

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 30, Nº 3, 3º Trimestre de 2024

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Arnaldo Walter

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 30 - nº3**

Itajubá, 2024 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter
143 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

A Revista Brasileira de Energia tem como missão: “divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionadas ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais”.

Editor Responsável

Arnaldo Walter

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4931-1603>

Lattes: <http://lattes.cnpq.br/1348339517901277>

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Comitê Editorial

Alexandre Salem Szklo

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Annemarlen Gehrke Castagna

Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR

Edmilson Moutinho dos Santos

Universidade de São Paulo - USP

Helder Queiroz Pinto Junior

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Joaquim Eugênio Abel Seabra

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Kamyla Borges da Cunha

Instituto Clima e Sociedade - iCS

Luiz Augusto Horta Nogueira

Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Mônica Cavalcanti Sá de Abreu

Universidade Federal do Ceará - UFC

Sergio Valdir Bajay

Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Virgínia Parente

Universidade de São Paulo - USP

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Juliana Klas

Vice-Presidente: Amaro Olimpio Pereira Junior

Diretora de Eventos: Sayonara Andrade Eliziario

Diretor de Publicações: Roberto Akira Yamachita

Diretor Administrativo: Arnaldo Cesar da Silva Walter

Conselho Fiscal

Liane Ludwig Loder

Marcos Vinícius Xavier Dias

Edson da Costa Bortoni

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

Secretaria Executiva da SBPE

Kelly Fernanda dos Reis

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

ESTATÍSTICAS

Tempo para tomada de decisões

Desde o primeiro número publicado em 2022, a Revista Brasileira de Energia (RBE) vem apresentando estatísticas relativas ao processamento das submissões. Com a implantação de novos procedimentos gerenciais, em outubro de 2020, foi possível reduzir o tempo para a avaliação dos artigos e tomada de decisões.

Por conta das pendências então existentes, para o conjunto de submissões analisadas desde outubro de 2020 o tempo médio de tomada de decisão ainda é longo – 196 dias. O número de dias é contado da data de submissão até a data da decisão editorial final – aceitação ou rejeição –, e nessa avaliação não estão sendo considerados os artigos publicados em números especiais e os artigos de autores convidados.

Já para as submissões que ocorreram a partir de outubro de 2020 e, portanto, excluindo dos resultados as pendências que existiam até então, o tempo médio de tomada de decisão é de 130 dias, sendo de 155 dias para os artigos aceitos.

O compromisso assumido é alcançar e manter o tempo de tomada de decisão abaixo de 150 dias, e isso já tem ocorrido há várias publicações: o tempo médio de tomada de decisões tem se mantido abaixo de 150 dias desde o primeiro número publicado em 2022. Por outro lado, a RBE segue trabalhando para que melhores resultados sejam alcançados.

Artigos mais acessados e os mais citados

O gerenciamento das submissões à Revista Brasileira de Energia é feito pela plataforma Open Journal Systems (OJS) desde março de 2018. Todos os artigos já publicados pela RBE, desde 1989, estão disponíveis em formato eletrônico (ver <https://sbpe.org.br/index.php/rbe/issue/archive>). Desde março de 2018 a plataforma OJS registra o número de consultas a *abstracts* e os *downloads* dos artigos publicados.

Em quase sete anos houve pouco mais de 239 mil *downloads* de artigos publicados; o levantamento aqui apresentado foi feito na última semana de fevereiro de 2025. Entre todos os artigos já publicados, os cinco mais acessados são apresentados na Tabela 1. Por outro lado, entre os artigos publicados a partir de 2020 (inclusive), os cinco mais acessados são apresentados na Tabela 2.

Em adição, utilizando a plataforma Google Acadêmico, em Fevereiro de 2025 foram identificados os artigos da RBE com mais

citações. Na Tabela 3 são apresentados os dez artigos mais citados, de acordo com o levantamento feito.

Tabela 1 - Artigos mais acessados dentre os já publicados; monitoramento a partir de março de 2018

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de downloads
Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	11.440
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Osvaldo L. S. Pereira e Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	8.141
Sistemas de armazenamento de energia elétrica em redes inteligentes: Características, oportunidades e barreiras	Yáscara F. F. Costa e Silva, e Edson C. Bortoni	2016	v. 22 n. 01	7.825
<i>Investment analysis for wind energy projects</i>	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	7.464
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2001	v. 08 n. 01	4.558

Tabela 2 - Artigos mais acessados dentre os publicados a partir de 2020 (inclusive)

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de downloads
Bioenergia no Brasil: onde estamos e quais nossos horizontes	Luiz Augusto Horta Nogueira, Rafael Capaz, Electo Silva Lora	2021	v. 27, n. 3	2.222
Emissões de gases de efeito estufa no setor de energia, no Brasil	Arnaldo Walter	2021	v. 27, n. 3	2.168
A multidimensionalidade da pobreza no Brasil: um olhar sobre as políticas públicas e desafios da pobreza energética	Antonella Mazzone, Talita Cruz, Paula Bezerra, Régis Rathmann, André F. P. Lucena, Roberto Schaeffer, Alexandre Szklo	2021	v. 27, n. 3	1.668
Validação de dados de vento da reanálise ERA5-LAND para estimativa de potencial eólico no Estado do Rio de Janeiro	Rose Angela Hilda Wanzeler Braga, Eliane Barbosa Santos, Matheus Ferreira de Barros	2021	v. 27 n. 04	1.299
(In)Justiça energética: definição conceitual, parâmetros e aplicabilidade no caso do Brasil	Vinicius Eduardo Ribas, André Felipe Simões	2020	v. 26 n. 04	1.225

Tabela 3 - Artigos com mais citações acadêmicas; levantamento feito com uso do Google Acadêmico na última semana de fevereiro de 2025

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Principais subprodutos da agroindústria canavieira e sua valorização	Luís Cortez, Paulo Magalhães e Júlio Happ	1992	v. 02 n.02	145
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2001	v. 08 n. 01	111
O uso de carvão vegetal na indústria siderúrgica brasileira e o impacto sobre as mudanças climáticas	Alexandre Uhlig, José Goldemberg, Suani Teixeira Coelho	2008	v. 14 n. 02	70
Reflexões sobre os principais programas em eficiência energética existentes no Brasil	Hamilton Moss de Souza, Paulo Augusto Leonelli, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Valdir Borges Souza Júnior, Roberto Wagner Lima Pereira	2009	v. 15 n. 01	38
Energia solar fotovoltaica no Brasil: Incentivos regulatórios	Fabiana Karla de Oliveira Martins Varella, Carla Kazue Nakao Cavaliero, Ennio Peres da Silva	2008	v. 14 n. 01	37
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Osvaldo L. S. Pereira, Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	37
Mudança institucional e inovação na indústria brasileira de petróleo	André Tosi Furtado	2002	v. 09 n. 01	32
Planejamento energético: Necessidade, objetivo e metodologia	Sérgio Valdir Bajay	1989	v. 01 n. 01	29
Impactos ambientais de reservatórios e perspectivas de uso múltiplo	Cruz Castro H., Fabrizy M. P	1995	v. 04 n. 01	25
Processo de aprendizagem da Petrobrás: programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore	Adriana Gomes de Freitas, André Tosi Furtado	2001	v. 08 n. 01	24

O Comitê Editorial da RBE agradece a contribuição de todos os autores.

Arnaldo Walter

Editor Responsável - Revista Brasileira de Energia

EDITORIAL

Este é o terceiro número do volume 30, de 2024, da Revista Brasileira de Energia (RBE). Este número é dedicado à publicação dos melhores trabalhos apresentados no XIV CBPE – Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, realizado entre os dias 16 e 18 de Outubro de 2024, em Manaus. Os trabalhos aqui publicados foram indicados pela Comissão Organizadora do XIV CBPE.

No evento houve a apresentação de 289 trabalhos, tendo 129 sido apresentados oralmente e 160 em sessões poster. Os trabalhos foram classificados em 23 áreas temáticas, e nessas áreas procurou-se identificar trabalhos de destaque. O procedimento de seleção se baseou nas versões finais dos textos submetidos pelos autores, bem como na apresentação oral de cada trabalho.

No presente número estão sendo publicados dez artigos. Uma vez selecionados os trabalhos pela Comissão, os mesmos foram revisados pelo Comitê Editorial da RBE. Os autores foram então consultados sobre o interesse na publicação.

O artigo de Ana Carolina Aoki Lopes e coautores discorre sobre a necessidades de expansão da rede de transmissão no contexto das recentes mudanças do sistema elétrico brasileiro. O trabalho foi indicado como um dos de destaque no Área Temática “Setor Elétrico”.

Pedro Henrique Silva Rodrigues e coautores apresentaram um artigo com foco na análise de sustentabilidade das fontes de geração de energia elétrica, no Brasil, em um estudo comparativo com o emprego de indicadores. O artigo foi destacado entre os trabalhos apresentados na área “Planejamento”.

Já na Área Temática “Modelagem”, Yanick Rodolfo Gomes e Edmarcio Anonio Belati tiveram seu trabalho indicado. A contribuição dos autores é um estudo de viabilidade técnica e econômica de reconfiguração da rede de distribuição de energia elétrica.

O artigo de Fabiana de Marqui Mantovan e coautores, que foi apresentado na Área Temática “Hidrogênio”, foi indicado. No artigo é feita uma análise do uso de hidrogênio no armazenamento de energia elétrica, comparando o Brasil e outros países, com uso de indicadores.

Entre os trabalhos classificados na Área Temática “Setor Elétrico” também foi indicado o artigo de Rodrigo Azambuja e coautores, em que é feita análise dos impactos do El Niño no ciclo hidrológico e no consumo de eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN).

A produção de hidrogênio verde eletrolítico, e os desafios regulatórios relacionados à transmissão de energia elétrica no Brasil, é o tema tratado por Guilherme Dantas e coautores, em artigo que foi selecionado entre os que foram apresentados na Área Temática “Hidrogênio”.

Já Vanessa Olivo Viola e coautores analisaram a possível extração de terras raras em função da drenagem ácida de minas de carvão. O artigo, apresentado na Área Temática “Carvão Mineral”, foi selecionado pela Comissão Organizadora.

Por sua vez, Rudi Henri van Els e Amrita Raghoebarsing usaram técnicas de planejamento geoespacial em um estudo de eletrificação rural na região Amazônica, com estudo de caso em Suriname. O trabalho foi apresentado na Área Temática “Planejamento”.

A contribuição de Acássio Marcelo Dias Pinto e Eduardo Crestana Guardia foi sobre o planejamento de experimentos em estudos relativos à geração fotovoltaica. No XIV CBPE, o trabalho foi apresentado na Área Temática “Solar”.

Finalmente, o trabalho de Elias Gabriel Magalhães Silva e coautores versa sobre a recuperação energética quando do processamento, por rota termoquímica, de resíduos da cadeia produtiva do eucalipto. O artigo foi apresentado na Área Temática “Bioenergia”.

A RBE parabeniza os autores dos dez artigos, pela indicação, e agradece a colaboração.

Desejo bom proveito a todos os leitores deste número da Revista Brasileira de Energia.

Arnaldo Walter

Editor Responsável - Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

A EXPANSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO DECORRENTE DA ATUAL MUDANÇA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....12

Ana Carolina Aoki Lopes, Ana Cláudia Carvalho Barquete, Drielli Peyerl, Gilberto Jannuzzi

ANÁLISE DA SUSTENTABILIDADE DAS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UM ESTUDO COMPARATIVO COM BASE EM INDICADORES.....25

Pedro Henrique Silva Rodrigues, Arthur Reis Martins, Roberto Asano Junior, Douglas Bellini, Ricardo Drudi

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA RECONFIGURAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS CONSIDERANDO BESS.....36

Yanick Rodolfo Gomes, Edmarcio Antonio Belati

ANÁLISE DO FATOR DE ENERGIA PRIMÁRIA, EMISSÃO E INTENSIDADE DO USO DO SOLO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM HIDROGÊNIO EM DIFERENTES PAÍSES.....49

Fabiana de Marqui Mantovan, Jordão Gheller Junior, Carmem Rosane Isse Gomes, Leandro Machado de Carvalho, Paulo Smith Schneider

ANÁLISE DOS IMPACTOS DO FENÔMENO EL NIÑO OSCILAÇÃO SUL CICLO 2023/2024 NO CENÁRIO HIDROLÓGICO E CONSUMO NO SIN....62

Rodrigo da Rosa Azambuja, André Frazão Teixeira, Nelson Bernardo Rodrigues Cavalcante, Felipe Tartaro Pereira, Guilherme Matiussi Ramalho, Francisca Lanai Ribeiro Torres

DESAFIOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS À TRANSMISSÃO DE ENERGIA PARA A VIABILIZAÇÃO DE UM MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE SÍNCRONO NO BRASIL.....73

Guilherme Dantas, Murilo de Miranda, Guilherme Susteras, Guilherme Susteras, Priscilla Ghisi, Alexandra Susteras, Alexandre Bueno, Eduardo Heraldo, Julia Rodrigues

DRENAGEM ÁCIDA DE MINAS DE CARVÃO COMO POTENCIAL FONTE PARA EXTRAÇÃO DE ELEMENTOS TERRAS RARAS.....87

Vanessa Olivo Viola, Thiago Fernandes de Aquino, Beatriz Bonetti, Lucas Canarin Marcineiro, Agda Dutra Cardoso, Thalia Francesconi Macedo, Leonardo Dal Bó Tiscoski, Camila Generoso Amaral, William de Oliveira Sant Ana, Vanessa de Castro Barbosa, Leticia Possoli dos Santos, Marisa Nascimento, Ysrael Marrero Vera, Paulo Sergio Moreira Soares

GEOSPATIAL PLANNING FOR THE RURAL ELECTRIFICATION OF THE AMAZON - SURINAME CASE STUDY.....99

Rudi Henri van Els, Amrita Raghoebarsing

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA SOB A PERSPECTIVA DO PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS.....112

Acássio Marcelo Dias Pinto, Eduardo Crestana Guardia

RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS RESÍDUOS DA CADEIA PRODUTIVA DE EUCALIPTO NO ESTADO DE MINAS GERAIS POR ROTA TERMOQUÍMICA.....128

Elias Gabriel Magalhães Silva, Rodrigo Sequinel, Rômulo Simões Cezar Menezes, Emmanuel Damilano Dutra, Wallysson Klaus Pires Barros, Íthalo Barbosa Silva de Abreu, Michael Oliveira Resende

A EXPANSÃO DA REDE DE TRANSMISSÃO DECORRENTE DA ATUAL MUDANÇA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Ana Carolina Aoki Lopes¹
Ana Cláudia Carvalho Barquete²
Drielli Peyerl³
Gilberto Jannuzzi¹

¹Universidade Estadual de Campinas

²Universidade de São Paulo

³University of Amsterdam

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.934

RESUMO

O conceito atual de transição energética, de forma mais ampla, é entendido como um processo em que ocorre a substituição das fontes de origem fóssil por fontes renováveis e mais limpas de geração de energia. Dentro deste contexto, a discussão sobre a forma de transmissão da eletricidade gerada e seu armazenamento é relevante para o avanço das iniciativas em prol da transição energética. Dito isto, este trabalho traz uma análise do papel da infraestrutura da rede de transmissão e os impactos gerados por essa na matriz elétrica brasileira. O foco do trabalho concentra-se após a criação e iniciativas do governo brasileiro de oferecer subsídios para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia, em especial a eólica e a solar fotovoltaica. Como resultado inicial destacamos a necessidade de investimento na expansão e modernização das redes para: (i) garantir a segurança do escoamento da geração com as fontes energia eólica e solar fotovoltaica na rede elétrica e (ii) conferir flexibilidade e resiliência para a transição energética, mesmo com atual excedente de geração de energia elétrica no Brasil.

Palavras-chave: Transição energética; Transmissão de energia elétrica; Sistema elétrico brasileiro.

ABSTRACT

The current concept of energy transition, in a comprehensive way, is understood as a process in which fossil sources are replaced by renewable and clean energy generation sources. Within this context, the discussion on how to transport the energy produced and its storage is relevant for advancing initiatives in favour of the energy transition. That

said, this work presents an analysis of the role of transmission network infrastructure and the impacts generated by it on the Brazilian electricity matrix. The focus of the work is to discuss the implications of the creation and initiatives of the Brazilian government to offer subsidies for the development of renewable energy sources, especially wind and solar photovoltaic. As an initial result, we highlight the need for investment in the expansion and modernization of networks to: (i) guarantee the safe flow of wind and solar photovoltaic energy sources into the electrical grid and (ii) provide flexibility and resilience for the energy transition, even if today there is a surplus of electricity generation in Brazil.

Keywords: Energy transition; Electric energy transmission; Brazilian electrical system.

1. INTRODUÇÃO

Para alcançar as metas globais de clima e energia até 2040 será necessário a expansão ou substituição de 80 milhões de quilômetros de infraestrutura elétrica, conforme estimado pelo relatório *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*, da Agência Internacional de Energia (IEA), o qual enfatiza a importância da ampliação das redes de transmissão e distribuição para possibilitar o crescimento da geração de energia renovável. Destaca-se que essa cifra equivale à extensão total do atual sistema elétrico global. Atrasos nos investimentos em linhas elétricas têm como consequência o aumento das emissões de dióxido de carbono, podendo impactar na desaceleração da transição energética e colocar em risco a meta de limitar o aquecimento global a 1,5°C até 2050. O relatório também destaca uma fila extensa de pelo menos 3.000 GW em projetos de energia renovável aguardando para se integrarem à rede, dos quais 1.500 GW estão em estágio avançado; isso representa cinco vezes a capacidade adicional de energia solar e eólica implementada globalmente em 2022 (IEA, 2023).

De acordo com sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), o Brasil tem demonstrado comprometimento com os objetivos do Acordo de Paris no que tange aos esforços em limitar o aquecimento global a 1,5°C. Uma das contribuições previstas no documento é expandir o uso de fontes renováveis de energia para além da hídrica, não mencionando contribuições específicas da transmissão de energia nesse processo (BRASIL, 2023). No entanto, a EPE planeja a expansão de cerca de 41 mil quilômetros de linhas de transmissão nos próximos 10 anos, o que representa um aumento de 23% da rede existente.

Este trabalho visa analisar o papel da transmissão na transição energética e os impactos da transição energética na transmissão, ocorrida após a criação de subsídios para fontes renováveis de energia e alcance da maturidade tecnológica e regulatória, sem considerar as-

pectos de armazenamento. Primeiramente, concentrou-se na revisão bibliográfica sobre o tema, ou seja, como se constituiu a rede de transmissão de energia elétrica no Brasil. Ao mesmo tempo buscamos artigos, estudos e discussões que tratassem da relação da transmissão e a transição energética. Na sequência realizou-se um levantamento de como novas fontes renováveis de energia foram inseridas e consolidadas na matriz elétrica brasileira, os benefícios e subsídios aplicados ao longo do tempo, e a relação direta com a expansão da rede de transmissão de energia elétrica no país. As referências bibliográficas analisadas apontam a interdependência que podem ter impactos tanto positivos quanto negativos, a depender dos contextos. O principal resultado apresentado é um *framework* acoplado a relação da transição energética com a transmissão de energia elétrica brasileira como sugestão a ser aplicada.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é um sistema hidro-termo-eléctrico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. É formado por uma complexa malha de linhas de transmissão que corre o Brasil e garante o suprimento de energia elétrica em todos os cantos do país. A maior parte do SEB está conectada por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN). É um sistema de coordenação e controle formado por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e maior parte da região Norte.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Desde 1998 há dissociação da transmissão da geração de energia elétrica e os novos investimentos ocorrem por meios de Leilões com receita assegurada por meio de tarifa própria, o que permite a adequada remuneração dos empreendimentos.

2.2 Aspectos históricos e regulatórios da inserção de fontes renováveis variáveis na matriz elétrica brasileira

No âmbito da Conferência Rio 92, realizada no Brasil, o país estabeleceu estratégias energéticas visando a expansão do uso de fontes renováveis de energia. A partir desse marco, o Brasil passou a canalizar investimentos em fontes alternativas de energia, como bio-

massa, energia solar e eólica. Essa mudança de abordagem reflete um compromisso mais sólido do Brasil com a transição energética e a busca por fontes mais limpas e sustentáveis, alinhadas aos princípios da proteção ambiental e à mitigação dos impactos das mudanças climáticas.

Durante a crise energética no ano de 2001, causada pela escassez de chuvas associada ao aumento da demanda de energia e à alta dependência das hidrelétricas, o presidente da república Fernando Henrique Cardoso criou a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE), que reuniu diversos setores governamentais, além do elétrico, como da economia e de segurança nacional, para acompanharem a situação de desabastecimento no país e para a tomada conjunta de decisões e adoção de medidas necessárias. Naquele momento, a medida empregada foi o racionamento de energia elétrica, e, desde então, o governo vem promovendo medidas que incentivam a utilização de fontes alternativas.

Na década de 2010 o Brasil testemunhou então um notável aumento no uso de fontes renováveis de energia, e esse crescimento é atribuído à inclusão dessas alternativas nos leilões de energia elétrica, que possibilitaram a oportunidade de competir em condições equitativas com outras fontes geradoras. Além disso, aprimoramentos substanciais na eficiência das turbinas eólicas ao longo desse período as tornaram cada vez mais competitivas.

Para que a regulação acompanhasse o avanço das fontes de energia renovável, a ANEEL emitiu as Resoluções Normativas nº 481 e 482/2012 e 687/2015 que permitiram a operacionalização dos incentivos.

Após diversos incentivos, sintetizados na Tabela 1, hoje a energia eólica e solar fotovoltaica estão bem estabelecidas na matriz energética brasileira, são competitivas, e têm significativa participação no atendimento à demanda de energia elétrica.

Tabela 1 – Principais incentivos governamentais para a entrada de energias renováveis no SEB

Nome	Principal objetivo
Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios - PRODEEM	Impulsionar a adoção de fontes renováveis de energia no Brasil através da aplicação de sistemas fotovoltaicos e aerogeradores para prover eletricidade a comunidades remotas desprovidas de acesso à rede elétrica.
Programa Emergencial de Energia Eólica - PROEÓLICA - Resolução nº 24/2001	Possibilitar a implantação de 1.050 MW de capacidade eólica instalada até dezembro de 2003, integrada ao Sistema Interligado Nacional
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – Lei 10.438/02, Lei 10.762/03, Lei 11.075/04 e Decreto 5.05/04	Estimular a geração de eletricidade por meio de energia eólica, fontes de biomassa, e pequenas centrais hidrelétricas. Estabeleceu as bases para a realização de leilões de energia renovável. Fortaleceu a indústria de turbinas eólicas e seus componentes no país, estipulando uma exigência mínima de nacionalização de 60%.

De acordo com o Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões, emitido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Planilha de Novembro de 2023, o preço médio de venda de energia elétrica trazido a valor presente do primeiro leilão (2º Leilão de Energia de Reserva em 2009) que contou com a participação de usina eólica foi de 335 R\$/MWh, enquanto o último leilão (37º Leilão de Energia Nova em 2022) teve como preço médio de venda 184 R\$/MWh, redução de 45% no valor do preço médio de venda de energia elétrica em 13 anos. Fazendo a mesma comparação para energia solar fotovoltaica, o preço médio de venda de energia trazido a valor presente do primeiro leilão (6º Leilão de Energia de Reserva em 2014) que contou com a participação de usina solar fotovoltaica foi de 349 R\$/MWh, enquanto em 2022, no 37º Leilão de Energia Nova, o preço médio de venda foi 180 R\$/MWh, redução de 49% no valor do preço médio de venda em oito anos. Neste mesmo leilão o preço médio de venda de fonte hidrelétrica foi de 292 R\$/MWh, mais de 50% acima do preço das fontes eólica e solar (CCEE, 2023).

De forma a acompanhar e permitir o escoamento da eletricidade gerada, foi necessária a ampliação da rede de transmissão existente. De acordo com o Relatório de Resultados dos leilões de transmissão da ANEEL, entre 2009 e 2022 foram licitados, em 35 leilões, 70 mil km de linhas de transmissão e um potencial de transformação de 176 mil MVA, representando um investimento atualizado estimado de R\$ 250,77 bilhões (ANEEL, 2024).

Como a geração de eletricidade por fonte eólica e solar atingiram sua maturidade e ficaram competitivas frente às fontes mais tradicionais, em 02 março de 2021 a Medida Provisória nº 998/2020 foi convertida na Lei nº 14.120, que trata da extinção dos subsídios às fontes incentivadas de geração de energia elétrica, entre outras providências. O desconto previamente estabelecido de 50% a 100% na TUSD/TUST, conforme os parágrafos 1º, 1º-A e 1º-B do Artigo 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, aplicável a empreendimentos de energia renovável e cogeração qualificada, seria concedido exclusivamente a empreendimentos que solicitassem a outorga dentro do prazo de 12 meses a partir da publicação da Lei nº 14.120/2021 (ou seja, até 02 de março de 2022) e iniciassem a operação das suas unidades geradoras dentro de 48 meses a contar da data de publicação da outorga.

Como consequência da definição do prazo para extinção do subsídio, foi iniciada a chamada “Corrida do Ouro”. Empreendedores de geração de energia tiveram que acelerar seus planos de investimento para obtenção da outorga e posteriormente garantir conexão ao sistema de transmissão para escoamento da energia elétrica gerada.

Para atender a demanda da “Corrida do Ouro”, entre junho de 2023 e março de 2024 - foram realizados três Leilões que permitiram a licitação de instalações de transmissão em um pacote de investimentos

de aproximadamente 56 bilhões de reais (ANEEL, 2024).

2.3 Transição Energética - ênfase na matriz elétrica e expansão da transmissão

As transições energéticas são processos de substituição ou adição dos recursos energéticos e vêm acontecendo ao longo da história, seja por inovação tecnológica e eficiência, economicidade, escassez, descoberta de recursos ou por questões ambientais, estas destacadas nas últimas décadas por conta das mudanças climáticas.

Para atender essa necessidade atual, dentre as possibilidades, discute-se uma transição energética baseada em descarbonização, digitalização, descentralização, diminuição do consumo, e democratização (MENEZHINI, 2022).

No cenário mundial, o Brasil se destaca na produção e consumo de energia de fontes renováveis consideradas limpas. Ao observar apenas o setor elétrico este destaque é ainda maior (IEA et al., 2023). Com a previsão de significativa expansão da geração eólica e solar fotovoltaica nos próximos anos, apontada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2023, é impreterível preparar o sistema de transmissão para que essas instalações possam de fato contribuir para a segurança energética do SIN e para a competição na oferta de geração de energia elétrica (EPE, 2023).

Outro ponto que deve ser considerado é a implantação do parque eólico *offshore*, principalmente considerando o montante de eletricidade gerada que o SIN deverá receber dessa fonte. Dependendo do horizonte em que esses empreendimentos serão implantados, o planejamento da transmissão pode ser afetado e, assim como ocorre no *onshore*, a falta de infraestrutura de transmissão pode afetar o escoamento de geração desses empreendimentos (EPE, 2022).

A natureza intermitente e sazonal das fontes renováveis pode impactar na segurança energética (RIBAS & SIMÕES, 2020; KOECKLIN et al., 2021), sendo a expansão da transmissão um aspecto importante para a resiliência energética do país. Um exemplo recente, quando houve um blecaute que afetou principalmente a região Nordeste do Brasil, em agosto de 2023, e a causa apontada pelo ONS foi a falha de desempenho de equipamentos de parques eólicos e solares, foi possível isolar eletricamente a região do restante do país e não propagar o problema pela característica interligada do sistema (ONS, 2023b). Dito isso, a expansão deve prover a integração segura de geração prospectiva projetada e proporcionar atendimento à demanda do SIN de forma segura em diversos cenários operacionais (Mello, 2023).

Este planejamento da expansão da transmissão ocorre principalmente na interligação com o Nordeste onde há uma alta concentração de fontes renováveis de custo operacional baixo com tendência de

expansão. Enquanto isso as regiões Sul e Sudeste possuem maior concentração de usinas hidrelétricas e termelétricas de grande porte, o que representa reserva operativa, inércia girante e potência de curto-circuito. Esta combinação torna necessária uma forte interligação entre as regiões, para que a operação possa otimizar todos os recursos disponíveis nos diferentes subsistemas (MELLO, 2023).

Sistemas de corrente contínua de alta voltagem provavelmente desempenharão um papel importante no suporte à transmissão em longas distâncias (IEA, 2021). No Brasil isso também pode ser percebido pelos empreendimentos que vêm sendo licitados, como a LT ± 800 kV em corrente contínua Graça Aranha-Silvânia, o futuro bipolo interligando o Rio Grande do Norte à região Sul. Soma-se à isso a expansão em corrente alternada em que dos 37.448 novos km de linhas de transmissão que entrarão em operação até 2027, 26.995 km serão em 500/525 kV (ONS, 2023a; FALCÃO; TARANTO, 2023).

Na perspectiva europeia, a extensão do sistema de transmissão deverá aumentar em quatro vezes para um sistema baseado em energia eólica e solar. Se por um lado há a possibilidade de otimização das redes de transmissão e distribuição com a ampla implantação de redes elétricas inteligentes e a flexibilidade do lado da demanda, por outro, desequilíbrios entre a distribuição espacial da produção e da demanda terão impactos nas necessidades das redes de transmissão e distribuição, sendo que uma rede de transmissão robusta permite flexibilidade de operação dos sistemas de energia (NIELSEN et al., 2023).

Além da inserção de recursos energéticos renováveis, o avanço da tecnologia digital melhora a eficiência energética por meio da instalação de medidores digitais, *internet* das coisas e implementação da gestão pelo lado da demanda (PEYERL et al., 2023), sendo a digitalização um pilar da transição que precisa ser destacado. Mesmo que sua ampla aplicação no nosso contexto esteja em um horizonte mais distante, esta é uma mudança que afeta-rá profundamente o mercado de energia e a sua relação com os consumidores (PEYERL et al., 2023). Com um grande aumento no uso de dispositivos conectados, a digitalização de ativos de rede para suportar operações de rede mais flexíveis e precisas, melhorando o gerenciamento de energias renováveis variáveis e uma resposta mais eficiente à demanda são peças fundamentais para a transição energética (IEA, 2021; NIELSEN et al., 2023) que conferem, inclusive, reflexos e necessidade de uma rede de transmissão de energia elétrica interligada para operar de forma eficiente.

Ao longo da história, as usinas convencionais foram devidamente planejadas e instaladas em locais apropriados para enfrentar condições de operação previsíveis em certo grau, mas a alta penetração de fontes renováveis provavelmente levará a padrões de demanda

e geração não planejados, com previsão mais desafiadora, o que pode sobrecarregar a rede de transmissão principalmente em áreas onde o suporte de potência reativa é escasso (CAPITANESCU, 2021).

O crescimento não uniforme e por vezes descoordenado afeta as necessidades de transmissão (NIELSEN et al., 2023). A entrada em operação de linhas de transmissão de-manda prazos extensos para o planejamento, licitação, licenciamento, construção e implantação, que podem chegar a sete anos, enquanto a geração renovável tem cronograma relativamente inferior, em média dois a três anos. Por isso o planejamento da transmissão vem se antecipando para evitar descompasso entre expansão da geração e expansão da transmissão que acarretam restrições elétricas (CABRAL et al., 2022; MELLO, 2023).

Em 2023, 88,3% da matriz elétrica brasileira era renovável e 51,2% da geração proveniente de hidrelétricas. Uma reflexão importante é que os impactos negativos das mudanças climáticas decorrentes das emissões de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera podem desencadear secas, estiagens e conseqüentemente impacto nos regimes hidrológicos. Essa real possibilidade é considerada pelo planejamento no que diz respeito à mitigação e resiliência no enfrentamento das alterações climáticas e na segurança energética do país (ONS, 2023a). Assim, para o SEB, investir nas fontes renováveis solar fotovoltaica e eólica representa mais que descarbonização, mas também segurança energética frente às mudanças climáticas e cenários de escassez hídrica (BRASIL, 2023).

Por fim, a necessidade de encarar as mudanças climáticas e ao mesmo tempo garantir a segurança energética, importante para a soberania dos países e para as políticas de planejamento à longo prazo, transforma o setor elétrico, levando a uma mudança do sistema convencional de geração de energia elétrica centralizado para o uso crescente de fontes renováveis, como eólica e solar, mais dispersas e distribuídas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

As redes elétricas de transmissão permitem a integração de todas as fontes de geração de energia elétrica, o que confere flexibilidade para equilibrar a demanda e o fornecimento, principalmente em territórios extensos, como o do Brasil (IEA, 2021). Assim, é possível dizer, que a transmissão de energia elétrica e a transição energética estão correlacionados e precisam ser trabalhados conjuntamente.

Com base nas referências consultadas foi possível construir o *framework* apresentado na Figura 1, sintetizando a relação entre a transição energética e a transmissão de energia elétrica. Para isso foram considerados quatro aspectos da transição energética: descentralização e descarbonização, diminuição do consumo e digitalização.

A necessidade de transição energética para fontes de baixo carbono se dá com as mudanças climáticas, e dentro de diversos contextos esta necessidade pode ser identificada como meio de emitir menos GEE (mitigação), para se preparar para eventos de escassez de recursos (adaptação) ou mesmo para enfrentar eventos climáticos extremos, como o ocorrido no Rio Grande do Sul em 2024 (resiliência).

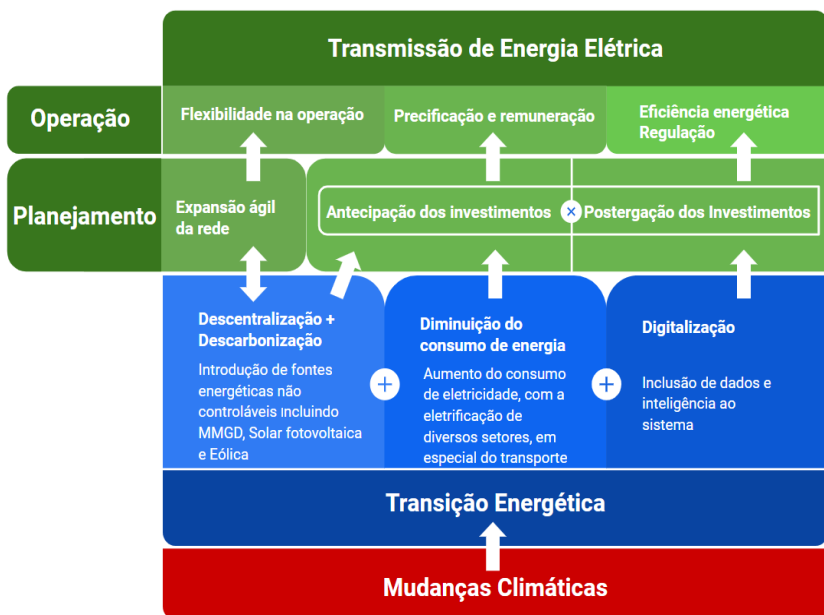


Figura 1 - *Framework* da relação transição energética e transmissão de energia elétrica

Os aspectos de descentralização e descarbonização estão associadas à inserção de fontes renováveis intermitentes, como solar fotovoltaica e eólica, e isso demanda que o planejamento da transmissão atue de forma ágil e antecipada para prover o escoamento da eletricidade gerada, uma vez que a construção de linhas de transmissão leva mais tempo que a implantação da geração. Para que essa geração avance e atenda da melhor forma possível a demanda por eletricidade é necessário que as redes de transmissão estejam preparadas, sendo uma via de mão dupla: a rede precisa se preparar para conectar as fontes renováveis e o mercado precisa induzir os negócios para que o planejamento prepare a rede. A metodologia adotada pela EPE, de *clusters*, permite preparar a infraestrutura de transmissão para receber os empreendimentos de geração, retroalimentando o mercado.

Ao mesmo tempo, a inserção de micro e minigeração distribuí-

da (MMGD) pode desempenhar papel ambíguo, ora postergando a necessidade de investimentos, pela característica da carga estar no local de consumo, ora pela necessidade de ampliar ainda mais os investimentos para escoar o excedente.

A transição energética com maior eficiência, de forma geral, impacta especificamente o setor elétrico, pois implica principalmente a eletrificação do setor de transporte, além de outros usos para a energia elétrica gerada, como a produção de hidrogênio. Isso implica, a depender do contexto, necessidade de antecipar investimentos em infraestrutura de transmissão, ou postergá-las. Desta forma, é importante perceber que as soluções para os combustíveis têm um papel crucial na descarbonização, bem como a expectativa de intensa eletrificação do setor de transporte. Segundo a IEA (2021), no cenário mundial de Neutralidade de Emissões 2050 (NZE) a adição de energia solar fotovoltaica e eólica deve quadruplicar até 2030, a venda de carros elétricos será 18 vezes maior, e a intensidade energética deve diminuir 4% ao ano, dada a maior eficiência energética esperada.

Os aspectos de digitalização também podem postergar a necessidade de investimentos em infraestrutura de transmissão, pois com a resposta à demanda melhor estabelecida é possível ganhos de eficiência energética, que com a expansão da MMGD e medidores digitais bidirecionais, pode promover um atendimento eficiente a depender da qualidade da interligação entre as fontes geradoras e os consumidores de energia elétrica.

4. CONCLUSÃO

Desde o início dos anos de 1990, com as estratégias energéticas estabelecidas na Conferência Rio 92, o Brasil tem investido fortemente no desenvolvimento da diversificação e ampliação de fontes renováveis na matriz energética brasileira. O país estruturou uma matriz elétrica limpa pelas condições de disponibilidade dos recursos, e tem neste marco um compromisso com a transição energética por necessidade, reduzindo a dependência dos combustíveis fósseis para geração de energia elétrica. Os últimos leilões de energia comprovaram que gerar energia elétrica a partir de fontes eólicas e solar fotovoltaica já é mais vantajosa do que a tradicional fonte hídrica. Porém, é necessário garantir o escoamento da eletricidade gerada ao longo de um país com extensões continentais, como o Brasil, isso só sendo possível com investimento em redes de transmissão de forma ágil e ordenada, que vem sendo planejado e implementado de forma intensiva.

O *framework* elaborado neste trabalho pode ser uma ferramenta inicial para a discussão de inserção de temas que englobam a transição energética, devendo ser aprofundado e inserido nessa dinâmica dentro do SEB. Esta análise ainda poderia ser expandida nos

aspectos de armazenamento, que compõem a transição energética, e como baterias e hidro-gênio podem trazer impactos para o planejamento e operação da transmissão de energia elétrica.

A transição energética traz muitos desafios, mas também oportunidades para o Brasil. Com excedente energético no Nordeste praticamente o ano todo, acrescido da MMDG que está em constante expansão em todo o país, há um cenário de complexidade para a operação, sendo a robustez do sistema um avanço necessário para atender a geração e as oportunidades, como hidrogênio verde e expansão intensa da frota eletrificada em um futuro próximo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). 2024. Resultados dos leilões de transmissão. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/resultadosLeiloes/leiloesTransmissao> Acesso em: 30/05/2024.

BRASIL. Contribuição Nacionalmente Determinada - Nationally Determined Contribution (iNDC). 2023.

CABRAL, R. R.; TEIXEIRA, T. P.; RIZZOTTO, T. C. Empresa de Pesquisa Energética. Estimacão De Pontos De Conexão Para Novas Soluoes De Transmissão No Contexto Do Planejamento Da Expansão Considerando Incertezas Grupos de estudo de planejamento de sistemas elétricos. XXVI Seminário Nacional de Produo e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro/RJ, 2022.

CAPITANESCU, F. (2021). Evaluating reactive power reserves scarcity during the energy transition toward 100% renewable supply. *Electric Power Systems Research* 190 (2021) 106672 <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106672>

CCEE, Acervo CCEE, 2023. Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões. Novem-bro de 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=38753&assunto=39056&keyword=consolidado&periodo=1825> Acesso em 23/11/2023

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 2022. Roadmap Eólica Offshore Bra-sil: Perspectiva e caminhos para a energia eólica marítima. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf Acesso em: 05/06/2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 2023. Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Cadernos PDE 2032. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2032/cadernos>. Acesso em: 30/10/2023.

FALCÃO, D.; TARANTO, G. (COPPE/UFRJ) (2023) - Impacto da conexão de geração eólica e fotovoltaica em larga escala no sistema interligado brasileiro Workshop “Desafios para o planejamento e operação do sistema frente ao aumento da participação de fontes intermitentes” reúne, nos dias 31/10 e 01/11 de 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=QfnDgivDaKY&t=3206s>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector. Paris: 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Electricity Grids and Secure Energy Transitions Paris: 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA); International Renewable Energy Agency (IRENA); United Nations Statistics Division (UNSD); World Bank; World Health Organization (WHO). Tracking SDG7: The Energy Progress Report 2023. Paris: IEA, 2023.

KOECKLIN, M. T.; LONGORIA, G.; FITIWI, D. Z.; DECAROLIS, J. F.; CURTIS, J. (2021). Public acceptance of renewable electricity generation and transmission network developments: Insights from Ireland Energy Policy 151 (2021) 112185 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112185>

MELLO, R. (STE/EPE) (2023). Os Desafios do Planejamento da Expansão do SIN Frente a Cenários de Alta Penetração de Renováveis e Resposta da Demanda. Workshop “Desafios para o planejamento e operação do sistema frente ao aumento da participação de fontes intermitentes” reúne, nos dias 31/10 e 01/11 de 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=QfnDgivDaKY&t=3206s>

MENEGHINI, J. R. Energy Transition in Brazil: Foreword. Cham: Springer, 2023.

NIELSEN, S, ØSTERGAARD, Poul Alberg, SPERLING, Karl. Renewable energy transition, transmission system impacts and regional development – a mismatch between national planning and local development Energy 278 (2023) 127925 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127925>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS) 2023a. O Sistema em números. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros> Acesso em: 01/11/2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS) 2023b. Integração de Novas Instalações: Relatório de Análise de Perturbação (RAP) RAP-ONS 00012/2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RAP%202023.08.15%2008h030min%20vers%c3%a3o%20final.pdf> Acesso em: 06/12/2023.

PEYERL, D.; RELVA, S.; DA SILVA, V. Energy Transition in Brazil. Cham: Springer, 2023. RIBAS, V. E.; SIMÕES, A.F. (IN)Justiça Energética: Definição conceitual, Parâmetros e Aplicabilidade no Caso do Brasil. Revista Brasileira de Energia, v.26, n. 4. 2020. DOI: 10.47168/rbe.v26i4.580. Disponível em: <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i4.580> acesso em: 28/01/2025.

RIBAS, V. E.; SIMÕES, A.F. (IN)Justiça Energética: Definição conceitual, Parâmetros e Aplicabilidade no Caso do Brasil. Revista Brasileira de Energia, v.26, n. 4. 2020. DOI: 10.47168/rbe.v26i4.580. Disponível em: <https://doi.org/10.47168/rbe.v26i4.580> acesso em: 28/01/2025.

ANÁLISE DA SUSTENTABILIDADE DAS FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: UM ESTUDO COMPARATIVO COM BASE EM INDICADORES

Pedro Henrique Silva Rodrigues¹

Arthur Reis Martins¹

Roberto Asano Junior¹

Douglas Bellini¹

Ricardo Drudi¹

¹Universidade Federal do ABC

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.938

RESUMO

Encontrar a matriz elétrica ideal de um país é um desafio complexo que envolve aspectos econômicos, sociais e ambientais. A análise das alternativas de geração de energia elétrica, considerando suas vantagens e desvantagens, é essencial para um modelo sustentável e resiliente. Indicadores de sustentabilidade são cruciais para avaliar essas opções, permitindo uma comparação robusta e científica. Este estudo propõe indicadores para analisar as fontes de energia, fornecendo subsídios para decisões no planejamento energético. Com base em uma revisão bibliográfica, foram selecionados indicadores consistentes, mensuráveis e independentes, abrangendo aspectos econômicos, tecnológicos, ambientais e sociais. Alguns dos indicadores utilizados foram o custo de eletricidade, capacidade de resposta à demanda, uso do solo, consumo de água, externalidades, geração de empregos e aceitação pública. Após a normalização dos dados e atribuição de pesos em uma análise multicritério, a pontuação final das tecnologias foi obtida. Hidrelétrica, nuclear e eólica onshore se destacaram positivamente, enquanto carvão e biomassa tiveram as piores pontuações. Portanto, este estudo demonstra que o uso de indicadores de sustentabilidade facilita a comparação entre fontes de energia e apoia decisões fundamentadas para a escolha de opções alinhadas com critérios de sustentabilidade, contribuindo para um modelo energético mais sustentável.

Palavras-chave: Indicadores de sustentabilidade; Planejamento energético; Decisão multicritério.

ABSTRACT

Finding a country's ideal electricity matrix is a complex challenge that involves economic, social and environmental aspects. Analysing electricity generation alternatives, considering their advantages and disadvantages, is essential for a sustainable and resilient model. Sustainability indicators are crucial for evaluating these options, allowing for a robust and scientific comparison. This study proposes indicators to analyse energy sources, providing input for decisions in energy planning. Based on a literature review, consistent, measurable and independent indicators were selected, covering economic, technological, environmental and social aspects. Some of the indicators used were the cost of electricity, demand response capacity, land use, water consumption, externalities, job creation and public acceptance. After normalising the data and assigning weights in a multi-criteria analysis, the final score of the technologies was obtained. Hydroelectric, nuclear and onshore wind stood out positively, while coal and biomass had the worst scores. Therefore, this study demonstrates that the use of sustainability indicators facilitates comparison between energy sources and supports informed decisions for choosing options in line with sustainability criteria, contributing to a more sustainable energy model.

Keywords: Sustainability indicators; Energy planning; Multi-criteria decision-making.

1. INTRODUÇÃO

O Brasil ostenta uma matriz elétrica singular, caracterizada pela predominância da geração hidrelétrica que, em 2022, atingiu a marca de 61,9% da oferta interna de energia elétrica. No entanto, uma diversificação gradual vem se desenhando, impulsionada principalmente pela implementação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, que atingiram 23,8 GW e 24,5 GW, respectivamente, de capacidade instalada (EPE, 2023).

Embora a geração termelétrica tenha diminuído 32,3%, devido ao aumento dos níveis dos reservatórios das principais hidrelétricas do país, a biomassa e o gás natural continuam a ser importantes fontes na geração elétrica no Brasil. A biomassa, composta principalmente de bagaço de cana e lixo, responde por 8,0% da oferta interna de energia elétrica. Já o gás natural representa 6,1% da oferta. Juntas, essas duas fontes respondem por 70,2% de toda a geração termelétrica do país (EPE, 2023).

A diversificação da matriz elétrica brasileira, com opções desde a geração centralizada de grande porte até a geração distribuída de

pequeno porte, abre caminho para a discussão sobre qual modelo energético é o mais adequado para o país. Encontrar a matriz ideal para o país se configura como um desafio multifacetado, envolvendo ponderações sobre os aspectos econômicos, sociais e ambientais. A análise aprofundada das diversas alternativas, considerando suas vantagens e desvantagens, é fundamental para a construção de um modelo sustentável e resiliente (CESARETI, 2010).

Diante da complexa tarefa de encontrar a matriz ideal, surge a necessidade de analisar criticamente as diversas alternativas disponíveis, considerando seus prós e contras. Uma grande quantidade de trabalhos de avaliação dos indicadores de sustentabilidade para fontes de geração de eletricidade com resultados divergentes pode ser encontrado nas bases de dados acadêmicas, ressaltando a dificuldade estabelecida pela ausência de metodologia amplamente aceita (CESARETI, 2010).

O uso de indicadores de sustentabilidade adequados é crucial para avaliar e comparar as diversas opções de geração de energia, considerando as diferentes particularidades que impactam a sustentabilidade ambiental, social e econômica do sistema energético. O estudo que será apresentado neste trabalho contribui para essa discussão ao propor um conjunto de indicadores que permite uma análise científica robusta das fontes de energia, fornecendo subsídios valiosos para a tomada de decisões no planejamento energético do país.

Este estudo selecionou indicadores baseando-se em quatro dimensões distintas - econômica, tecnológica, ambiental e sociopolítica - a fim de avaliar e distribuir dez indicadores de sustentabilidade. Esses indicadores compreendem aspectos cruciais, tais como custo nivelado de eletricidade, capacidade de resposta à demanda, fator de capacidade, uso do solo, consumo de água, externalidades ambientais, externalidades sociais, geração de empregos, aceitação pública e risco de dependência energética externa. Essa estrutura multifacetada proporciona uma análise abrangente, incorporando diversas perspectivas e considerando variáveis cruciais para uma avaliação completa e equilibrada da sustentabilidade.

A partir de uma revisão bibliográfica, este trabalho selecionou indicadores que fossem ao mesmo tempo consistentes, comparáveis para as tecnologias de geração de energia elétrica mais relevantes no Brasil, mensuráveis, independentes e que abrangessem um determinado tema da maneira mais sistemática possível. Finalmente, após a coleta de dados, é realizada uma normalização desses dados e uma atribuição de pesos que são utilizados para balancear os indicadores e apresentar uma classificação das tecnologias mais sustentáveis dentro dos parâmetros escolhidos. A pontuação final de cada tecnologia é obtida através da soma dos valores normalizados

dos indicadores, multiplicados pelos respectivos pesos em uma análise multicritério.

Nas próximas seções serão apresentados os indicadores utilizados, a matriz dos indicadores estudados, os resultados obtidos e, por fim, as conclusões gerais do trabalho.

2. APRESENTAÇÃO DOS INDICADORES DE SUSTENTABILIDADE

O estudo utilizou quatro dimensões para distribuir os 10 indicadores de sustentabilidade: econômico, tecnológico, ambiental e sociopolítico. Nas Tabela 1, são mostrados os valores destes indicadores para as esferas econômicas, tecnológica e ambiental.

Para a esfera econômica, o custo nivelado de eletricidade foi utilizado como indicador. Seus cálculos levam em consideração os custos de investimento, operação e os custos de manutenção, custos de combustível, custos de descomissionamento. O relatório *Projected Costs of Generating Electricity*, publicado em 2010 pela Agência Internacional de Energia Nuclear (NEA), Agência Internacional de Energia (IEA) e a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) exibe o custo nivelado de eletricidade para cerca de 200 plantas de geração de eletricidade localizada em 21 países (NEA; IEA; OCDE, 2010).

Na esfera tecnológica, a resposta à demanda e o fator de capacidade foram utilizados. O trabalho do Breeze (2019) foi utilizado como referência aos dados de resposta à demanda, enquanto o indicador de fator de capacidade foi obtido dos trabalhos de IEA (2011) e NEA, IEA e OCDE (2010).

Na esfera ambiental, foram escolhidos os indicadores de ocupação de solo, consumo de água e externalidades ambientais. A fim de produzir uma comparação justa de tecnologias, levamos em consideração o uso da terra ao longo de todo o ciclo de vida das usinas: a extração, processamento, transporte e eliminação de resíduos de combustíveis, além de considerar a construção, operação e desmantelamento da central de energia; os dados foram obtidos do trabalho de Fthenakis e Kim (2009). Assim como a ocupação do solo, a minimização do consumo de água também foi considerada crítica pelos autores. Neste caso, os valores de consumo apresentados por Fthenakis e Kim (2010) foram utilizados para avaliar as diversas tecnologias de geração de eletricidade sob a ótica deste indicador.

Para as externalidades usamos como referência o trabalho da Comissão Europeia (Comissão Europeia, 2005) que financiou um projeto de investigação em grande escala sobre o tema dos custos externos, chamado *ExternE*. O estudo ajudou a desenvolver uma metodologia abrangente para a avaliação monetária dos impactos

negativos que a geração de eletricidade pode ter na sociedade e no meio ambiente.

Tabela 1 - Indicadores utilizados, com seus respectivos valores, para as esferas econômicas, tecnológicas e ambientais

Fontes	Econômico	Tecnológico		Ambiental		
	Custo Normalizado	Resposta a Demanda	Fator de Capacidade	Ocupação do Solo	Consumo de Água	Externalidades Ambientais
Gás Natural	78,06	Rápida	0,85	0,31	2300	3,200
Hidroelétrica de Grande Porte	26,35	Rápida	0,54	4,10	80	0,330
Eólica (onshore)	76,28	Não	0,27	1,57	170	0,083
Biomassa	72,00	Lenta	0,70	12,65	2000	0,750
Eólica (offshore)	128,68	Não	0,40	2,76	230	0,083
Nuclear	53,79	Lenta	0,85	1,12	3200	3,200
Carvão	64,37	Lenta	0,85	0,39	2500	7,750
Solar	177,8	Lenta	0,45	0,46	1900	0,162

Para a esfera sócio-política, quatro indicadores foram utilizados: externalidades sociais, criação de empregos, aceitação pública e dependência externa, conforme pode ser observado na Tabela 2.

Em relação ao indicador de externalidades sociais, este é um dos indicadores sociopolíticos, também desenvolvido pela Comissão Europeia, para avaliar o impacto da produção de eletricidade na saúde humana, e foi utilizado neste trabalho com a mesma abordagem que os custos externos ambientais (MAXIM, 2014).

O indicador de criação de empregos fornece uma avaliação do ciclo de vida que mostra o número de trabalhadores envolvidos na implementação e operação de um projeto de geração de energia elétrica. Os valores foram calculados usando os dados fornecidos em um estudo realizado por Navigant Consulting (2009).

A aceitação pública é usada como um indicador de sustentabilidade e está relacionado à “percepção de risco” da tecnologia. Este indicador foi avaliado utilizando os resultados de três estudos de grande repercussão e com uma ampla cobertura geográfica. O primeiro é uma edição especial da Eurobarometer (2007), com 24.815 participantes, que abordou a população dos países da UE-25 cujos resultados foram reconfirmados por outras pesquisas recentes. O segundo é um estudo conduzido por Greenberg (2009) nos EUA com 2.701 pessoas. E o terceiro é um estudo publicado pela Affairs (2010), que abrange os EUA e 22 outros países de vários continentes, com 23.000 pessoas.

Tabela 2 - Indicadores utilizados, com seus respectivos valores, para a esfera sócio-política

Fontes	Externalidades Sociais	Criação de Empregos	Aceitação Pública	Dependência Externa
Gás Natural	0,8	0,11	Média	9,8
Hidroelétrica de Grande Porte	0,67	0,55	Média	0
Eólica (<i>onshore</i>)	0,168	0,17	Alta	0
Biomassa	4,25	0,21	Alta	0
Eólica (<i>offshore</i>)	0,168	0,17	Alta	0
Nuclear	0,574	0,14	Baixa	1,8
Carvão	7,65	0,11	Baixa	1,6
Solar	0,438	0,23	Alta	0

Por fim, o indicador dependência externa tem como chave a segurança energética. A segurança energética exige que em qualquer momento haja energia suficiente no mercado para satisfazer toda a demanda existente, a um preço razoável. O estudo de Coq e Paltseva (2009) foi escolhido, pois avalia separadamente vários tipos de combustíveis. O documento também utiliza uma série de medidas de avaliação de risco, por exemplo, diversificação de fornecedores, o risco de trânsito, a fungibilidade do abastecimento, etc.

3. METODOLOGIA

No contexto dos indicadores que apresentam valores absolutos, realizou-se uma normalização desses valores entre 0 e 1. Essa abordagem permitiu equalizar os indicadores, que inicialmente possuíam valores absolutos bastante distintos, conferindo-lhes o mesmo peso durante a comparação entre as tecnologias. Dessa forma um método de relativização dos valores absolutos dos indicadores foi utilizado, no qual foi privilegiada a proporção relativa entre os valores absolutos dos indicadores. As equações utilizadas para esse nivelamento dos valores dos indicadores são apresentadas na Tabela 3, nas quais $u(x_i)$ é o valor absoluto do indicador normalizado, x_i , x_j e x_k representam os valores absolutos do indicador.

Tabela 3 - Equações de nivelamento dos indicadores absolutos

Tipo	Equação	Indicadores
Utilidade Direta	$u(x_i) = \frac{x_i}{\sum_{i=1}^n x_i}$	Eficiência Fator de Capacidade Criação de Empregos

Tabela 3 - Equações de nivelamento dos indicadores absolutos (cont.)

Tipo	Equação	Indicadores
Utilidade Inversa	$u(x_i) = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{j=1}^n x_j \left[\sum_{k=1}^n \frac{x_k}{x_j} \right]}$	Dependência Externa Externalidades Sociais Externalidades Ambientais Custo Nivelado Ocupação do Solo

Dado que há indicadores de utilidade direta, ou seja, diretamente relacionados à sustentabilidade, nos quais valores maiores indicam uma maior sustentabilidade, e indicadores de utilidade inversa, nos quais valores maiores representam um desempenho menos sustentável, foram necessários dois métodos de cálculo distintos, apresentados na Tabela 3. Essa diferenciação considera a natureza oposta desses indicadores, adaptando-se às diferentes direções desejadas para a mensuração do desempenho em sustentabilidade.

Para os indicadores categóricos foram estabelecidas correlações entre o valor atribuído e um índice entre 0 e 1, tipicamente sendo utilizados os valores 0, 0,5 e 1, por terem sido utilizados sempre três valores para as variáveis categóricas. As Tabelas 4 e 5 mostram a correlação entre o atributo e o valor utilizado no cálculo.

Tabela 4 - Correlação de atributo-valor para o indicador Resposta à Demanda

Indicador	Atributo	Valor
Resposta à Demanda	Sim, rápida	1
	Sim, lenta	0,5
	Não	0

Tabela 5 - Correlação de atributo-valor para o indicador Aceitação Pública

Indicador	Atributo	Valor
Aceitação Pública	Alta	1
	Média	0,5
	Baixa	0

Além disso, foram atribuídos pesos para cada indicador. Esses pesos foram redimensionados com a intenção de aproximar a matriz de sustentabilidade ao nosso particular entendimento da realidade brasileira. A Figura 1 mostra os pesos escolhidos em cada dimensão e indicadores.

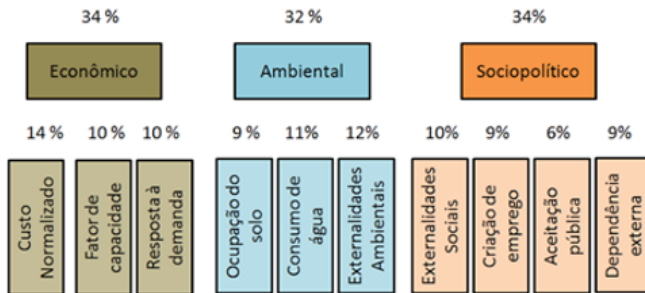


Figura 1 - Apresentação gráfica dos indicadores e os pesos atribuídos pelo grupo de autores

4. APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

Efetuando-se os cálculos de ponderação após utilizar as equações de nivelamento apresentadas na Tabela 3 e somando-se os indicadores finais para cada fonte, obtemos os resultados finais que são apresentados na Tabela 6 e na Figura 2.

Tabela 6 - Matriz dos Indicadores Normalizados e dos Resultados Encontrados

	Econômico / Tecnológico			Ambiental			Sócio-político				Totais
	Custo Normalizado	Resposta a Demanda	Fator de Capacidade	Ocupação do Solo	Consumo de Água	Externalidades Ambientais	Externalidades Sociais	Criação de Empregos	Aceitação Pública	Dependência Externa	
Fontes/ Pesos	0,14	0,1	0,1	0,09	0,11	0,12	0,1	0,09	0,06	0,09	
Gás Natural	0,165	1,000	0,360	0,771	0,023	0,019	0,140	0,106	0,500	0,000	0,287
Hidroelétrica de Grande Porte	0,488	1,000	0,229	0,058	0,647	0,181	0,167	0,529	0,500	1,000	0,474
Eólica (onshore)	0,169	0,000	0,114	0,152	0,305	0,720	0,067	0,1630	1,000	1,000	0,400
Biomassa	0,179	0,500	0,297	0,019	0,026	0,080	0,026	0,202	1,000	1,000	0,290
Eólica (offshore)	0,100	0,000	0,169	0,087	0,225	0,720	0,667	0,163	1,000	1,0000	0,381
Nuclear	0,239	0,500	0,360	1,991	0,010	0,475	0,195	0,135	0,000	0,816	0,462
Carvão	0,200	0,500	0,360	0,613	0,021	0,008	0,015	0,106	0,000	0,837	0,259
Solar	0,072	0,500	0,191	0,519	0,027	0,369	0,256	0,221	1,000	1,000	0,369

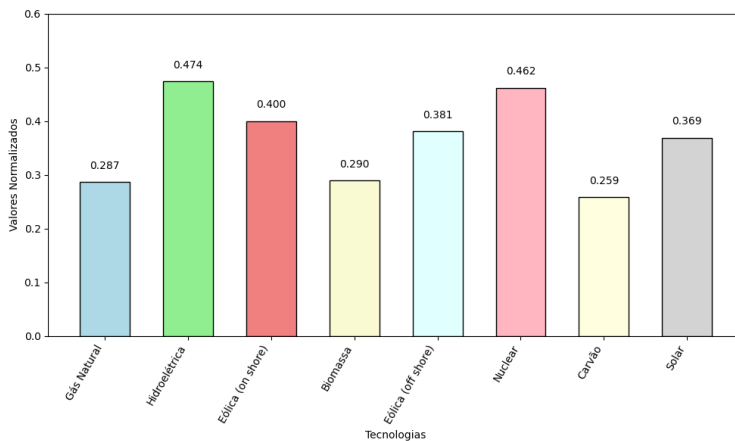


Figura 2 - Resultados finais da soma dos indicadores finais de cada fonte

5. CONCLUSÃO

Embora não exista um consenso e ainda possa haver divergências entre pesquisadores na seleção dos indicadores, pesos, tratamento dos dados e condições de contorno, o exercício deve ser executado para compreender as dificuldades e apontar a necessidade de elaboração de indicadores cada vez menos subjetivos e mais precisos para avaliação e comparação de tecnologias.

As principais contribuições deste trabalho residem na revisão dos indicadores junto uma variação na forma de normalização que mantém a proporcionalidade dos dados para cada indicador quantificável. Essas alterações equilibram as quantidades de indicadores por dimensão, permitindo uma avaliação mais equilibrada.

Quanto aos pesos individuais dos indicadores, buscou-se manter um equilíbrio entre as diferentes dimensões. No entanto, houve uma redistribuição das parcelas relativas dentro de cada dimensão para refletir a importância de cada indicador no contexto brasileiro. Entretanto, essa redistribuição não seguiu uma metodologia abrangente e equilibrada por agentes multidisciplinares, o que pode resultar em imperfeições decorrentes de visões potencialmente parciais dos autores deste estudo. Estudar métodos para se determinar estes pesos são interessantes para trabalhos futuros.

Em nossa avaliação, os destaques foram a energia hidrelétrica, que se manteve como a tecnologia de geração de eletricidade de maior sustentabilidade, nuclear, a segunda colocada e a eólica *onshore*, na terceira posição. Os destaques negativos vão para o carvão,

última colocada e a biomassa, que obteve um índice de sustentabilidade apenas 12% maior que a do carvão.

Concluimos que a utilização de indicadores de sustentabilidade, exemplificados neste estudo, não só facilita a comparação entre diferentes fontes de energia com base em dados científicos, mas também oferece um suporte valioso para planejadores e tomadores de decisão ao elegerem opções de geração de energia elétrica. Esse processo gera argumentos sólidos para a escolha, isolando ou minimizando pressões de grupos econômicos, políticos e sociais, culminando em decisões de maior relevância para o país como um todo. Assim, tanto o setor público em seu planejamento energético, quanto empresas privadas, podem adotar os resultados deste trabalho como referência, orientando a escolha de fontes energéticas alinhadas com critérios de sustentabilidade. A seleção de indicadores apropriados, como proposto neste estudo, surge como um recurso fundamental na construção de um modelo energético mais sustentável e resiliente para o Brasil, levando em consideração as necessidades específicas do país, os desafios do século XXI, e contribuindo para uma transição energética com a expectativa de ampliar a sustentabilidade do setor de energia elétrica brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFFAIRS, I. P. *The Reputation of Energy Sources: American Public Opinion in a Global Context*. [S.l.], 2010.

BREEZE, P. *Power generation technologies*. [S.l.]: Newnes, 2019.

CESARETI, M. A. *Análise comparativa entre fontes de geração elétrica segundo critérios socioambientais e econômicos*. Dissertação (Dissertação) — Universidade Federal do ABC, 2010. Disponível em: <http://biblioteca.ufabc.edu.br/index.php?codigo_sophia=6227> Acesso em: 28 fev. 2024.

COMISSÃO EUROPEIA. *ExternE -- externalities of energy – Methodology 2005 update*. Editado por P. Bickel & R. Friedrich. Luxembourg: Publications Office, 2005.

COQ, C. L.; PALTSEVA, E. *Measuring the security of external energy supply in the european union*. *Energy Policy*, v. 37, n. 11, p. 4474–4481, 2009.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Balço Energético Nacional 2023: Relatório Síntese*. Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>> Acesso em: 28 fev. 2024.

EUROBAROMETER. Special Eurobarometer Energy Technologies: Knowledge Perception. [S.l.], 2007. 111 p. (Eurobarometer, 262).

FTHENAKIS, V.; KIM, H. C. Land use and electricity generation: A life-cycle analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 6, p. 1465–1474, 2009. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108001354>> Acesso em: 28 fev. 2024.

FTHENAKIS, V.; KIM, H. C. Life-cycle uses of water in u.s. electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, p. 2039–2048, 02 2010.

GREENBERG, M. Energy sources, public policy, and public preferences: Analysis of us national and site-specific data. *Energy Policy*, v. 37, n. 8, p. 3242–3249, 2009. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509002730>> Acesso em: 28 fev. 2024.

IEA - International Energy Agency. *World Energy Outlook 2011*. Paris: International Energy Agency (IEA), 2011. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2011>> Acesso em: 28 fev. 2024..

MAXIM, A. Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi-criteria decision analysis. *Energy Policy*, v. 65, p. 284–297, 2014. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151300983X>> Acesso em: 28 fev. 2024.

NAVIGANT CONSULTING. *Job Creation Opportunities in Hydropower*. Washington, D.C.: Navigant Consulting, 2009.

NEA - Nuclear Energy Agency; IEA - International Energy Agency; OCDE. *Projected Costs of Generating Electricity*. [S.l.]: Nuclear Energy Agency (NEA); International Energy Agency (IEA); OCDE, 2010.

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA RECONFIGURAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM FONTES RENOVÁVEIS CONSIDERANDO BESS

Yanick Rodolfo Gomes¹
Edmarcio Antonio Belati¹

¹Universidade Federal do ABC

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.940

RESUMO

Este trabalho prospecta a viabilidade técnica e econômica da integração de fontes renováveis, notadamente Geração Fotovoltaica (GF) na rede de distribuição elétrica. A metodologia adotada envolveu a Reconfiguração da Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RRDEE) simultaneamente com a incorporação de *Battery Energy Storage Systems* (BESS). O escopo do trabalho é a implementação em um sistema de 33 barras, estabelecendo diferentes cenários prospectivos. Ao adotar uma abordagem prospectiva, buscou-se posicionar este estudo como um catalisador para o avanço da transição energética, promovendo a eficiência e a confiabilidade na rede de distribuição. As análises realizadas forneceram direcionamento estratégico para as empresas, guiando a implementação de soluções inovadoras em consonância com as demandas futuras do setor elétrico.

Palavras-chave: Reconfiguração de rede; Armazenamento de energia; Perdas de energia; Perfil de tensão; Viabilidade econômica.

ABSTRACT

This paper explores the technical and economic viability of integrating renewable sources, notably PV (photovoltaic) generation, into the electrical distribution network. The adopted methodology involved simultaneous distribution network reconfiguration with the incorporation of BESS (Battery Energy Storage Systems). The scope of the work is implemented in a 33-bus system, establishing different prospective scenarios. By adopting a forward-looking approach, the study aims to position itself as a catalyst for advancing the energy transition, promoting efficiency and reliability in the distribution network. The analyses conducted provide strategic direction for companies, guiding the implementation of innovative solutions in line with future demands of the electrical sector.

Keywords: Network reconfiguration; Energy storage system; Energy losses; Voltage profile; Economic viability.

1. INTRODUÇÃO

A crescente penetração de fontes renováveis na matriz energética global tem impulsionado significativamente a transição para um sistema energético mais sustentável e resiliente. No entanto, a intermitência inerente à geração elétrica a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, representa um desafio substancial para a estabilidade e confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica (LOPES, 2022). Essa limitação decorre da variabilidade temporal e espacial dessas fontes, que não pode ser controlada de maneira previsível para atender às demandas flutuantes dos consumidores (SILVA et al., 2020).

Neste contexto, um problema emerge no campo da engenharia elétrica, que é como adaptar eficientemente a infraestrutura de rede para acomodar a intermitência das fontes renováveis e garantir a operação estável e confiável do sistema (GOMES et al., 2021). Uma solução promissora para este desafio reside na integração estratégica de BESS (*Battery Energy Storage Systems*) na rede de distribuição (DA SILVA et al., 2023). O BESS oferece a capacidade de armazenar eletricidade excedente durante períodos de alta geração e liberá-la conforme necessário, atenuando as flutuações na geração e facilitando a gestão dinâmica da carga (LOPES, 2022).

A Rede de Distribuição de Energia Elétrica (RRDEE) é um aspecto importante, permitindo ajustar a topologia da rede para otimizar seu desempenho (SILVA et al., 2020). Isso inclui a abertura ou fechamento estratégico de chaves de conexão para redirecionar o fluxo de potência, reduzindo perdas de energia e melhorando a estabilidade do sistema (GOMES et al., 2021). A reconfiguração, quando combinada com os BESSs, ajuda a manter os níveis de tensão dentro dos limites permitidos e melhora a resiliência da rede elétrica (DA SILVA et al., 2023).

O presente estudo propõe-se a investigar a viabilidade técnica e econômica da RRDEE com a incorporação de BESS, com foco na mitigação da intermitência das fontes renováveis. Por meio de uma análise proposta busca-se fornecer soluções fundamentais e estratégias eficazes de integração de fontes renováveis e gestão de rede.

2. METODOLOGIA PROPOSTA

2.1 Modelo Matemático Proposto ao RRD

O problema de Rede de Distribuição (RRD) consiste na minimização de perdas de energia e melhoramento de perfil de tensão nos barramentos de sistema, e pode ser representado pela Equação 1:

$$\text{Min } P_p = \sum_{i=1}^{n_l} R_i I^2 \quad (1)$$

Onde:

$\text{Min } P_p$ - Minimizar perdas ativas;

R_i - Resistência no ramo i ;

I - Corrente que circula no ramo i ;

n_l - Número de linhas da rede.

A função objetivo do problema da Equação (1) está sujeita às restrições descritas na sequência.

2.1.1 Restrição de fluxo de potência

Dentro dessas limitações, também estão incluídos os balanços de potência ativa e reativa dos nós do sistema em estudo, descritos pelas Equações (2) e (3).

$$PG_K - PC_K = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

$$QG_K - QC_K = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3)$$

Onde:

PG_K e QG_K - São Potência ativa e reativa injetada na barra, respectivamente;

PC_K e QC_K - São Potência ativa e reativa das cargas na barra, respectivamente;

V_k e V_m - Magnitudes de tensão nodal nas barras;

G_{km} e B_{km} - Parte real e imaginária do elemento da matriz admitância ($Y=G+jB$);

2.1.2 Restrições de magnitude de tensão

Para garantir a estabilidade do sistema é crucial que os valores de tensão em cada nó estejam dentro dos limites operacionais estabelecidos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define uma faixa adequada de operação para redes de distribuição, com valores nominais variando entre 1 kV e 69 kV. Esses limites, expressos na Equação (4), representam os valores máximos e mínimos de tensão permitidos em cada ponto do sistema.

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4)$$

2.2 Modelo matemático proposto ao BESS

O modelo matemático proposto para os Sistemas de Armazenamento de Energia com Bateria (BESS) visa minimizar as perdas de energia elétrica e melhorar os perfis de tensão nas barras, enfrentando as complexidades de um problema de grande escala, não linear e não convexo, especialmente desafiador devido à alta penetração de geração fotovoltaica (GF). A função objetivo (Equação 5) delinea esse propósito central. Além disso, o modelo é regido por várias restrições essenciais: a restrição de fluxo de potência (Equação 6), as limitações de magnitude de tensão (Equação 7), os requisitos de carregamento e descarregamento dos BESSs (Equação 8) e as capacidades dos próprios BESSs (Equação 9).

$$FOB = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{n_l} R_i I^2 \quad (5)$$

As restrições relacionadas a seguir são impostas à função objetivo.

2.2.1 Restrição de fluxo de potência para BESS

$$P_k^t + P_{PV_k^t} + P_{B_k^t} - P_{L_k^t} = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (6)$$

$$Q_k^t + Q_{B_k^t} - Q_{L_k^t} = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (7)$$

2.2.2 Restrição de magnitude de tensão para BESS

$$V_{Bmin} \leq V_{Bi} \leq V_{Bmax}$$

2.2.3 Limite de carregamento e descarregamento do BESS

$$B_{S_k^{t+1}} = B_{S_k^t} + n_c P_{B_k^t} \Delta t \tag{8}$$

$$B_{S_k^{t+1}} = B_{S_k^t} - n_c P_{B_k^t} \Delta t \tag{9}$$

3. ANÁLISES DOS RESULTADOS

As simulações foram conduzidas em um computador Dell equipado com um processador Intel® Core™ i7, com frequência de 1,8 GHz. O sistema conta com 8 GB de memória RAM e um SSD de 1 TB, proporcionando armazenamento rápido e eficiente. O computador opera com o sistema operacional Windows 11 Home de 64 bits, garantindo uma experiência de uso moderna e otimizada.

3.1 Sistema de 33 nós do RRD

O sistema descrito por Silva et al. (2020) é composto por 33 nós e 37 linhas, operando com uma tensão nominal de 12,66 kV. O sistema inclui 32 chaves de interconexão que permanecem normalmente fechadas e cinco chaves de interconexão abertas, além de cinco malhas. A Figura 1 (SILVA et al., 2020) ilustra o diagrama unifilar do sistema analisado.

Tabela 1 – Resultados de configuração sem GF

Sistema de 33 barras	Configuração inicial	Configuração final
Chaves abertas	33-34-35-36-37	7-9-14-32-37
Perdas (kW)	208,430	138,909
Tensão mínima (p.u)	0,91	0,96

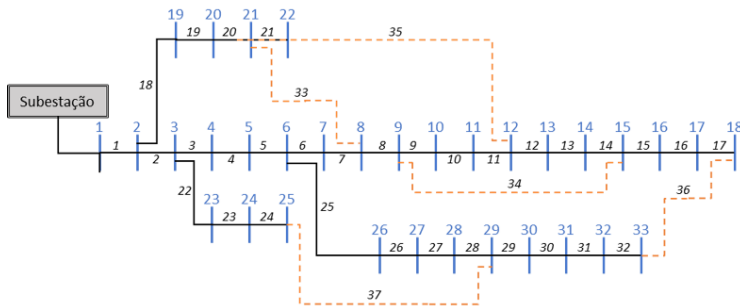


Figura 1 - Sistema de 33 barras

3.2 Análise de RRDEE

Para análise de RRDEE foram considerados diferentes cenários, conforme detalhado na Tabela 2. Os casos analisados são:

- Caso A – Sistema sem GF, com curva de carga residencial e sem reconfiguração;
- Caso B – Sistema considerando curva de carga com reconfiguração e sem GF;
- Caso C – Sistema considerando caso B com GF;
- Caso D – Sistema considerando curva de carga e novamente reconfigurado com GF.

A Tabela 2 apresenta os resultados para cada cenário analisado. Os dados referentes ao Caso A estão na segunda coluna. Ao longo de um período de 24 horas, as perdas de energia totalizaram 5636,052 kWh. Neste cenário, o sistema não passou por reconfiguração e operou com as chaves abertas inicialmente. Observa-se que, durante 21h, o sistema enfrentou o pico máximo de perdas, o que resultou em níveis baixos de tensão.

Tabela 2 - Resultados obtidos do sistema de 33 barras

Horas	Caso A	Caso B		Caso C	Caso D	
	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves
0	208,430	138,909	7-9-14-32-37	138,909	138,909	7-9-14-32-37
1	129,513	87,278	7-9-14-32-37	87,278	87,278	7-9-14-32-37
2	116,218	78,477	7-9-14-32-37	87,278	87,278	7-9-14-32-37
3	86,421	58,659	7-9-14-32-37	78,477	78,477	7-9-14-32-37
4	66,009	44,983	7-9-14-32-37	58,659	58,659	7-9-14-32-37

Tabela 2 - Resultados obtidos do sistema de 33 barras (cont.)

Horas	Caso A	Caso B		Caso C	Caso D	
	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves	Perdas (kW)	Perdas (kW)	Chaves
5	70,833	48,983	7-9-14-32-37	48,983	48,983	7-9-14-32-37
6	132,962	89,223	7-9-14-32-37	89,223	89,223	7-9-14-32-37
7	174,311	116,701	7-9-14-32-37	113,277	113,135	7-10-14-32-37
8	140,041	94,204	7-9-14-32-37	89,154	88,529	7-10-14-32-37
9	226,191	150,809	7-9-14-32-37	142,166	141,028	7-10-14-32-37
10	261,191	172,938	7-9-14-32-37	161,794	159,794	7-10-14-32-37
11	222,136	147,784	7-9-14-32-37	136,467	134,442	7-10-14-31-37
12	217,511	144,792	7-9-14-32-37	133,701	131,711	7-10-14-31-37
13	203,974	136,017	7-9-14-32-37	126,323	124,858	7-10-14-32-37
14	219,511	146,538	7-9-14-32-37	136,276	135,134	7-10-14-32-37
15	204,562	101,414	7-9-14-32-37	96,245	95,632	7-10-14-32-37
16	218,358	91,864	7-9-14-32-37	88,927	88,761	7-10-14-32-37
17	143,616	96,575	7-9-14-32-37	96,476	95,476	7-9-14-32-37
18	309,640	203,874	7-9-14-32-37	203,695	203,695	7-9-14-32-37
19	421,809	274,439	7-9-14-32-37	274,439	274,436	7-9-14-32-37
20	493,558	318,850	7-9-14-32-37	318,853	318,853	7-9-14-32-37
21	501,125	323,506	7-9-14-32-37	323,506	323,506	7-9-14-32-37
22	486,064	314,239	7-9-14-32-37	314,239	314,239	7-9-14-32-37
23	382,068	249,601	7-9-14-32-37	249,601	249,601	7-9-14-32-37
Total	5636,052	3630,657	-	3593,946	3581,637	-

Os resultados referentes ao Caso B são apresentados na coluna 3 da Tabela 2. Nesse cenário, o sistema foi reconfigurado sem a consideração da Geração GF. Com essa reconfiguração houve uma redução significativa nas perdas, que totalizaram 3.630,657 kWh ao longo do período de 24 horas. O pico de perdas voltou a ocorrer às 21h.

Os resultados referentes ao Caso C são apresentados na coluna 4 da Tabela 2. Nesse caso foi adotada a mesma reconfiguração utilizada no Caso B, porém com a inclusão da GF. As perdas de energia foram reduzidas principalmente durante os horários de pico da GF, totalizando 3.593,946 kWh ao longo do período analisado. Vale destacar que, em certas situações, a integração da GF à rede pode, ocasionalmente, impactar negativamente o desempenho do sistema.

Os resultados referentes ao caso D são apresentados na coluna 5 da Tabela 2. Nesse cenário as perdas foram reduzidas, e a última coluna destacada em vermelho mostra as alterações resultantes da reconfiguração. No total, as perdas de energia elétrica nesse caso somaram 3.581,637 kWh. É importante observar que a redução das perdas entre os casos C e D é bastante semelhante.

Na Figura 2 são apresentadas as curvas dos casos descritos na Tabela 2. A análise dessas curvas revela que os casos C e D apresentam as menores perdas de energia elétrica em comparação com os casos A e B. Além disso, é notável que a GF demonstrou um desempenho particularmente eficiente. Essa melhoria substancial no caso GF pode ser atribuída à escolha da barra para sua localização. Esses resultados sublinham a eficácia das reconfigurações implementadas e oferecem uma visão importante para otimizar ainda mais o sistema.

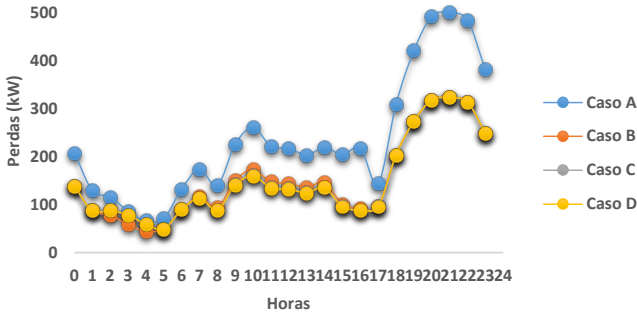


Figura 2 - Resultados da simulação de perdas - Sistema de 33 barras

3.3 Sistema de 33 nós com BESS

A Figura 3 (GOMES et al., 2023), similar à Figura 1, apresenta alocação de dois BESS e nove sistemas GF com diferentes capacidades, que são indicadas na própria figura.

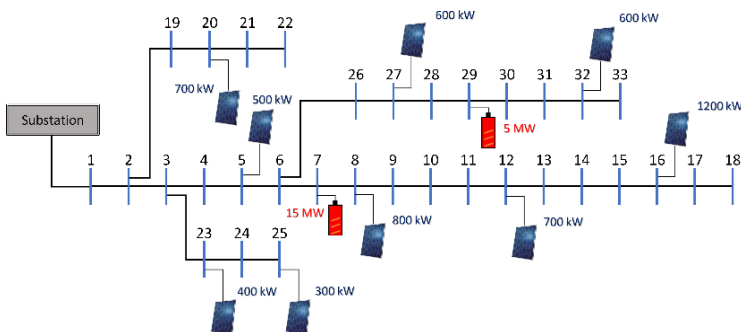


Figura 3 - Sistema de 33 barras com GF e BESS

3.3.1 Análise do BESS

Nesta seção são reportadas as análises realizadas do BESS alocado em diferentes barras do sistema apresentado na Figura 3. A Figura 4 ilustra o carregamento e descarregamento do BESS alocado na barra 7. Observa-se que o carregamento do BESS teve início nos horários de pico de radiação solar, atingindo o carregamento máximo às 16h. A partir das 19h o BESS começou a descarregar devido aos horários de maior consumo de energia elétrica.

A Figura 5 mostra a operação de dois BESS alocados na barra 29, caso em que o carregamento e descarregamento são mais lentos em comparação com a barra 7 da Figura 4 devido à maior capacidade do BESS. Essa diferença na capacidade influencia o tempo necessário para carregar e descarregar as baterias, demonstrando como a alocação do BESS em diferentes barras pode impactar a dinâmica do sistema.

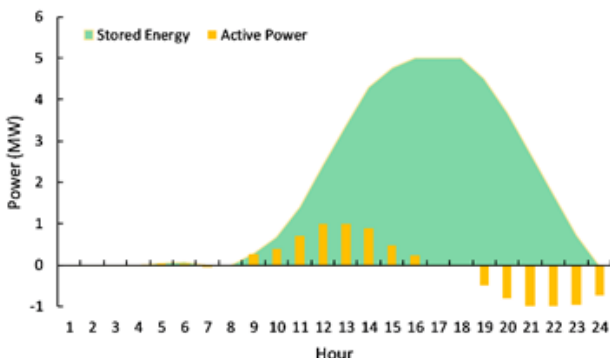


Figura 4 - Carga e descarga do BESS na barra 7

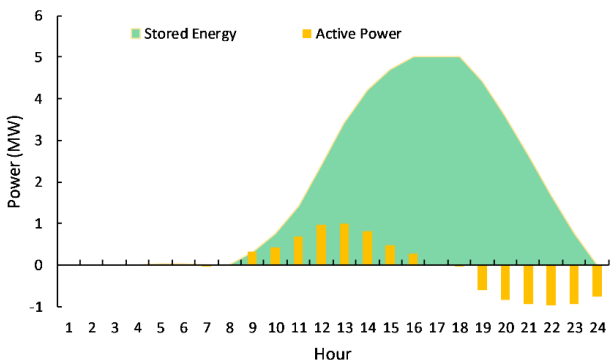


Figura 5 - Carga e descarga do BESS na barra 29

A Figura 6 apresenta as curvas de tensão em três horários distintos do dia: 6h, 12h e 21h, sem considerar o uso do BESS. Percebe-se que às 6h a curva de tensão permanece próxima ao limite máximo permitido, sugerindo um baixo consumo elétrico nesse horário. Às 12h a curva de tensão está entre 1 pu e 1,05 pu, também próximo ao limite máximo, devido à elevada geração solar nesse horário. Já às 21h, durante o pico de demanda, a curva de tensão cai para a faixa mínima permitida, atingindo 0,92 pu. Isso indica que a demanda de energia elétrica à noite é alta, levando a uma redução no nível de tensão.

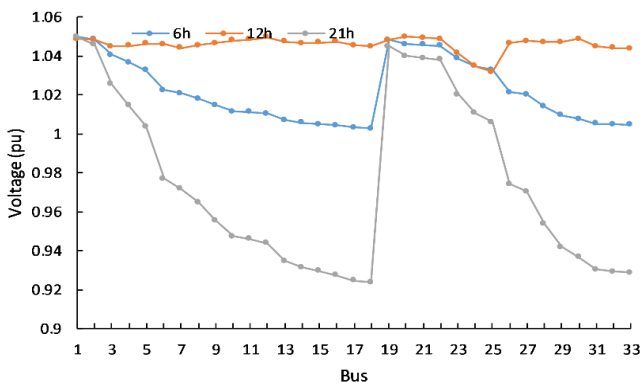


Figura 6 - Perfil de tensão sem BESS

Quando se considera o BESS na análise, como ilustrado na Figura 6, observam-se os mesmos padrões de curva de tensão às 6h e 12h, como visto anteriormente. No entanto, às 21h há uma melhoria significativa na curva de tensão, que passa de 0,92 pu para 0,97 pu. Isso demonstra que a energia armazenada pelo BESS é liberada durante os horários de alta demanda, melhorando o nível de tensão no sistema de distribuição de energia elétrica.

A melhoria nas curvas de tensão durante os horários de pico de demanda, proporcionada pela utilização do BESS, evidencia a eficácia do sistema de armazenamento de energia elétrica em ajudar a equilibrar a oferta e a demanda de energia no sistema, contribuindo para uma operação mais estável e confiável.

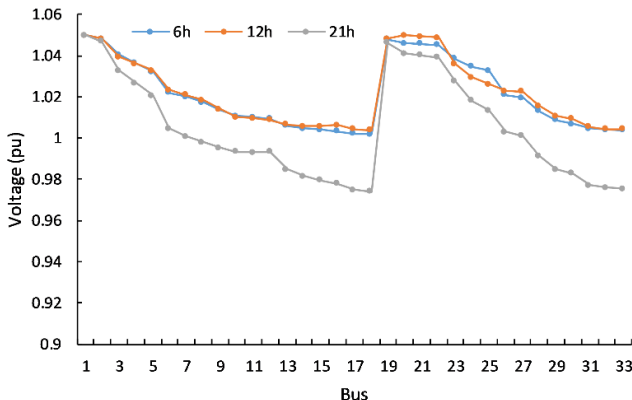


Figura 7 - Perfil de tensão com BESS

3.3.2 Análise da viabilidade econômica

A análise dos diferentes cenários apresentados na Tabela 2 mostra que a reconfiguração do sistema e consideração da GF podem reduzir as perdas de energia de forma significativa, especialmente em horários de pico de demanda. Ao diminuir as perdas de energia há uma melhoria na eficiência do sistema elétrico, resultando em benefícios econômicos. A redução das perdas pode levar a economias em custos de operação e manutenção, bem como a um uso mais eficiente dos recursos energéticos. Portanto, investir em reconfigurações estratégicas e em geração distribuída, como a GF, pode ser uma alternativa econômica vantajosa para o sistema, mas neste trabalho não foram considerados os investimentos necessários.

A gestão do carregamento e descarregamento do BESS em diferentes pontos da rede elétrica foi feita considerando que BESS é carregado durante períodos de alta geração solar ou baixa demanda, e é descarregado durante os horários de maior consumo. Essa dinâmica contribui para a redução das perdas de energia elétrica e para a melhoria dos níveis de tensão durante os picos de demanda. Para as concessionárias de energia elétrica o BESS pode ser uma solução economicamente vantajosa ao ajudar a estabilizar o sistema elétrico, diminuir as variações nos níveis de tensão e mitigar os picos de demanda. Isso pode levar a uma redução nos custos operacionais e ao aumento da eficiência do sistema. Portanto, a integração do BESS pode resultar em economias significativas e otimizar o desempenho da rede elétrica, especialmente em sistemas com alta inserção de geração com fontes renováveis de energia.

4. CONCLUSÃO

No trabalho, foram abordadas duas metodologias distintas para a análise e otimização do sistema de 33 barras, RRDEE e BESS. Ambas as metodologias demonstraram resultados positivos e alinhados com as expectativas.

Para a metodologia RRDEE foram apresentados diferentes cenários, que destacaram a eficiência da reconfiguração da rede e otimização do desempenho do sistema. Esses cenários mostraram melhorias significativas nas condições operacionais da rede, com reduções nas perdas e melhorias na estabilidade do sistema.

Por outro lado, a aplicação do BESS revelou um impacto positivo na redução das perdas e na melhoria dos níveis de tensão durante períodos de alta demanda. O BESS contribuiu para a estabilização do sistema elétrico, diminuindo a variação nos níveis de tensão e mitigando os picos de demanda. Esses benefícios são especialmente relevantes para concessionárias de eletricidade, pois podem traduzir-se em economias nos custos operacionais e maior eficiência na gestão da rede.

Portanto, as alternativas propostas oferecem uma abordagem viável para lidar com os desafios de redes elétricas modernas com alta inserção de geração com fontes renováveis e Geração Distribuídas. Ao minimizar perdas de energia elétrica e melhorar os perfis de tensão nas barras, há uma operação mais eficiente e sustentável do sistema elétrico. Incentivos financeiros e regulatórios podem desempenhar um papel fundamental na promoção dessa transição, permitindo um futuro energético mais verde e estável.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à CAPES pelo apoio financeiro e à UFABC pela infraestrutura e recursos oferecidos para o desenvolvimento da pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DA SILVA, D. J.; BELATI, E. A.; LÓPEZ-LEZAMA, J. M. A mathematical programming approach for the optimal operation of storage systems, photovoltaic and wind power generation. *Energies MDPI*, v. 16, n. 3, p. 1-17, 2023. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en16031269.

GOMES, Y. R.; BELATI, E. A.; VARGAS, R. Flower pollination algorithm for distribution system reconfiguration problem. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)* v. 4, p. 1-5, 2021. doi.org/10.1109/ISGTLatinAmerica52371.2021.9543013.

GOMES, Yanick Rodolfo et al. Daily and Weekly Operation of Battery Energy Storage Systems in Networks with High Photovoltaic Generation Penetration: A Comprehensive Analysis. International Symposium on Energy: Energy Transition, Green Hydrogen and Sustainable Industry. V.1, p.1-5, 2023. <https://doi.org/10.55592/ISE.2023.2515747>

LOPES, J. C.; SOUSA, T. Transmission system electromechanical stability analysis with high penetration of renewable generation and battery energy storage system application. Energies MDPI. v. 15, n. 6, p. 1-20, 2022. ISSN 1996-1073. doi: 10.3390/en15062060

SILVA, L. I.; BELATI, E. A.; GEREZ, C.; JUNIOR, I. C. S. Reduced search space combined with particle swarm optimization for distribution system reconfiguration. Electrical Engineering, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s00202-020-01150-z>.

ANÁLISE DO FATOR DE ENERGIA PRIMÁRIA, EMISSÃO E INTENSIDADE DO USO DO SOLO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM HIDROGÊNIO EM PAÍSES SUL-AMERICANOS

Fabiana de Marqui Mantovan^{1,2}

Paulo Smith Schneider^{1,2}

Jordão Gheller Junior²

Carmem Rosane Isse Gomes²

Leandro Machado de Carvalho³

¹Universidade Federal do Rio Grande do Sul

²Instituto SENAI de Inovação em Engenharia de Polímeros

³Universidade Federal de Santa Maria

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.941

RESUMO

O Hidrogênio (H₂) se destaca como uma alternativa para armazenar eletricidade excedente em uma cadeia associada com produção de H₂ em eletrolizadores, seu armazenamento e posterior reconversão em eletricidade em células a combustível. O presente trabalho avalia a viabilidade do emprego desta cadeia na geração elétrica no Brasil, Argentina, Chile e Paraguai, avaliada pelas métricas de fator de energia primária (FEP), fator de emissão da matriz elétrica (FEME) e intensidade do uso da terra (I). Paraguai e Brasil apresentam os menores FEPs para a cadeia do H₂ devido à predominância da hidroeletricidade (4,5 ± 1,0 MWh_p/MWh_e e 5,6 ± 1,1 MWh_p/MWh_e, respectivamente), seguido pela Argentina (6,6 ± 0,7 MWh_p/MWh_e), com significativa geração baseada em gás natural, e o Chile, com o indicador mais elevado (7,6 ± 0,9 MWh_p/MWh_e), em função da baixa eficiência de conversão da energia solar. O desempenho da cadeia depende mais da eficiência de conversão dos sistemas do que da natureza renovável ou fóssil das fontes. Os menores valores de FEME são registrados no Brasil (84,0 ± 12,0 kg CO_{2-eq}/MWh) e no Paraguai (21,1 ± 16,9 kg CO_{2-eq}/MWh), mas eles são penalizados pelo maior uso de terra (191,0 ± 64,1 m²/MWh e 201,8 ± 99,5 m²/MWh, respectivamente), em contraste com o Chile (111,9 ± 28,3 m²/MWh) e a Argentina (78,4 ± 22,3 m²/MWh). O Brasil e o Paraguai podem se beneficiar do uso do H₂ devido à maior eficiência e mais baixa emissão de sua geração elétrica, tornando-o uma de suas estratégias para alcançar a transição energética.

Palavras-chave: Hidrogênio; Eletricidade; Cadeia de conversão energética; Emissões de gases de efeito estufa; Intensidade energética do uso da terra.

ABSTRACT

Hydrogen (H_2) stands out as an alternative for storing surplus electricity in a chain associated with the production of H_2 in electrolyzers, its storage and subsequent reconversion into electricity in fuel cells. This study evaluates the feasibility of using this chain in electricity generation in Brazil, Argentina, Chile and Paraguay, using the metrics of primary energy factor (PEF), the electrical matrix emission factor (EMEF) and the intensity of land use (I). Paraguay and Brazil have the lowest FEPs for the H_2 chain due to the predominance of hydroelectricity (4.5 ± 1.0 MWh_p/MWh_e and 5.6 ± 1.1 MWh_p/MWh_e , respectively), followed by Argentina (6.6 ± 0.7 MWh_p/MWh_e), with significant generation based on natural gas, and Chile, with the highest value (7.6 ± 0.9 MWh_p/MWh_e), due to the low conversion efficiency of solar energy. The performance of the chain depends more on the conversion efficiency of the systems than on the renewable or fossil nature of the sources. The lowest EMEF values are recorded in Brazil (84.0 ± 12.0 $kg\ CO_{2-eq}/MWh$) and Paraguay (21.1 ± 16.9 $kg\ CO_{2-eq}/MWh$), but they are penalized by higher land use (191.0 ± 64.1 m^2/MWh and 201.8 ± 99.5 m^2/MWh , respectively), in contrast to Chile (111.9 ± 28.3 m^2/MWh) and Argentina (78.4 ± 22.3 m^2/MWh). Brazil and Paraguay can benefit from the use of H_2 due to the greater efficiency and lower emissions of its electricity generation, making it one of their strategies for achieving the energy transition.

Keywords: Hydrogen; Electricity; Energy conversion chain; Greenhouse gas emissions; Land use energy intensity.

1. INTRODUÇÃO

O Hidrogênio (H_2) é um transportador de energia flexível com potencial de aplicação em todos os setores de energia (IEA, 2015). No final de 2021, quase 47% da sua produção mundial era proveniente do gás natural, 27% do carvão, 22% do petróleo e apenas 4% da eletrólise (IRENA, 2022). O H_2 na sua composição não contém carbono, no entanto, pode ter uma pegada de carbono significativa devido às emissões ao longo do seu ciclo de vida, determinada pela fonte de energia primária e pelo processo de produção, que devem ser contabilizados para quantificar os benefícios climáticos (IEA, 2015).

Dentre os métodos de produção do H_2 , o maior destaque está sendo dado ao H_2 verde, produzido a partir da eletrólise da água com o uso de energia elétrica renovável (INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2022). A compreensão dos efeitos do uso da terra para o fornecimento de energia elétrica representa uma papel fundamental no planejamento dos sistemas energéticos, juntamente com outros fatores, como impactos ambientais, qualidade da saúde pública, emis-

sões de gases de efeito estufa (GEE), acessibilidade e segurança energética (LOVERING et al., 2022).

Considerando as opções mais viáveis atualmente, o H_2 pode ser utilizado diretamente com o ar (oxigênio) em uma célula a combustível para produção de energia elétrica (TASHIE-LEWIS; NNABUIFE, 2021). As características da tecnologia de conversão influenciam o desempenho desse sistema, sendo necessário analisar a eficiência para garantir um fornecimento sustentável e econômico.

Neste sentido, o presente trabalho avalia o fator de energia primária (FEP), o fator de emissão da matriz elétrica (FEME) e a intensidade do uso da terra (I) na produção de energia elétrica pelo uso do H_2 , considerando a matriz elétrica do Brasil, Argentina, Chile e Paraguai.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O FEP é utilizado para diferentes propósitos na política energética no âmbito da União Europeia e também nacionalmente: como um fator de conversão para relacionar o uso de energia final ao consumo de energia primária, para definir e comparar a eficiência de dispositivos que utilizam diferentes portadores/fontes de energia e o seu potencial de economia de energia, bem como avaliar o desempenho energético de edifícios (COGEN EUROPE, 2017). Existem cinco métodos para calcular o FEP, e dentre eles o utilizado neste trabalho foi o método de eficiência técnica de conversão. Este método utiliza a eficiência técnica de conversão entre a fonte de energia e a eletricidade para calcular a demanda da fonte primária por unidade de energia gerada (STOFFREGEN; SCHULLER, 2014).

As emissões dos GEE do setor de energia ocorrem nas etapas de produção, transformação, transporte e consumo de energia, estando divididas em dois subsetores: emissões por queima de combustíveis e emissões fugitivas. As estimativas são provenientes da abordagem setorial (*bottom-up*), que utiliza informações sobre o consumo de combustíveis por setor energético, multiplicado pelos fatores de emissão correspondentes (MCTI, 2022). Os fatores de emissões aqui utilizados são os publicados nos relatórios do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), e tomados como base para as estimativas das emissões para o Brasil, sendo considerados o dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O), que são os mais relevantes para este setor (EPE, 2022).

A intensidade energética do uso da terra é definida como a área ocupada por unidade de produção de energia produzida (LOVERING et al., 2022). Ela tem duas classificações: uso direto e indireto. O uso direto é o uso do terreno para a instalação e ocupação da unidade de geração de eletricidade. Por outro lado, o uso indireto é a ocupação do solo para extração, produção e transporte da matéria prima para

produção da energia, como quando há culturas energéticas (MCDONALD et al., 2009; UNCCD; IRENA, 2017; LOVERING et al., 2022).

3. METODOLOGIA

A cadeia estudada para a avaliação da geração de energia elétrica por H₂ considera a geração de energia elétrica a partir de diversas fontes de energia primária, renováveis e não renováveis, o sistema de transmissão e distribuição, a produção de H₂ por eletrolisadores, o seu armazenamento e posterior conversão em eletricidade por meio da célula a combustível.

Para estudo desta cadeia foram considerados quatro países: o Brasil, com uma matriz composta majoritariamente por hidroelétricas e energia eólica, a Argentina, que possui matriz elétrica fóssil com significativo uso do gás natural, o Chile, com uma matriz renovável baseada na geração hídrica e solar, e o Paraguai, com uma matriz predominantemente hidroelétrica.

3.1 Fator de Energia Primária (FEP)

O cálculo do FEP foi realizado através do método de eficiência técnica de conversão (STOFFREGEN; SCHULLER, 2014). O cálculo do FEP (MWhp/MWhe) para a cadeia estudada foi feito pelo emprego da Equação (1).

$$PEF = \frac{1}{\eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4} \quad (1)$$

onde η_1 é a eficiência da matriz elétrica considerando o sistema de transmissão e distribuição, η_2 é a eficiência do eletrolizador, η_3 é a eficiência do sistema de armazenamento e η_4 é a eficiência da célula a combustível. A eficiência da matriz elétrica pode ser calculada considerando a participação de cada fonte primária e a sua parcela de contribuição, conforme apresentado na Equação (2).

$$\eta_1 = \sum x_i \eta_i \eta_T \eta_D \quad (2)$$

onde x_i é a participação da fonte primária na matriz elétrica, η_i é a eficiência de conversão da fonte primária, $\eta_T = 0,96$ que corresponde a eficiência de transmissão (ANEEL, 2023) e $\eta_D = 0,83$ é a eficiência de distribuição (ANEEL, 2023).

As eficiências de conversão das fontes primárias foram consideradas de acordo com dados da literatura, em que a hidroelétrica cor-

responde a $75,0 \pm 15,0\%$ (PRABOWO; SUDIARTO, 2021), eólica a $40,0 \pm 5,0\%$ (GHENAI, 2012), solar com $15,5 \pm 1,5\%$ (EPE, 2016), gás natural com $51,0 \pm 6,0\%$ (STORM, 2020), biomassa com $26,0 \pm 10,0\%$ (IEA-ETSAP; IRENA, 2015), derivados de petróleo com $38,0 \pm 8,0\%$ (GRAUS; VOOGT; WORRELL, 2007), nuclear com $34,0 \pm 1,0\%$ (OBARA; TANAKA, 2021) e carvão com $35 \pm 6\%$ (GRAUS; VOOGT; WORRELL, 2007).

A eficiência do eletrolisador foi obtida através da média das eficiências dos eletrolisadores alcalino, de $72,0 \pm 10,0\%$ (SMOLINKA,; GÜNTHE; GARCHE, 2011), membrana de troca de prótons (Proton Exchange Membrane - PEM), de $74,5 \pm 7,5\%$ (SMOLINKA; GÜNTHE; GARCHE, 2011), e de óxido sólido (OS), de $87,5 \pm 2,5\%$ (IEA, 2015). Para acumulação do H_2 , um sistema de armazenamento em cilindros à pressão de 70 MPa, com eficiência de $85,5 \pm 5,5\%$ (IEA, 2015), foi adotado. Por último, a eficiência da célula a combustível foi calculada com base na média das eficiências da célula alcalina e PEM, no valor de $55,0 \pm 5,0\%$ (ETT et al., 2002; MULDER et al., 2008; IEA, 2015), e da OS, de $60,0 \pm 10\%$ (IEA, 2015).

3.2 Fator de emissão da matriz elétrica (FEME)

A emissão de dióxido de carbono equivalente (CO_{2-eq}) foi calculada de acordo com as Diretrizes do IPCC (2006), conforme apresentado na Equação (3).

$$Emiss\tilde{a}o_{CO_{2-eq}} = \sum FE EE_{kWh} \quad (3)$$

onde $Emiss\tilde{a}o_{CO_{2-eq}}$ é a emissão do CO_{2-eq} (gCO_{2-eq}), FE é o fator de emissão da fonte primária (gCO_{2-eq} / kWh) e EE é a energia elétrica produzida pela fonte (kWh).

Os valores do fator de emissão para as fontes primárias utilizados foram $21,0 \pm 17,0 gCO_{2-eq} / kWh$ para hidrelétrica com reservatório, $14,0 \pm 6,0 gCO_{2-eq} / kWh$ para eólica, $485,0 \pm 63,0 gCO_{2-eq} / kWh$ para gás natural, $45,0 \pm 29,0 gCO_{2-eq} / kWh$ para biomassa, $812,0 \pm 90,0 gCO_{2-eq} / kWh$ para derivados do petróleo e $26,5 \pm 18,5 gCO_{2-eq} / kWh$ para nuclear, segundo o relatório Edenhofer et al. (2011) e considerando os valores do intervalo interquartil do bloxplot. Já no relatório de Schlömer et al. (2014) foi publicado que o fator de emissão da energia solar é de $43,0 \pm 17,0 gCO_{2-eq} / kWh$ e para a geração a carvão $825,0 \pm 85,0 gCO_{2-eq} / kWh$.

Os fatores de emissão utilizados têm como referência os relatórios do IPCC. A primeira versão foi publicada em 1996 e revisada em 2006 (EPE, 2022). No entanto, os dados aqui utilizados são de relató-

rios mais recentes, que são baseados em vários trabalhos considerando as emissões de GEE no ciclo de vida da geração de eletricidade (EDENHOFER et al., 2011; SCHLÖMER et al., 2014). Além disso, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022), os fatores de emissão estimados em $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ levam em consideração a eficiência térmica de conversão. Para calcular o FEME ($\text{gCO}_2\text{-eq/MWh}$) foi considerada a emissão de $\text{CO}_2\text{-eq}$ proveniente da matriz elétrica e a geração na matriz elétrica (EE_{MWh}), em MWh, como apresentado na Equação 4.

$$FEME = \frac{\text{Emissão } CO_2 \text{ eq}}{EE_{MWh}} \quad (4)$$

3.3 Intensidade energética do uso da terra da matriz elétrica

A extensão territorial dedicada à geração de energia elétrica foi estimada da Equação (5).

$$A = \sum LUIE EE_{MWh} \quad (5)$$

onde A é a área utilizada para produção de energia elétrica (m^2) e $LUIE$ é a intensidade energética do uso da terra de cada fonte primária (m^2/MWh).

Os valores da intensidade energética do uso da terra são de $200,0 \pm 100,0 \text{ m}^2/\text{MWh}$ para hidrelétrica (UNCCD; IRENA, 2017), $150,0 \pm 60,0 \text{ m}^2/\text{MWh}$ para eólica, $21,0 \pm 4,3 \text{ m}^2/\text{MWh}$ para solar e $19,0 \pm 14,0 \text{ m}^2/\text{MWh}$ para gás natural, segundo Lovering et al. (2022), considerando os valores do intervalo interquartil. Para biomassa foi adotado $543,5 \pm 110,5 \text{ m}^2/\text{MWh}$, para derivados do petróleo $44,7 \pm 12,0 \text{ m}^2/\text{MWh}$, para nuclear $2,4 \pm 0,5 \text{ m}^2/\text{MWh}$ e para carvão $9,8 \pm 7,3 \text{ m}^2/\text{MWh}$ (MCDO-NALD et al., 2009).

Os dados foram selecionados a partir do levantamento de vários trabalhos acadêmicos e relatórios institucionais. O valor do índice da $LUIE$ das fontes primárias foi escolhido com base nos dados que apresentavam uma ordem de grandeza similar aos de outros autores e que incluíam informações reais de várias unidades geradoras de energia elétrica localizadas em diferentes regiões. Para calcular a intensidade energética do uso da terra da matriz elétrica (I), em m^2/MWh , foi utilizada a área territorial para produção de energia elétrica e a produção de energia elétrica total em um ano, conforme apresentado na Equação 6.

$$I = \frac{A}{EE_{MWh}} \quad (6)$$

3.4 Matriz elétrica do Brasil, Argentina, Chile e Paraguai

As matrizes elétricas estudadas neste trabalho foram as do Brasil, Argentina, Chile e Paraguai. A matriz elétrica brasileira foi definida com base nos dados coletados no Balanço Energético Nacional (EPE, 2023), enquanto as matrizes dos demais países foram obtidas a partir dos dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2025). Na Tabela 1 são apresentadas as matrizes elétricas desses países, em percentual e em TWh.

Tabela 1 – Matriz elétrica do Brasil, Argentina, Chile e Paraguai

Referência	Brasil		Argentina		Chile		Paraguai	
	(EPE, 2023)		(IEA, 2025)		(IEA, 2025)		(IEA, 2025)	
Fonte	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh	(%)	TWh
Hidrelétrica	63,9 ^a	427,1	20,2	29,5	26,6	23,3	99,5	43,9
Eólica	11,8	81,6	9,7	14,2	10,8	9,5	0	0
Solar	4,4	30,1	2,0	2,9	20,2	17,7	0	0
Gás Natural	6,1	42,0	48,8	71,0	15,4	13,5	0	0
Biomassa	8,0 ^b	54,6 ^b	1,6 ^c	2,3 ^c	6,0 ^c	5,2 ^c	0,5 ^c	227,0 ^c
Derivados do Petróleo	1,8 ^d	7,8 ^d	10,3	15,1	2,9	2,6	0	1,0
Nuclear	2,1	14,6	5,5	7,9	0	0	0	0
Carvão	2,1 ^e	19,3 ^e	1,8	2,7	17,3	15,2	0	0
Outras fontes ^f					0,9	0,8		

^a Inclui importação; ^b Inclui bagaço de cana de açúcar, lenha, lixívia e outras fontes renováveis; ^c Inclui bio-combustíveis; ^d Inclui óleo combustível e óleo diesel; ^e Inclui carvão mineral, gás coqueria e outras fontes não renováveis; ^f Inclui energia solar térmica e geotérmica.

3.5 Análise de incerteza

Análise de incerteza é um procedimento pelo qual se estima a propagação do desvio padrão de uma grandeza Y a partir do desvio padrão de suas variáveis independentes, conforme apresentado na Equação (7).

$$U_Y = \left[\left(\frac{\partial Y}{\partial X_1} U_{X_1} \right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_2} U_{X_2} \right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_n} U_{X_n} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (7)$$

onde Y é a função de “n” variáveis independentes, U_Y é a incerteza de Y, X_n é a enésima variável independente e U_{X_n} é a incerteza da enésima variável independente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados para as três métricas escolhidas para avaliar a viabilidade do emprego da cadeia de H₂ para produção de energia elétrica no Brasil, Argentina, Chile e Paraguai estão sumarizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Matriz elétrica do Brasil, Argentina, Chile e Paraguai

Métricas	Unidade	Brasil	Argentina	Chile	Paraguai
FEP	MWh _p /MWh _e	5,6 ± 1,1	6,6 ± 0,7	7,6 ± 0,9	4,5 ± 1,0
FEME	kg CO ₂ -eq/MWh	84,0 ± 12,0	344,1 ± 32,3	259,4 ± 18,8	21,1 ± 16,9
I	m ² /MWh	191,0 ± 64,1	78,4 ± 22,3	111,9 ± 28,3	201,8 ± 99,5

O Paraguai apresenta o menor FEP entre os países analisados, devido à sua matriz elétrica ser praticamente 100% renovável, baseada na geração hidrelétrica. Esse cenário é o mais eficiente para a adoção da cadeia de conversão do H₂ para produção de eletricidade, pois demanda menos energia primária para abastecer a cadeia.

O Brasil possui um PEF intermediário, mesmo tendo sua matriz elétrica predominantemente renovável, mas com participação da hidroeletricidade inferior ao do Paraguai, de aproximadamente 64%.

O Chile apresentou o maior FEP devido à sua matriz elétrica ser composta por 26,6% de geração hídrica e 20,2% de energia solar. A baixa eficiência de conversão da energia solar e sua elevada participação contribuiu para o aumento do FEP do país.

A Argentina apresentou um FEP inferior ao estimado para o Chile, mesmo com uma matriz elétrica predominante fóssil, com o gás natural representando 48,8% da geração de eletricidade. Isso ocorreu pois o fator de conversão do gás natural é superior ao da energia solar, como indicado na seção 3.1.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2015) divulgou a eficiência de diferentes sistemas de armazenamento do H₂, incluindo a geração de energia elétrica. Segundo a agência, o processo possui uma eficiência de conversão na faixa de 20 a 30%, considerando 100% de eficiência na matriz elétrica. Esses valores, quando transformados para o FEP, representam índices de 3,3 e 5 MWh_p/MWh_e. Essa faixa apresenta valores próximos aos estimados para o Brasil e o Paraguai, considerando a eficiência de conversão da matriz elétrica na análise da cadeia.

O Paraguai apresenta o menor FEME em comparação com os demais países, sendo considerada uma matriz elétrica de menor emissão de GEE por unidade de energia elétrica gerada. Para o Our World in Data (2025), o Paraguai emitiu 24 kg CO₂-eq/MWh em 2023, valor próximo ao encontrado neste trabalho.

O Brasil e o Paraguai apresentam os menores valores de FEME. Em termos absolutos, na geração de eletricidade o Brasil emitiu 56,9 milhões de toneladas de CO_{2-eq}, frente aos 0,9 milhão de toneladas de CO_{2-eq} emitidos pelo Paraguai. Essa diferença é resultado da geração fóssil no Brasil, que ainda corresponde por 11,9% da sua matriz elétrica, e da magnitude da geração de eletricidade em cada país, com o Brasil gerando 677,1 TWh e o Paraguai 44,1 TWh. Segundo o *Our World in Data* (2025), o Brasil tem intensidade de carbono de 106 kg CO_{2-eq}/MWh, ou 61,7 kg CO_{2-eq}/MWh, segundo a EPE (2023).

A Argentina apresenta o maior FEME devido à maior contribuição de fontes não renováveis na sua matriz elétrica. O valor é próximo ao divulgado por *Our World in Data* (2025), de 395 kg CO_{2-eq}/MWh para o ano de 2022.

O Chile, apesar de ter fontes hidrelétrica e solar em sua matriz, possui uma significativa contribuição de fontes não renováveis na geração, como o carvão (17,3%) e o gás natural (15,4%). O FEME encontrado para o país é semelhante ao divulgado pelo *Our World in Data* (2025), 291 kg CO_{2-eq}/MWh.

A Argentina tem o menor uso da terra para geração de energia elétrica em comparação com os demais países, devido à participação de fontes não renováveis. Em contrapartida, o Brasil e o Paraguai apresentam valores próximos e elevados do uso da terra, já que ambos têm uma matriz elétrica predominantemente renovável. O Brasil com grande participação na matriz elétrica das gerações hidrelétrica e eólica, e o Paraguai pela geração majoritária hidrelétrica.

5. CONCLUSÃO

As métricas de fator de energia primária (FEP), emissões de CO_{2-eq} (FEME) e extensão territorial (I) foram empregadas para avaliar o emprego do H₂ no armazenamento de energia elétrica em quatro países da América do Sul. O Paraguai apresenta os melhores resultados de FEP e FEME devido à alta eficiência de conversão da geração hidrelétrica e às baixas emissões de GEE associadas a essa fonte. A Argentina registrou o menor uso da terra devido à utilização de fontes não renováveis, com maior densidade energética, apesar de apresentar valores maiores nas outras métricas.

O armazenamento do H₂ eletrolítico associado à geração elétrica com fontes predominantemente renováveis, como nos casos do Brasil, Chile e Paraguai, demonstra potencial de redução das emissões CO_{2-eq}. Essas fontes de energia, com menores emissões de gases nocivos ao meio ambiente, desempenham um papel crucial no combate às alterações climáticas. Embora as fontes renováveis demandem uma maior extensão territorial devido à menor densidade energética, em alguns casos, como os da eólica e solar, parte da área pode ser

aproveitada para culturas agrícolas ou criação de rebanho, promovendo benefícios econômicos adicionais e uma abordagem mais integrada.

O Chile e a Argentina possuem altos valores de FEP, o que penaliza o armazenamento do H₂ e posterior geração de energia elétrica. Os resultados agregados dependem mais da eficiência dos sistemas de conversão do que da natureza renovável ou fóssil das fontes, uma vez que o Paraguai apresenta um FEP menor do que Brasil e Chile, apesar dos três países possuírem uma matriz elétrica predominantemente renovável. Mesmo assim, sempre haverá uma penalização associada, independentemente da natureza da matriz elétrica, pois a cadeia do H₂ tem ineficiências, computadas em 37,1% neste estudo. Entre os países analisados, o Brasil e o Paraguai se destacam pelas elevadas eficiências de conversão, podendo se beneficiar do uso do H₂ para armazenamento de eletricidade, como parte de suas estratégias para alcançar a transição energética.

6. AGRADECIMENTOS

Fabiana de Marqui Mantovan agradece ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo financiamento do seu doutorado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2023). Perdas de Energia. [S.l.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia/perdas-de-energia>>. Acesso em: 21 abr. 2024.

COGEN EUROPE (2017). EU Primary Energy Factor for Electricity: key to ensure well-informed choices, achieve real energy savings and reduce consumer energy bills. [S.l.]. Disponível em: <https://www.cogeneurope.eu/images/2017_05_26_COGEN_Europe_Primary_Energy_Factor_Position.pdf>

EDENHOFER, O.; PICHES-MADRUGA, R.; SOKONA, Y.; IPCC - INTERNATIONAL PANEL OF CLIMATE CHANGE. Renewable energy sources and climate change mitigation: summary for policymakers and technical summary. Genebra: IPCC, 2011.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Apresentação da metodologia e dos fatores de emissão utilizados para as estimativas de emissão de GEE nos planos de energia, no BEN e demais produtos da EPE. Rio de Janeiro: EPE, dez. 2022.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2023. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>>. Acesso em: 9 maio. 2024.

ETT, G.; JANÓLIO, G.; ETT, V.; EBESUI, A. M.; VULCANO, G.; JUNQUEIRA, M. S. D. Geração de energia elétrica distribuída a partir de célula a combustível. Anais do Quarto Encontro de Energia no Meio Rural 2002, Campinas, SP, 2002.

GHENAI, C. Sustainable Development - Energy, Engineering and Technologies - Manufacturing and Environment. [S.l.]: InTech, 2012.

GRAUS, W. H. J.; VOOGT, M.; WORRELL, E. International comparison of energy efficiency of fossil power generation. Energy Policy, v. 35, n. 7, p. 3936–3951, 1 jul. 2007.

IEA - INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. [S.l.], 2015. Disponível em:< <https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>>.

IEA - INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (2025). Countries & Regions. [S.l.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries>>. Acesso em: 30 janeiro. 2025.

IEA- INTERNACIONAL ENERGY AGENCY - ETSAP - ENERGY TECHNOLOGY SYSTEMS ANALYSIS PROGRAMME; IRENA - INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Biomass for Heat and Power: Technology Brief. [S.l.: S.N.], 2015.

INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. Descarbonização do Setor de Energia no Brasil. Rio de Janeiro/RJ: [S.N.], 2022.

IPCC - INTERNATIONAL PANEL OF CLIMATE CHANGE. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2 - Energy. Chapter 2: Stationary Combustion. [S.l.: S.N.], 2006.

IRENA - INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2022). Hydrogen. [S.l.]. Disponível em: <<https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>>. Acesso em: 18 maio. 2024.

LOVERING, J.; SWAIN, M.; BLOMQUIST, L.; HERNANDEZ, R. R. Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. PLOS ONE, v. 17, n. 7, p. e0270155, 6 jul. 2022.

MCDONALD, R. I.; FARGIONE, J.; KIESECKER, J.; MILLER, W. M.; POWELL, J. Energy Sprawl or Energy Efficiency: Climate Policy Impacts on Natural Habitat for the United States of America. PLoS ONE, v. 4, n. 8, p. e6802, 26 ago. 2009.

MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Esufa no Brasil. Brasília: S.N., 2022. 137 p.

MULDER, G.; COENEN, P.; MARTENS, A.; SPAEPEN, J. Market-ready Stationary 6 kW Generator with Alkaline Fuel Cells. ECS Transactions, v. 12, n. 1, p. 743–753, 2 maio 2008.

OBARA, S.; TANAKA, R. Waste heat recovery system for nuclear power plants using the gas hydrate heat cycle. Applied Energy, v. 292, p. 116667, 15 jun. 2021.

OUR WORLD IN DATA (2025). Carbon intensity of electricity generation. [S.I.]. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/grapher/carbon-intensity-electricity?tab=chart&country=~BRA>>. Acesso em: 30 janeiro. 2025.

PRABOWO, H.; SUDIARTO, B. Technical and financial analysis of a mini-hydro power plant 2x500 kW Bandung Regency, Indonesia. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, v. 1098, n. 4, p. 042073, 1 mar. 2021.

SCHLÖMER, S.; BRUCKNER, T.; FULTON, L.; HERTWICH, E.; MCKINNON, A.; PERCZYK, D.; ROY, J.; SCHAEFFER, R.; SIMS, R.; SMITH, P.; WISER, R. Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. [S.I.: S.N.], 2014. 28 p.

SMOLINKA, T.; GÜNTHE, M.; GARCHE, J. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien - Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. Technologiefortschreibung der Elektrolysetechnik. Berlin: [S.N.], 2011. Disponível em: <<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf>>

STOFFREGEN, A.; SCHULLER, O. Primary Energy Demand of Renewable Energy Carriers - Part 1: Definitions and accounting methods. [S.I.: S.N.], 2014.

STORM, K. Chapter 6 - Combined cycle power plant (1x1) labor estimate. Em: STORM, K. (Ed.). Industrial Construction Estimating Manual. [S.I.] Gulf Professional Publishing, 2020. 95–159 p.

TASHIE-LEWIS, B. C.; NNABUIFE, S. G. Hydrogen Production, Distribution, Storage and Power Conversion in a Hydrogen Economy - A Technology Review. *Chemical Engineering Journal Advances*, v. 8, p. 100172, nov. 2021.

UNCCD - UNITED NATIONS CONVENTION TO COMBAT DESERTIFICATION; IRENA - INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. *Energy and Land use*. Darmstadt, Gothenburg, Armidale, Oak Ridge, Stockholm, Wageningen, Nairobi, Durban, United Kingdom: Margie Peters-Fawcett, 2017.

ANÁLISE DOS IMPACTOS DO FENÔMENO EL NIÑO OSCILAÇÃO SUL CICLO 2023/2024 NO CENÁRIO HIDROLÓGICO E CONSUMO NO SIN

Rodrigo da Rosa Azambuja¹
André Frazão Teixeira¹
Nelson Bernardo Rodrigues Cavalcante¹
Felipe Tartaro Pereira¹
Guilherme Matussi Ramalho¹
Francisca Lanai Ribeiro Torres¹

¹Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.943

RESUMO

O El Niño Oscilação Sul (ENOS) tem seus impactos amplamente documentados em termos de precipitação e temperatura em diferentes regiões do Brasil. Na fase positiva do ENSO, El Niño, comumente é registrado um aumento das chuvas no Sul do Brasil, déficits de precipitação na faixa Norte/Nordeste do país e aumento das temperaturas no Sudeste. Enquanto na fase negativa do ENOS, La Niña, é esperado déficit de precipitação no Sul do Brasil e aumento das chuvas na faixa Norte/Nordeste do país. Nos últimos 12 anos foram observadas fases positivas e negativas do ENOS, impactando diretamente em importantes variáveis do setor elétrico. Este trabalho tem o objetivo de avaliar os impactos do ENOS 2023/2024 no setor elétrico brasileiro. Os ciclos dos períodos úmidos de 2021/2022 e 2022/2023 apresentaram precipitações expressivas e aflúncias amplamente favoráveis nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte; conseqüentemente, foi registrado um replecionamento do SIN, com armazenamento chegando a 85% do volume útil no final de março de 2023. O fenômeno El Niño esteve configurado a partir do trimestre AMJ/2023; diante desse contexto, as precipitações passaram a ser deficitárias na faixa Norte e Nordeste e a apresentar valores expressivos no Sul do país. Ademais, as temperaturas passaram a apresentar anomalias positivas na maior parte do país e com episódios de ondas de calor. Diante desse cenário, este trabalho apresenta uma análise das conseqüências do ENOS ciclo 2023/2024 em termos de precipitação, vazão e armazenamento do SIN, relação entre o aumento das temperaturas e acréscimo do Consumo.

Palavras-chave: ENOS; Temperatura; Consumo; Precipitação; Armazenamento.

ABSTRACT

Meteorological scenario at different spatial and temporal scales affects variables that influence the electricity sector in Brazil. El Niño Southern Oscillation (ENSO) causes impacts on precipitation, temperature, and other meteorological variables in different regions of Brazil. In the positive phase of ENSO - El Niño - precipitation increases in South of Brazil; reduces in the North/Northeast and increases temperatures in the Southeast. Negative phase of ENSO - La Niña - reduces precipitation in the South of Brazil and increases in the North/Northeast. There have been positive and negative phases of ENSO in the last 12 years, impacting important meteorological variables for the electricity sector in Brazil. El Niño was formed in April, May and June 2023; precipitation reduced in the North/Northeast and increased in the South of Brazil; and temperatures had positive anomalies in most of Brazil. The main goal of this work is to analyze the impacts of ENSO 2023/2024 on the electricity sector in Brazil.

Keywords: ENSO; Temperature; Demand; Precipitation; Storage.

1. INTRODUÇÃO

Eventos meteorológicos e climáticos em escala global, como o fenômeno El Niño Oscilação Sul (ENOS), são conhecidos por afetar o cenário meteorológico brasileiro (CAVALCANTI, 2016). O ENOS é um fenômeno atmosférico-oceânico caracterizado por anomalias positivas (El Niño), negativas (La Niña) ou neutralidade da temperatura da superfície do mar (TSM) no Oceano Pacífico equatorial. As oscilações da TSM no Oceano Pacífico equatorial causam alterações em diferentes circulações atmosféricas, impactando o cenário meteorológico de diferentes regiões do Brasil (AZAMBUJA, 2017). A caracterização do El Niño é feita através de índices ou anomalias da TSM para diferentes regiões do Oceano Pacífico equatorial: Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4 e Niño 4. A região do pacífico equatorial em que a anomalia da TSM está mais bem correlacionada com impactos no Brasil é a Niño 3.4 (BUNGE; CLARKE, 2009). A caracterização do ENOS é definida pela média móvel trimestral da anomalia da TSM para a região do Niño 3.4, com valores de anomalias superiores a $0,5^{\circ}\text{C}$ para eventos de El Niño, e inferiores a $-0,5^{\circ}\text{C}$ para eventos de La Niña.

Os impactos mais conhecidos do fenômeno ENOS são o aumento (redução) das chuvas no Sudeste da América do Sul, área que cobre o Sul do Brasil, na fase positiva (negativa), El Niño (La Niña) (GRIMM et al. 2000). Entretanto a faixa Norte/Nordeste do país passa por déficits de precipitação na fase de El Niño e aumento das chuvas na fase de La Niña. Dado que as chuvas durante período de El Niño ficam restritas ao Sul, o avanço de massas de ar frio associadas a

frentes frias também se mantém no Sul, podendo elevar de maneira expressiva as temperaturas no Sudeste e região central do país. Em meados de 2023 o fenômeno El Niño foi configurado, implicando alterações de variáveis meteorológicas que impactam o setor elétrico brasileiro, como a precipitação e temperatura.

Este trabalho apresentará uma análise dos impactos do ENOS ciclo 2023/2024 em termos de: (1) relação entre o aumento das temperaturas e acréscimo do consumo, principalmente para os Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL); (2) precipitação, vazão e armazenamento do SIN. O trabalho é um compilado de estudos e análises apresentadas em eventos e/ou boletins pela Câmara de Comercialização Elétrica (CCEE) ao longo de 2023 e início de 2024.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Características gerais

A primeira seção apresenta uma análise do comportamento, ciclos do fenômeno ENOS nos últimos 12 anos. A Figura 1 indica o comportamento da anomalia da TSM na região do Niño 3.4 entre o trimestre dezembro, janeiro e fevereiro de 2012 (DJF) e março, abril e maio de 2024 (MAM). Nos últimos 12 anos tivemos períodos de neutralidade e fases de El Niño e La Niña, destacando o período recente, no qual tivemos uma fase de La Niña na maior parte dos meses entre junho, agosto e setembro de 2020 (JAS/20) e dezembro, janeiro e fevereiro de 2023 (DJF/23), precedendo uma fase de El Niño no histórico recente, configurado a partir de abril, maio e junho de 2023 (AMJ/23). Dado esse cenário do fenômeno ENOS, no segundo semestre de 2023 e início de 2024 estivemos em um período com viés de aumento das chuvas no Sul e déficit de precipitação na faixa norte/nordeste do país, sendo esse período posterior a uma fase com um viés contrário, redução de chuvas no Sul e aumento na faixa norte/nordeste do país.

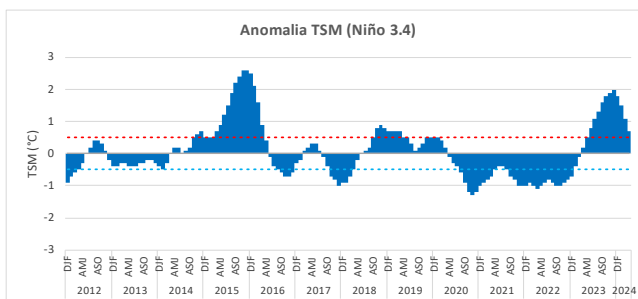


Figura 1 - Anomalia trimestral da TSM na região do Niño 3.4 com limites de temperatura que definem períodos de El Niño (vermelho) e La Niña (azul)

Na tentativa de avaliar o viés da hidrologia em termos de Energia Natural Afluente (ENA) associada a fase do fenômeno ENOS, a Figura 2 relaciona a ENA média do SIN com as classes de anomalias da TSM. Em termos médios, o gráfico evidencia um cenário favorável de ENA nas classes positivas de TSM, ou seja, associado ao fenômeno de El Niño (anomalias positivas), enquanto as menores ENAs estão na fase de La Niña (anomalias negativas).

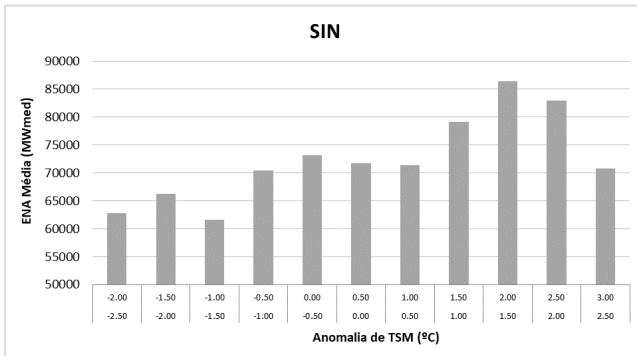


Figura 2 - ENA média no SIN por classe de anomalia da TSM na região do Niño 3.4 (período: 1950 a 2023)

2.2 Temperatura e consumo

Conforme previamente apresentado, o ciclo de ENOS com fase positiva, El Niño, foi configurado a partir do trimestre AMJ de 2023 e um dos possíveis efeitos esperados do fenômeno foi observado, ou seja, o aumento das temperaturas no Sudeste e faixa central do país. Dado que as chuvas associadas a passagem de frentes frias ficam restritas a região Sul do país, o mesmo acontece com o avanço das massas de ar frio. O mosaico mostrado na Figura 3 mostra as anomalias de temperaturas máximas observadas entre setembro e dezembro de 2023. Nesse quadrimestre de El Niño, o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) registrou diversos episódios de ondas de calor, evidenciados pelas anomalias de temperatura máxima expressivas no período, mostrados na Figura 3 (a) a (d). O quadrimestre anterior era de fenômeno La Niña, estando essas temperaturas máximas em 2023 muito superiores ao mesmo período do ano anterior, principalmente da região Sudeste e central do país. Segundo o INMET, a temperatura média no Brasil em 2023 foi de 24,92°C, sendo 0,69°C acima da média histórica, que é de 24,23°C. Em 2022, sob atuação do La Niña, a média anual foi de 24,07°C, 0,16°C abaixo da média histórica.

A região do país com temperaturas iguais e/ou abaixo da média

histórica foi o extremo Sul, área que cobre os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, nos meses de outubro e novembro de 2023. Comparando com o ano anterior, no Rio Grande do Sul elas estiveram iguais e/ou abaixo dos valores de 2022 em outubro, novembro e dezembro. Essas temperaturas são reflexo do fenômeno El Niño em curso no período, com chuvas e redução de temperaturas no Sul. A fonte dos dados de temperatura é a reanálise do *Climate Prediction Center do National Centers for Environmental Prediction (CPC/NCEP)* (CHEN et al. 2008).

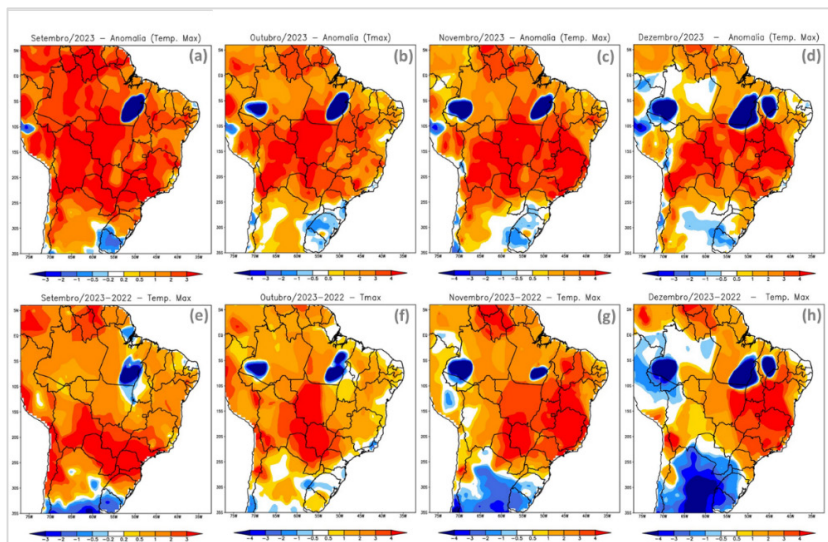


Figura 3 - Temperatura máxima verificada nos meses de setembro, outubro, novembro e dezembro de 2023: (a) a (d) anomalia de temperatura (observado - climatologia); (e) a (h) comparativo com o verificado em 2022 (temp. máx. 2023 - temp. máx. 2022)

Para o setor elétrico é bem documentada a relação entre o aumento das temperaturas juntamente com o aumento da carga e/ou consumo (TAKANO; ASADA, 2020). O ciclo de El Niño configurado no segundo semestre de 2023 apresentou um dos efeitos esperados do fenômeno, o aumento das temperaturas no Sudeste e faixa central do país. Os dados de consumo apresentados na Figura 4 são referentes a medição contabilizada pela CCEE e mostram o aumento de consumo no ACR e ACL. O aumento do consumo foi expressivo no segundo semestre de 2023 ante a 2022, tanto no ambiente livre (ACL) quanto no consumo registrado nas distribuidoras. Em julho de 2023 o consumo foi ligeiramente superior a 2022 em ambos os ambientes, mas com o acréscimo das temperaturas nos meses seguintes, atingindo o maior

crescimento no ACR em novembro de 2023 (+12,6%) e em dezembro (+12,2%) no ACL. Esse resultado evidencia a relação entre o aumento das temperaturas e acréscimo do consumo no ACR e ACL.

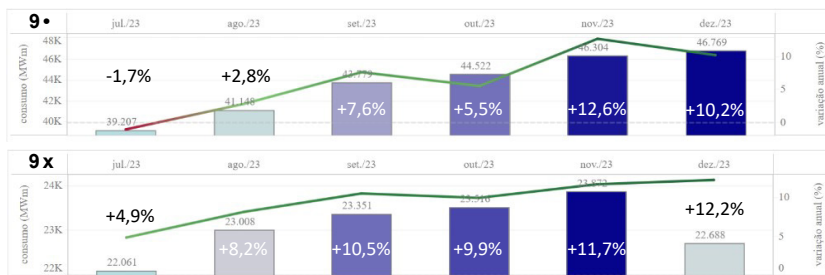


Figura 4 - Consumo verificado no ACR e ACL entre julho e dezembro de 2023, com o crescimento percentual de 2023 em relação a 2022

Os mapas mostrados na Figura 5 indicam a variação do consumo (2023 x 2022) por estado para o segundo semestre de 2023. No ACL, todos os estados apresentaram variação positiva no consumo, com um aumento de 9,5% para o país. No ACR, com exceção dos estados do Rio Grande do Sul e Amapá, todos os estados apresentaram variação positiva no consumo, totalizando +6,3% para o país. Conforme previamente discutido, a fase positiva do ENOS (El Niño) no segundo semestre de 2023 e as conseqüentes chuvas e redução de temperaturas restritas ao Sul do país, impactaram no consumo no ACR do estado do Rio Grande do Sul, implicando uma variação de -3% em relação ao ano anterior.

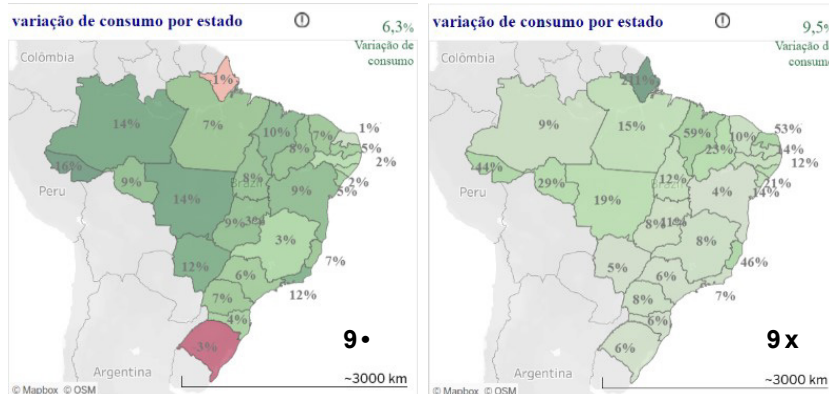


Figura 5 - Variação do consumo por estado no ACL e ACR entre julho e dezembro: 2023 x 2022

2.3 Cenário hidrológico

Esta seção apresenta uma análise do comportamento hidrológico para o período de estudo, abordando o cenário de precipitação, vazões e o consequente armazenamento. Os mapas mostrados na Figura 6 mostram as anomalias de precipitação acumulada para o trimestre outubro, novembro e dezembro de 2021 ((a), (b) e (c)), 2022 ((d), (e) e (f)) e 2023 ((g), (h) e (i)). Os dados de precipitação são dados de reanálise do Climate Prediction Center do National Centers for Environmental Prediction (CPC/NCEP) (CHEN et al. 2008). Sob influência do fenômeno La Niña no último trimestre de 2021 e 2022, foram verificadas anomalias positivas de precipitação na metade norte do país, com chuvas beneficiando as bacias dos rios Tocantins, São Francisco, Xingu, entre outras; entretanto, as precipitações foram deficitárias no Sul do país. Esse cenário foi alterado no último trimestre de 2023, já sob influência do fenômeno El Niño: as precipitações passaram a apresentar anomalias positivas no Sul, beneficiando as bacias dos rios Uruguai, Jacuí, Iguaçu, Paranapanema e Incremental de Itaipu; entretanto, foi deficitária na metade norte do país. Esse cenário de precipitações apresentou um comportamento aderente com o que a bibliografia indica com relação aos impactos do fenômeno ENOS no Brasil.

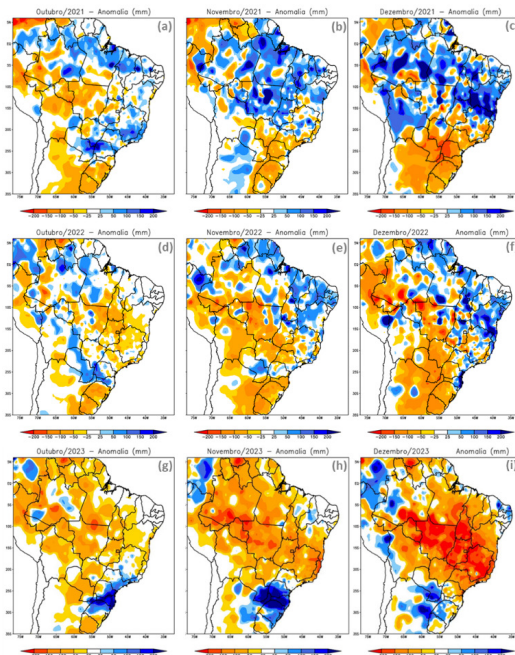


Figura 6 - Anomalia da precipitação acumulada, observada em outubro, novembro e dezembro: 2021 (a), (b), (c); 2022 (d), (e), (f); 2023 (g), (h), (i)

O impacto dessas chuvas em termos de Energia Natural Afluente (ENA) pode ser verificado na Figura 7, na qual foram ranqueadas em todo o histórico, desde 1931, as ENAs no SIN no trimestre outubro, novembro e dezembro. A pior ENA verificada nos últimos três ciclos no SIN ocorreu em 2021, e o ano de 2022 apresentou valor intermediário no histórico; entretanto o ano de El Niño, 2023, apresentou a 11ª melhor ENA no SIN para o período, em um histórico de 93 anos.

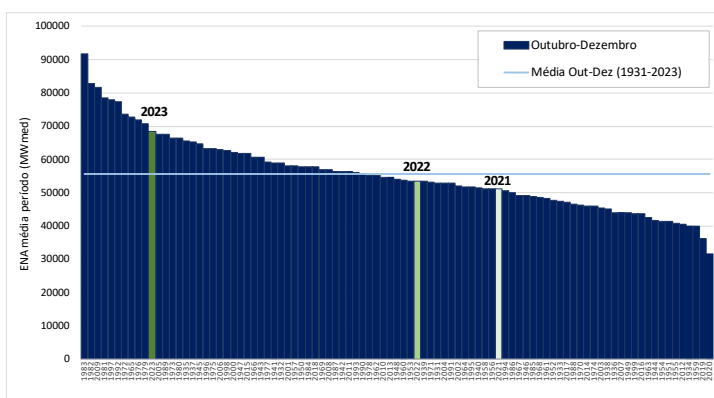


Figura 7 - Ranking das ENAs verificadas entre outubro e dezembro, de 1931 a 2023, no SIN

Os resultados indicam uma melhora da ENA no SIN em um ano de fenômeno El Niño, fase positiva do ENOS. A Figura 8 apresenta os impactos em termo de armazenamento no SIN. O período seco do ano de 2021 apresentou as piores ENAs do histórico e um deplecionamento expressivo no SIN. A partir do período úmido de 2021, iniciado em outubro, as chuvas aumentaram de maneira expressivas nos sub-mercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, sendo verificado um aumento das ENAs e tendência de aumento do armazenamento. Em 2022 essa tendência foi mantida, iniciando o ano com 34% do volume útil (VU) e chegando no final do ano com 58%.

O acréscimo do armazenamento, replecionamento do SIN, ficou evidenciado no período de La Niña configurado em 2021 e 2022. Em 2023, a tendência de aumento de armazenamento no SIN se manteve na primeira metade do ano, e no segundo semestre, já com o fenômeno El Niño configurado, o armazenamento encerrou 2023 em 60%, ligeiramente superior ao término de 2022.

No início de 2024, com o fenômeno El Niño configurado, a linha preta indicada na Figura 8 mostra o armazenamento “andando de lado” no primeiro trimestre, chegando no final de março em 66%, aquém aos 88% no mesmo período de 2023.

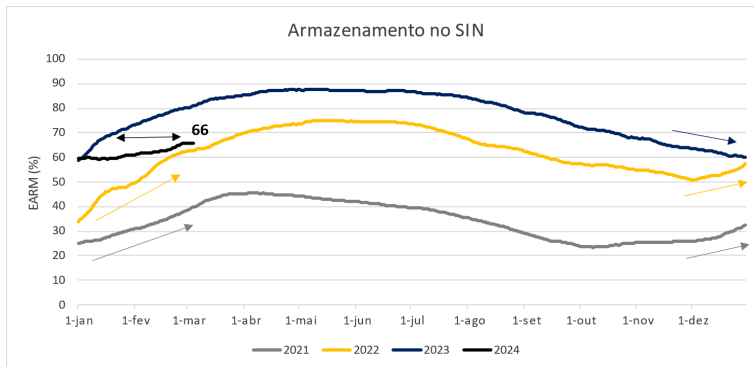


Figura 8 - Armazenamento no SIN: 2021 (cinza), 2022 (amarelo), 2023 (azul) e 2024 (preto)

2.4 Discussão

Nas seções anteriores foram mostrados os impactos do fenômeno ENOS ciclo 2023/2024 em fase positiva (El Niño) em variáveis meteorológicas que influenciam no setor elétrico brasileiro: no segundo semestre de 2023 o consumo apresentou valores elevados, superiores aos verificados em anos anteriores dado o aumento expressivo das temperaturas na maior parte do país, com destaque para o Sudeste e Centro-Oeste. As precipitações apresentaram um comportamento aderente com o que a bibliografia indica, as chuvas no período de El Niño no ciclo 2023/2024 beneficiaram o submercado Sul e apresentaram déficits na metade norte do país.

A relação entre a precipitação e ENA indica que a distribuição espacial das chuvas no ciclo do ENOS 2023/2024 impactou no armazenamento do SIN. As precipitações expressivas no Sul, no El Niño 2023/2024, beneficiaram as bacias dos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí, entretanto o submercado Sul é responsável por apenas 7% do armazenamento no SIN. A Figura 9 mostra o percentual de representatividade de cada submercado em termos de ENA e armazenamento para o SIN. O cenário de chuvas apresentado na seção 2.3 indicou chuvas na fase de La Niña beneficiando as bacias dos rios São Francisco e Tocantins (trecho de Tucuruí), sendo essas bacias responsáveis por 95% do armazenamento dos submercados Nordeste e Norte, respectivamente. Também foram verificadas chuvas expressivas nas bacias dos rios Tocantins (trecho de Serra da Mesa), Paranaíba e Grande, responsáveis por 80% do armazenamento do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO). O SE/CO é responsável por 70% do armazenamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Durante o ENOS ciclo 2023/2024 as

precipitações foram deficitárias nessas bacias e mesmo a ENA se mantendo alta dada as chuvas no Sul, o armazenamento no SIN não mostrou uma elevação, chegando no final do período úmido de 2024 com -15% em relação ao ano anterior.

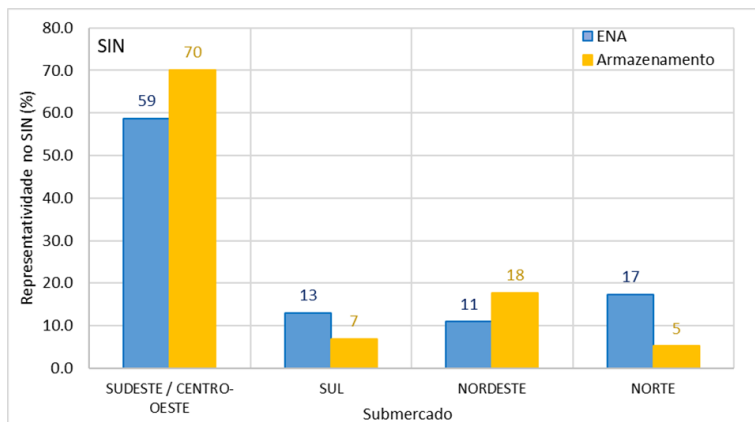


Figura 9 - Representatividade (%) da ENA e armazenamento dos submercados em relação ao SIN

3. CONCLUSÃO

O trabalho apresentou um compilado de estudos e/ou boletins apresentados pela CCEE ao longo de 2023-2024, em que foram evidenciados os impactos do fenômeno ENOS em variáveis que influenciaram o setor elétrico brasileiro. A fase positiva do ENOS, fenômeno El Niño, esteve configurada entre os trimestres AMJ/2023 e MAM/2024, sendo esse precedido por uma fase de La Niña. Os principais resultados mostraram que:

- O El Niño configurado entre 2023/2024 impactou com um aumento expressivo das temperaturas na maior parte do país, elevando de maneira significativa o consumo tanto no ACR quanto no ACL. O aumento foi de 6,3% no ACR no segundo semestre de 2023 ante a 2022, dada as temperaturas elevadas na maior parte do país. Uma das exceções foi o consumo no estado do Rio Grande do Sul, com redução de -3%. Esse resultado esteve associado ao cenário meteorológico referente ao fenômeno El Niño no período: as chuvas e avanços de massas de ar frio ficaram restritas ao extremo Sul do país, sendo mantidas temperaturas elevadas no Sudeste e região central, com diversos episódios de ondas de calor;
- O cenário de chuvas na primeira metade do período úmido (outubro, novembro e dezembro) de 2021, 2022 e 2023 indicou aderên-

cia com o fenômeno ENOS: em 2021 e 2022 tivemos déficit de precipitação no Sul e um aumento expressivo em 2023. Após o pior cenário hidrológico do histórico na metade de 2021, os períodos úmidos seguintes foram marcados por um aumento contínuo da ENA no SIN entre 2021 e 2023;

- Mesmo com a ENA elevada, a distribuição espacial das chuvas durante o fenômeno El Niño beneficiou o submercado Sul, ou seja, embora as vazões se mantivessem elevadas, a resposta em termos de armazenamento não foi a mesma, sendo o submercado Sul responsável por apenas 7% do armazenamento do SIN. Nos anos que precederam o fenômeno El Niño 2023/2024, o armazenamento do SIN passou por um replecionamento nos anos de La Niña.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AZAMBUJA, R. R. Estudo da atividade de relâmpagos na região sul do Brasil a partir de dados de sistema de detecção. 2017. 03.04.13.22-TDI). Tese (Doutorado em Geofísica Espacial) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos. 2017.

BUNGE, L.; CLARKE, A. J. A verified estimation of the El Niño index Niño-3.4 since 1877. *Journal of Climate*, v. 22, n. 14, p. 3979-3992, 2009.

CAVALCANTI, I. F. A. Tempo e clima no Brasil. Oficina de textos, 2016.

CHEN, Mingyue et al. Assessing objective techniques for gauge-based analyses of global daily precipitation. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 113, n. D4, 2008.

GRIMM, A. M.; BARROS, V. R.; DOYLE, M. E. Climate variability in southern South America associated with El Niño and La Niña events. *Journal of climate*, v. 13, n. 1, p. 35-58, 2000.

TAKANO, W. Y.; ASADA, E. N. Previsão de carga no mercado de energia. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020.

DESAFIOS REGULATÓRIOS RELACIONADOS À TRANSMISSÃO DE ENERGIA PARA A VIABILIZAÇÃO DE UM MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE SÍNCRONO NO BRASIL

Guilherme Dantas¹
Murilo de Miranda¹
Guilherme Susteras²
Priscilla Ghisi³
Alexandra Susteras²
Alexandre Bueno²
Eduardo Heraldo³
Julia Rodrigues³

¹Essenz

²SunMobi

³Auren Energia

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.944

RESUMO

Um dos quesitos para garantir a origem renovável exigida pelas principais certificações internacionais é a sincronicidade da produção do hidrogênio com a geração de eletricidade na planta contratada. Dessa forma, a transmissão tem um papel importante para o transporte de eletricidade desde as regiões de elevado potencial renovável até as plantas de eletrólise. O objetivo deste estudo é avaliar o arcabouço regulatório relacionado aos aspectos de transmissão no Brasil e identificar possíveis lacunas regulatórias para o desenvolvimento de um mercado de hidrogênio verde síncrono. Para isso, foi realizado um levantamento bibliográfico de documentos referentes à regulação do setor elétrico brasileiro e sua operação. Os resultados apresentam os principais desafios relacionados à transmissão de eletricidade, seja por limites operativos (*constrained-off* e margens de escoamento) ou por questões de tarifação de uso da rede, e uma discussão sobre como os órgãos responsáveis têm atuado para solucionar essas questões. O estudo mostrou que a maioria dos desafios identificados são relacionados à transformação do setor, e surgem com o aumento da participação de fontes renováveis de energia na matriz. Além disso, há uma constante adaptação da regulação e da operação para endereçar esses desafios e minimizar os prejuízos para as partes interessadas.

Palavras-chave: Hidrogênio; Regulação; Transição energética.

ABSTRACT

Ensuring the renewable origin, a prerequisite for major international certifications, necessitates synchronous hydrogen production and electricity generation at contracted plants. Transmission plays a pivotal role in conveying electricity from high renewable potential regions to electrolysis plants. This study assesses Brazil's regulatory framework for transmission, identifying potential gaps for a synchronized green hydrogen market. A comprehensive literature review on the regulation of the Brazilian electrical sector was conducted. Findings reveal primary challenges in electricity transmission, accompanied by regulatory efforts to address them. Most challenges stem from the sector's transformation with an increased integration of renewable sources into the energy mix. Regulatory measures and operational strategies continuously adapt to mitigate adverse impacts on stakeholders.

Keywords: Hydrogen; Regulation; Energy transition.

1. INTRODUÇÃO

O hidrogênio verde (H₂V) tem ganhado grande importância no planejamento energético brasileiro por seu potencial de mitigação de emissões de CO₂ na substituição de combustíveis/insumos fósseis e por ser um energético versátil, com diversas possibilidades de produção e de aplicação (EPE, 2021; MME, 2021). Com isso, organizações de diversas naturezas estão se preparando tanto para o aumento da produção e consumo do hidrogênio quanto para sua entrada em novos mercados. Muitos estudos têm sido realizados para entender o que será preciso para de fato desenvolver um mercado de hidrogênio. Agentes como órgãos de planejamento, agências reguladoras, ONGs, empresas privadas, academia, dentre outros, estão envolvidos nesse esforço.

O custo do hidrogênio de eletrólise associado a fontes renováveis de energia ainda é alto, cerca de 4 a 9 USD/kg H₂, comparado ao produzido a partir da reforma a vapor, que custa em torno de 1 a 2,5 USD/kg H₂ (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2022). Há a expectativa de que inovações tecnológicas, ganhos de aprendizado e economias de escala ajudem a reduzir o custo para o produtor, mas isso precisa vir acompanhado de uma regulação bem pensada e estruturada, para promover o desenvolvimento do setor.

Na perspectiva do comércio internacional, alguns esquemas de certificação de H₂V de outros países reiteraram a necessidade da sincronização da produção do hidrogênio com a geração de eletricidade renovável na planta contratada, para garantia da origem renovável da eletricidade (EUROPEAN COMMISSION, 2023; DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO, 2023). Dessa forma, surge o

questionamento: o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui um arcabouço regulatório que possibilite o desenvolvimento de um mercado de H2V síncrono?

No âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), está sendo desenvolvido o projeto vinculado ao presente artigo, cujo objetivo é investigar e desenvolver elementos habilitadores para a criação de um mercado de H2V síncrono no Brasil. O presente trabalho integra uma série de estudos do âmbito do projeto e foca na regulação como habilitador para um mercado de hidrogênio. O estudo busca trazer uma discussão sobre as lacunas regulatórias relacionadas à transmissão para viabilizar o desenvolvimento de projetos de H2V síncrono no Brasil, avaliando eventuais necessidades de ajustes normativos.

A próxima seção apresenta os métodos utilizados para o levantamento bibliográfico. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos, onde se encontra a principal parte do estudo, que contém uma revisão dos critérios de acesso e pagamento pelo uso da rede de transmissão com proposições de normas compatíveis com a lógica de produção de hidrogênio síncrono e uma discussão referente às implicações da problemática do *constrained off*. Na sequência são trazidas as principais conclusões deste levantamento bibliográfico, com sugestão de estudos futuros.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Este estudo foi desenvolvido por meio de consulta a documentos referentes à regulação do setor elétrico brasileiro e sua operação. Foi realizado um levantamento bibliográfico das seguintes tipologias de documentos: Resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); Notas técnicas; Medidas provisórias; Relatórios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Leis; e outros documentos em que constam os regramentos e direcionamentos do setor elétrico.

Como a produção de H2V requer o uso de fontes renováveis de energia, é necessário que a geração de eletricidade para esse fim esteja em locais com elevadas velocidades de vento e/ou irradiação solar e/ou potencial hidrelétrico. Na maioria dos casos, esses locais não estão próximos dos da demanda de hidrogênio e, por isso, faz-se necessário o transporte de energia elétrica por meio de linhas de transmissão. A elevada demanda de eletricidade para o processo de eletrólise acentua a necessidade de entender os principais desafios relacionados à transmissão para desenvolvimento da cadeia do H2V no Brasil. Dessa forma, o principal critério para escolha dos materiais a serem consultados foi a busca por referências relacionadas ao tema de limitações e tarifação pelo uso de transmissão de energia.

Após o levantamento bibliográfico, foram avaliados os regra-

mentos e procedimentos de transmissão que tendem a impactar o transporte de eletricidade para a produção de H2V síncrono, e esses conteúdos são trazidos e discutidos na próxima seção.

3. DISCUSSÃO E APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta os desafios regulatórios vigentes no momento da realização desta pesquisa com relação às limitações de acesso ao sistema de transmissão.

3.1 Desafios regulatórios relacionados a limitações de transmissão

A apresentação dos desafios considerou aspectos tanto no momento do planejamento da expansão (margem de escoamento), quanto no momento da operação (*constrained off*).

3.1.1 Margem de escoamento

Em 2020, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 998 que, entre outras medidas, previu a extinção do subsídio para geradores e consumidores de fontes renováveis de energia. A Medida Provisória foi convertida pelo Congresso na Lei nº 14.120, de 2021, mas a iniciativa de redução do subsídio gerou alguns efeitos adversos (BRASIL, 2020; BRASIL, 2021; ANEEL, 2022a):

- Aumento expressivo de novos projetos: para aproveitar a regra de transição, houve um aumento expressivo de novos pedidos de autorização para implantação de geração renovável;
- Aumento da migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL): por serem mais competitivos, os novos projetos devem aumentar a migração de consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL, o que tende a levar a uma sobrecontratação das distribuidoras, e
- Congestionamento de rede: a grande quantidade de projetos congestionou as redes de transmissão, gerando riscos de atrasos e multas para projetos autorizados antes das mudanças normativas.

Para tentar sanar o congestionamento de rede induzido pela mudança regulatória, a ANEEL propôs, por meio da Resolução Normativa Nº 1.065/2023, a criação de mecanismo regulatório excepcional. O mecanismo envolve a adesão voluntária para revogação da outorga de geração, com devolução das garantias de fiel cumprimento e isenção de multas administrativas e autorização ao ONS para rescisão do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) sem aplicação das multas rescisórias (36 meses de Encargo de Uso do Sistema de

Transmissão - EUSTs).

Tal medida seria destinada a agentes de geração sem inadimplência de encargos setoriais, que não possuam débitos de EUST devidos às transmissoras e que não possuam contratos de energia comercializados no ACR. Para tal, os agentes deveriam:

- Apresentar demonstração de interesse prévio;
- Assinar e apresentar termo de renúncia ao direito a ações judiciais, processos administrativos ou litígio arbitrais cujo objeto trate de questionamento ao pagamento de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), multas rescisórias de CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO (CUST) e postergação da data de entrada em operação comercial, e
- Apresentar declaração da transmissora de que está ciente e concorda com a rescisão desses contratos.

Embora tal medida remediasse o efeito pontual dos congestionamentos de rede causados pelo excesso de pedidos de outorga decorrentes da mudança das regras de subsídios das tarifas de transmissão, ainda resta endereçar o descompasso estrutural entre necessidade de expansão de transmissão para permitir o escoamento da geração de novos projetos a serem construídos, entre outros motivos, para fins de suprimento de eletrolisadores produtores de H₂V.

3.1.2 *Constrained off*

Nos termos do Artigo 13 da Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 1.030/2022, eventos de restrição operacional (*constrained off*) ocorrem quando a geração de energia de usinas eólicas despachadas de forma centralizada – ou de um grupo de usinas incluídas na programação – é reduzida por determinação do ONS, devido a fatores externos às instalações dessas usinas (ANEEL, 2022b).

O ONS classifica os eventos de restrição de operação de acordo com sua motivação, sendo definidos em ANEEL (2022b) como:

- Razão de indisponibilidade externa: decorrentes da indisponibilidade em infraestruturas externas às usinas, como, por exemplo, falhas na rede de transmissão;
- Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: originados por motivos de confiabilidade elétrica associadas a infraestruturas externas às usinas, mesmo quando a rede de transmissão se encontra disponível, ou
- Razão energética: decorrentes da incapacidade de direcionamento da energia para a carga, ou seja, mesmo com a rede de transmissão operante, o ONS exclui as usinas da programação devido à impossibilidade de acomodar a geração.

Quando há um evento de restrição de operação por razão de indisponibilidade externa, o agente gerador poderá fazer jus a um ressarcimento. Para tal, o ONS deverá calcular a referência de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação a partir da curva de produtividade da usina eólica, que relaciona potência de saída da usina e velocidade do vento, desconsiderando eventuais reduções de geração associadas a restrições indicadas no parecer de acesso da usina.

Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por *constrained-off* serão realizados por meio de ESS – Encargo de Serviço de Sistemas (ANEEL, 2022b):

$$\text{Frustração de geração} = \min(G_{anem}; E_{cont}) - G_{ver} \quad (1)$$

Onde:

G_{anem} : geração estimada em função da velocidade do vento medido no anemômetro;

E_{cont} : montante de energia vendida em contratos (Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, Contrato de Energia de Reserva – CER e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA); e garantia física, no caso de usinas não contratadas dessa forma;

G_{ver} : energia gerada.

O ressarcimento da frustração de geração é valorado ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do submercado do período de comercialização da restrição. O pagamento desse valor somente ocorre quando o total de horas acumuladas ao longo do ano civil ultrapassar 78h. Esse limite pode ser revisado pelo ONS, levando em consideração a média de indisponibilidade verificada nos últimos cinco anos civis, aplicada às Funções de Transmissão com níveis de tensão entre 230 kV e 500 kV (ANEEL, 2022b).

As regras para *constrained off* de geração fotovoltaica foram definidas na Resolução Normativa nº 1.030/2022 (ANEEL, 2022b), após consulta pública, com uma proposta baseada nas regras vigentes para eólicas. O documento mantém a definição de três tipos de eventos de restrição de operação: razão de indisponibilidade externa; razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica e razão energética, sendo que apenas a primeira classificação dá direito a recebimento por restrição de operação.

A principal diferença em relação às usinas eólicas é que aqui é considerada a classificação das usinas solares (UFV, para usinas fotovoltaicas). A Resolução propõe que apenas UFVs Tipo I, II-B e II-C

sejam consideradas para recebimento no caso de restrição de operação (ONS, 2021):

- Tipo I (ainda não existentes): Possuem programação e despacho centralizado, e atendem aos processos estabelecidos nos Procedimentos de Rede relacionados a ampliações e reforços, planejamento e programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação;
- Tipo II-B: São aquelas para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento e operação eletroenergética do SIN. Apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática;
- Tipo II-C: Constituem conjunto de usinas que, embora individualmente não impactam a operação do SIN, quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN, ou
- Tipo III: Não possuem programação nem despacho centralizados e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS.

O Procedimento de Rede do ONS indica a responsabilidade dos agentes de geração solar fornecerem os dados e informações necessários para o Programa Diário de Operações – PDO (ONS, 2023b). Depois, caberia ao ONS calcular a referência para a frustração da geração de energia resultante de eventos de restrição operacional por *constrained-off* das UFVs, seguindo os critérios técnicos definidos nos Procedimentos de Rede (BRITO, 2022). Esse cálculo seria proveniente de curva de produtividade.

A Resolução indica que três pontos devem ser considerados no cálculo da referência da frustração de geração de energia:

- Devem ser descontadas as restrições já previstas no parecer de acesso;
- Para UFVs Tipo II-C, propõe-se que o rateio se dê proporcionalmente à capacidade instalada de cada UFV integrante do conjunto, e
- Todas as informações utilizadas pelo ONS no cálculo sejam disponibilizadas pelo ONS em plataforma de acesso público.

Após estudo das alternativas previstas no Relatório de Análise de Impacto Regulatório, a Resolução indica que, além de definir que apenas restrições motivadas por razão de indisponibilidade externa sejam sujeitas a recebimento de ressarcimento, tal indisponibilidade externa seja considerada apenas quando ultrapassar 30 horas e 30

minutos por ano civil (ANEEL, 2022b).

Além disso, é proposto que, para que a energia de referência não supere o montante de venda de energia, seja adotada a fórmula expressa na Equação (2):

$$G_{ESS} = \min[\max(E_{cont} - G_{ver}; 0); G_{frust}] \quad (2)$$

Onde:

G_{ESS} : montante energético para apuração dos ESS;

E_{cont} : montante de energia vendida em contratos associados à respectiva Central Geradora Fotovoltaica, no caso de CCEAR e CER; e garantia física, no caso de centrais não contratadas dessa forma;

G_{ver} : energia gerada; e

G_{frust} : frustração de geração da Central Geradora Fotovoltaica obtida pelo rateio da frustração de geração do conjunto (caso aplicável), estimada em função das variáveis meteorológicas obtidas das medições solarimétricas e da energia gerada do conjunto.

Da mesma forma que no caso das eólicas, o ressarcimento será feito por meio da valoração da geração frustrada pelo PLD. Ou seja, segue-se sem a devida valoração dos atributos ambientais da geração frustrada, tão importantes para fins de produção do H2V síncrono.

3.2 Desafios regulatórios relacionados à tarifação pelo uso de transmissão

A metodologia de formação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) tem, desde 1999, duas parcelas, com detalhamento de cálculo na Nota Técnica nº 003/1999-SRT/ANEEL (ANEEL, 1999):

- Parcela Locacional: representa os efeitos dos usuários sobre o sistema de transmissão em determinadas situações, distribuindo os custos com base em metodologias locacionais, em que a posição geoeletrica adotada influencia o impacto da carga e da geração nos fluxos que percorrem as infraestruturas de transmissão, e
- Parcela Selo: necessária a incorporação de uma parcela adicional, dado que somente a Parcela Locacional não é suficiente para recuperar totalmente a receita exigida para cobrir os custos do sistema.

Entretanto, a avaliação da ANEEL apresentada na Nota Técnica nº 86/2022-SGT/ANEEL é que a componente locacional das TUSTs não está cumprindo satisfatoriamente com suas funções fundamen-

tas, quais sejam (ANEEL, 2022d):

- assegurar maiores encargos para quem mais onera o Sistema Interligado Nacional (SIN), e
- otimizar o uso racional do SIN.

Esse problema foi, na visão da ANEEL, intensificado pela característica da expansão da geração no SIN desde a entrada das fontes renováveis – solar e eólica – já que suas instalações se localizam prioritariamente no Nordeste.

Para buscar endereçar os desafios identificados pela ANEEL, foi aberta a Consulta Pública (CP) 39/2021 (ANEEL, 2022e). Nessa CP, foram identificados cinco principais desafios, agrupados em dois tipos, como ilustrado na Figura 1 (ANEEL, 2022c).

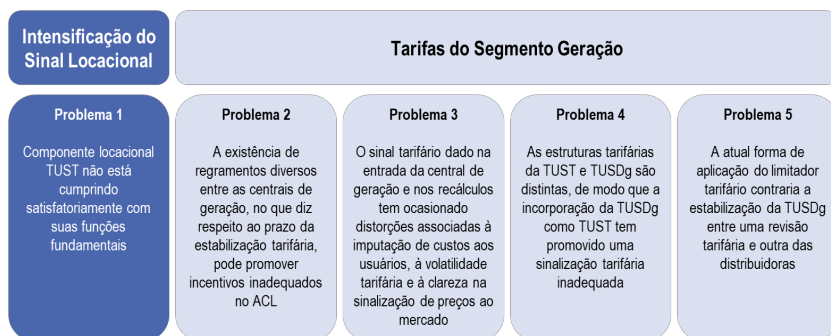


Figura 1 - Desafios regulatórios AIR (Análise de Impacto Regulatório) nº 02/2021-SGT/ANEEL

Para o Problema 1, a solução proposta pela ANEEL – e aprovada – é uma mescla de duas alternativas propostas durante o processo de consulta pública:

- Alternativa 1 (situação atual): Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional por submercado, e
- Alternativa 2A: Sinal locacional com fator de ponderação livre (fator de ponderação excursionando entre 0 e 1) e despacho proporcional Brasil (ou unificado) considerando a aplicação linear do Fator de Demanda (FD) sobre os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados do segmento consumo, somente para fins de cálculo do fluxo de potência utilizado na composição da parcela locacional da TUST.

A metodologia final considerará uma combinação 50%/50% de cada alternativa na composição da TUSD, mas foi considerada uma

transição suave até que se atinja esse arranjo, conforme proporções demonstradas na Figura 2 (ANEEL, 2022c).

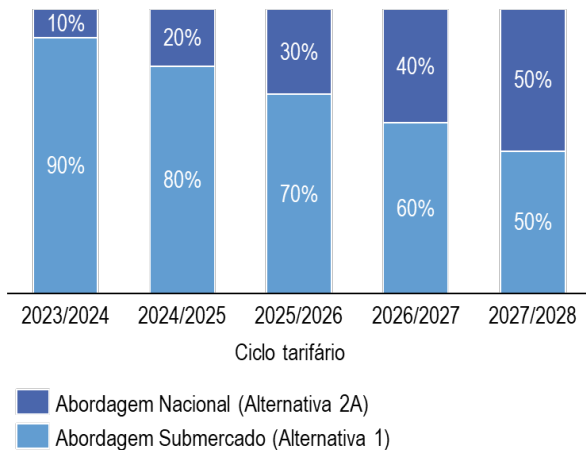


Figura 2 - Proporções, ao longo dos anos, das alternativas de soluções na composição da TUST

Segundo a ANEEL, a nova metodologia irá reduzir a tarifa paga pelos consumidores em locais onde há mais geração, ou seja, regiões NE e N, em cerca de 0,8 e 2,4%, respectivamente. Por outro lado, a metodologia encarecerá a tarifa para os geradores dessas mesmas regiões, com o impacto podendo chegar a 6,5%.

Uma questão que tem gerado grande discussão é que a ANEEL entende que não pode haver diferenciação entre geradores já conectados à rede e novos geradores. Isso tem dois impactos principais:

- Para usinas que vendem no ACL, haverá certamente repasse do aumento de custos para o consumidor, e
- Para usinas com contratos vigentes no ACR, a TUST é um custo afundado não gerenciável, portanto esse aumento impactará a margem do gerador.

A discussão gerou o Projeto Decreto Legislativo – PDL 365/2022, que susta e revoga as Resoluções Normativas publicadas pela ANEEL, aprovado na Câmara dos Deputados e que está em análise na Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022). Portanto, dada a sensibilidade do tema, considera-se que há potencial risco de judicialização do assunto.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo trouxe uma discussão sobre desafios regulatórios relacionados à transmissão de energia, relevantes para o desenvolvimento de cadeias do H2V. Foram apresentados os principais desafios identificados para a transmissão de grandes volumes de energia elétrica, assim como algumas das discussões e soluções trazidas pelo Órgão Regulador, na tentativa de evitar prejuízos os agentes de mercado e ao consumidor.

As questões apontadas são ainda muito recentes e têm surgido em paralelo ao aumento da penetração de fontes renováveis no SIN. O setor está se transformando e se reconfigurando com a inserção de novas fontes associadas ao aumento do consumo. Da mesma forma, a elevada demanda elétrica dos eletrolisadores tende a intensificar essa transformação, considerando um cenário de novos mercados de H2V no Brasil.

Ao mesmo tempo, o que se observa é uma constante mudança e adaptação do setor aos novos desafios. As instituições do SEB têm atuado ativamente para adaptar as regras e procedimentos do setor elétrico à transformação da matriz. Muitas notas técnicas, resoluções e relatórios de avaliação têm surgido nesse sentido, frequentemente acompanhados de consultas públicas para também contemplar a visão das principais partes interessadas e entender os possíveis desdobramentos de suas decisões, o que é uma sinalização positiva para os agentes do setor.

É importante destacar que muitos dos desafios regulatórios também são resultados de uma questão física, relacionada à necessidade de expansão da capacidade de transmissão, o que por sua vez, é atribuição do planejamento (Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério de Minas e Energia – MME). Dessa forma, como sugestão de estudos futuros propõe-se investigar como esses órgãos estão atuando para considerar o transporte de eletricidade referente a novos projetos de H2V e se há um alinhamento com as diretrizes da regulação e as necessidades identificadas pelo Operador.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a Auren Energia pelos suportes técnico e financeiro para elaboração deste artigo, que faz parte do projeto “Habilitadores Técnicos e Regulatórios para a Viabilização de um Mercado de Hidrogênio Verde Síncrono no Brasil”, desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (PDI ANEEL).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, 1999. Nota Técnica nº 003/1999-SRT/ANEEL. Manual da Metodologia Nodal para cálculo de tarifas de uso dos sistemas elétricos. Brasília-DF: 1999.

ANEEL, 2022a. Análise sobre o acesso à transmissão no cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 2/2022-SRT-SRG-SCG-SFG/ANEEL. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srt.pdf>. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022b. Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.html>. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022c. Resultado Parcial do Sinal Locacional – TUST/TUSDg. Relatório Parcial de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2022-SGT/ANEEL. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=46980&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022d. Nota Técnica nº 86/2022–SGT/ANEEL. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=46979&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2022e. Consulta Pública nº 39/2022. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=47466&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

ANEEL, 2023. Resolução Normativa N° 1.065/2023. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=51936&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em dezembro 2023.

BRITO, E. H. G. Constrained-off: A enxaqueca dos geradores, agora em versão fotovoltaica. 18 de outubro de 2022. Disponível em: < <https://www.linkedin.com/pulse/constrained-off-enxaqueca-dos-geradores-agora-em-garcia-de-brito/>>. Acesso em janeiro de 2025.

BRASIL, 2020. Medida Provisória nº 998. Disponível em: <https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=MPV&numero=998&ano=2020&ato=dfeAzYE1UMZpWTc41>. Acesso em dezembro 2023.

BRASIL, 2021. Lei nº 14.120. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14-120-2021.pdf/view>. Acesso em dezembro 2023.

CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022. Projeto Decreto Legislativo – PDL 365/2022. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/15510>. Acesso em dezembro 2023.

DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY & NET ZERO, 2023. UK Low Carbon Hydrogen Standard. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf> =. Acesso em dezembro de 2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio, Nota Técnica. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/Hidrogênio_23Fev2021NT(2).pdf).

EUROPEAN COMMISSION, 2023. Commission Delegated Regulation (Eu) 2023/1184. Disponível em: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.157.01.0011.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3ATOC. Acesso em dezembro de 2023.

IEA - International Energy Agency, 2022. Global Hydrogen Review. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>

MME - Ministério de Minas e Energia, 2021. Programa Nacional do Hidrogênio - Proposta de Diretrizes. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-apresenta-ao-cnpe-proposta-de-diretrizes-para-o-programa-nacional-do-hidrogenio-pnh2/Hidrognio-Relatriodiretrizes.pdf>>

ONS, 2021. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Fevereiro/2021. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim%20Mensal%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Solar%202021-02.pdf>. Acesso em dezembro 2023.

ONS, 2023a. Manual de Procedimentos da Operação. Módulo 5 - Submódulo 5.13. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13%2F4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o%2F4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados%2FRO-AO.BR.13_Rev.04.pdf. Acesso em dezembro 2023.

ONS, 2023b. Programação Diária da Operação. Submódulo 4.5. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%204.5-RS_2023.08.pdf. Acesso em dezembro 2023.

DRENAGEM ÁCIDA DE MINAS DE CARVÃO COMO POTENCIAL FONTE PARA EXTRAÇÃO DE ELEMENTOS TERRAS RARAS

Vanessa Olivo Viola¹
Thiago Fernandes de Aquino¹
Beatriz Bonetti¹
Lucas Canarin Marcineiro¹
Agda Dutra Cardoso¹
Thalia Francesconi Macedo¹
Leonardo Dal Bó Tiscoski¹
Camila Generoso Amaral¹
William de Oliveira Sant Ana¹
Vanessa de Castro Barbosa¹
Leticia Possoli dos Santos¹
Marisa Nascimento²
Ysrael Marrero Vera²
Paulo Sergio Moreira Soares²

¹*Associação Beneficente da Indústria Carbonífera de Santa Catarina*

²*Centro de Tecnologia Mineral*

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.945

RESUMO

A drenagem ácida de mina (DAM) é um passivo ambiental associado à extração e beneficiamento do carvão mineral. A lama proveniente do tratamento de DAM foi apontada como potencial fonte para extração de elementos terras raras (ETR) e pode significar uma nova receita a partir de um resíduo da mineração, ação alinhada aos objetivos de transição energética justa. Nesse contexto, 20 locais contaminados com DAM na região da Bacia Carbonífera de SC foram caracterizados quanto a presença desses elementos e em relação a suas características majoritárias. Vários destes apresentaram concentrações significativas de ETR, atingindo valores da ordem de 2,05 mg/L. De maneira geral, a concentração de ETR encontrada está diretamente ligada ao pH das amostras, sendo que quanto menor o pH, maior a concentração de ETR. Além disso, uma amostra foi processada em maior volume, a qual foi oxidada e precipitada (nas faixas de pH de 4,5-5,0 e 8,5-9,0). A precipitação em faixas concentrou o primeiro precipitado em ferro, e o segundo precipitado em manganês e elementos terras raras, confirmando sua faixa de precipitação para pHs mais elevados. Com concentração de 15267,1 mg/kg, a amostra foi levada para o processo de lixiviação e produção da solução enriquecida em ETR (denominada PLS). Essa solução apresentou concentração de cerca de 470 mg/L,

cerca de 400 vezes mais que a amostra de DAM inicial (1,14 mg/L), e é o produto final do beneficiamento da DAM, bem como material de entrada para a extração empregando a rota hidrometalúrgica convencional.

Palavras-chave: Carvão mineral; Drenagem Ácida de Mina; Elementos Terras Raras.

ABSTRACT

Acid mine drainage (AMD) is an environmental liability associated with the extraction and processing of mineral coal. Sludge from AMD treatment was identified as a potential source for the extraction of rare earth elements (REE) and could represent a new recipe from mining waste, an action aligned with the objectives of a fair energy transition. In this context, 20 sites contaminated with AMD in the Carboniferous Basin region of SC were characterized in terms of the presence of these elements and in relation to their main characteristics. Several of these presented significant concentrations of REE, reaching values of the order of 2.05 mg/L. In general, the REE concentration found is directly linked to the pH of the samples, with the lower the pH, the higher the ETR concentration. Additionally, a sample was processed in a larger volume, which was oxidized and precipitated (in the pH ranges of 4.5-5.0 and 8.5-9.0). The banded precipitation concentrated the first precipitate in iron, and the second precipitate in manganese and REE, confirming its precipitation band for higher pHs. With a concentration of 15267.1 mg/kg, the sample was taken to the leaching process and production of the solution enriched in ETR (called PLS). This solution had a concentration of around 470 mg/L, around 400 times more than the initial AMD sample (1.14 mg/L) and is the final product of AMD beneficiation and input material for extraction using the route conventional hydrometallurgy.

Keywords: Coal; Acid Mine Drainage; Rare Earth Elements.

1. INTRODUÇÃO

A mineração de carvão normalmente está associada com a formação da drenagem ácida de mina (DAM) decorrente da exposição e oxidação da pirita (FeS_2), causando significativo impacto ambiental pelo seu alto índice de contaminação (VASS et al. 2019). Durante a geração e migração da DAM, o ácido sulfúrico liberado, com seu baixo pH característico, mobiliza vários íons metálicos, o que faz com que a DAM seja rica em íons metálicos solúveis, com elevadas concentrações de sulfatos metálicos, como: FeSO_4 , CuSO_4 , ZnSO_4 e $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ (SKOUSEN; SEXTONE; ZIEMKIEWICZ, 2015; ZHAO et al. 2007).

Os métodos de tratamentos de DAM convencionais produzem uma lama decorrente da precipitação desses contaminantes, que requer descarte em locais apropriados e gerenciamento a longo prazo. Esforços para reciclagem desse precipitado e para encontrar possíveis aplicações comerciais vêm sendo realizados, destacando-se como em pigmentos, dosagem de fósforo na agricultura e remediações de metais pesados. Mais recentemente, identificou-se que esses sólidos precipitados apresentam concentrações relevantes de elementos terras raras (ETR) e por isso tem sido propostos como potencial fonte para sua extração (WEI et al. 2019; STEWART et al. 2017).

Os ETR são um grupo de 17 elementos químicos considerados de importância estratégica para numerosas aplicações industriais, afetando diretamente diversos setores da economia global. Estão presentes em tecnologias de ponta, como: produção de energia limpa, refino de petróleo, armamentos militares avançados e dispositivos eletrônicos (CAO et al. 2018). Devido a necessidade desses elementos para a oferta de tecnologias verdes e dispositivos de eletrônicos, acredita-se que a demanda desses elementos também aumentará (HEDIN et al. 2019).

As preocupações acerca do fornecimento de ETR em relação às demandas levou ao aumento das pesquisas para recuperação desses elementos em produtos de finais de vida e a partir de fontes secundárias, como resíduos gerados na exploração do carvão, em rejeitos da combustão de carvão e na DAM (KING et al. 2018; PAN et al. 2019; TAGGART et al. 2016). Além dos motivos econômicos, a exploração de fontes alternativas é incentivada pois a mineração e o processamento dos depósitos de ETR acarretam frequentemente em consequências ambientais prejudiciais e custos operacionais elevados devido à eliminação e manuseamento de resíduos gerados (VASS et al. 2019).

Assim, avaliar a possibilidade de extração desses elementos críticos que apresentam elevado valor econômico pode ajudar a subsidiar o tratamento desse passivo ambiental, de forma a agregar valor econômico a esse resíduo, sendo uma maneira de estender o uso de recursos naturais e manter uma economia de desenvolvimento sustentável (WEI et al., 2019).

Diante disto, este trabalho têm como objetivo realizar a caracterização de DAM em diferentes pontos de mineração de carvão no estado de Santa Catarina, com foco na verificação da presença de ETR. Essa ação está alinhada aos esforços de transição energética justa, em que um passivo ambiental pode se tornar uma nova fonte de receita para a indústria do carvão.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Diversos estudos voltados à recuperação de ETR a partir de

fontes alternativas vêm sendo propostos, e a possibilidade de recuperação de ETR a partir de DAM pode contribuir para o tratamento de um importante problema ambiental (AYORA et al. 2015; HEDIN et al. 2019). Diversos autores relataram a presença de ETR em drenagem ácida de mina (DAM) e, dentre esses trabalhos, destaca-se um projeto desenvolvido pela West Virginia University (WVU), que faz parte do portfólio de projetos desenvolvidos pelo NETL (*National Energy Technology Laboratory, USA*), que visa a recuperação de ETR a partir de carvão e seus subprodutos. A planta, que já está em operação piloto, objetiva a recuperação de ETR e metais críticos a partir do lodo precipitado no tratamento de DAM, e é capaz de produzir uma mistura de óxidos de ETR com pureza de 90-99% (ZIEMKIEWICZ et al. 2022).

Relacionado ao cenário do estado de Santa Catarina (SC), sabe-se que a exploração do carvão ocorre na região Sul do estado e possui seis mineradoras atuando na extração e beneficiamento de carvão mineral, com produção anual de 6.152.365 toneladas de carvão ROM (*run of mine*), de acordo com dados de 2022 (SIECESC, 2024). Como consequência, a região possui depósitos de DAM com altas concentrações de metais pesados, com 194 bocas de minas e 1241 km de rios impactados pela ocorrência desta. Conforme dados do 11º Relatório de Monitoramento dos Indicadores Ambientais, no ano de 2017 foram tratados 6.248.267,41 m³ de DAM geradas nas unidades mineradoras de SC (ACP CARVÃO, 2018).

Dentro do contexto de extração de ETR a partir de DAM, uma avaliação com relação a presença de ETR em 20 pontos afetados e considerados críticos foi realizada, conforme apresentado na Figura 1.

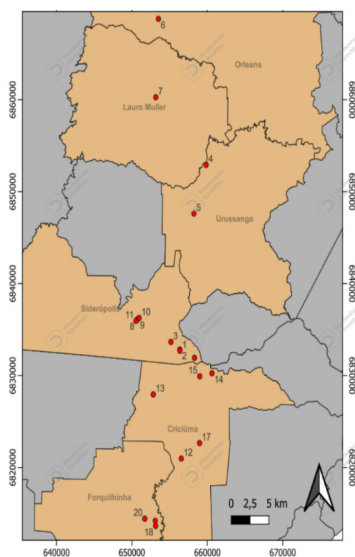


Figura 1 - Mapa com pontos de coleta de DAM

2.1 Materiais e métodos

2.1.1 Coleta e Caracterização das amostras DAM

Para cada ponto de análise foram coletadas as referências cartográficas para a elaboração do mapa, bem como realizadas as medições *in loco* dos parâmetros de condutividade, pH e vazão. Ademais, foram coletadas amostras para caracterização quanto a composição de metais majoritários (Al, Si, Mn, Mg, Fe, Ca) e quanto a presença do grupo de ETR, por emprego de análise em ICP-OES (Espectrometria de emissão atômica por plasma acoplado indutivamente) e ICP-MS (Espectrômetro de massa com plasma indutivamente acoplado), respectivamente.

Nesses mesmos locais, cerca de 2 L de amostra foram coletados para a simulação de um tratamento da DAM para a produção de lodo e análise quanto a presença de ETR. Para isso, a DAM foi oxidada com peróxido de hidrogênio (H_2O_2) e o pH foi ajustado para 6,5-7,0 com o emprego de solução de hidróxido de sódio (NaOH) 1,0 M. Além disso, o sólido obtido também foi caracterizado por FRX (Florescência de Raios-X) para determinação da composição química majoritária do produto sólido obtido.

Por fim, todos os resultados foram compilados e as caracterizações podem servir para gerar possíveis correlações entre os resultados obtidos.

2.1.2 Ensaio de oxidação, precipitação e lixiviação

A metodologia empregada para extração de ETR a partir de DAM seguiu os mesmos passos adotados pela patente publicada pela WVU, em que o material é preparado até o ponto em que possa ser encaixado na rota hidrometalúrgica de extração, método este considerado o convencional. Para isso, a DAM bruta é oxidada e precipitada em diferentes faixas de pH, para separação dos principais metais que a compõem. Na sequência o sólido enriquecido em ETR é encaminhado para lixiviação, na qual espera-se que os ETR passem para o estado líquido (solução chamada de PLS - *Pregnant leach solution*) e que, por fim, possa ser encaminhado para a rota de extração (ZIEMKIEWICZ et al. 2022).

Assim, para continuidade dos ensaios, um local de coleta foi adotado como base, principalmente considerando a presença de ETR e as especificações de acordo com critérios que justifiquem a implementação de uma futura unidade e extração. Para avaliar o potencial desses pontos, critérios de exclusão foram adotados, sendo eles: vazão > 14 m³/h e concentração de ETR no lodo > 1000 mg/kg.

Referente às etapas de oxidação e precipitação, conforme

apresentado na Figura 2, inicialmente o material é oxidado para garantir que todo o ferro passe de Fe^{+2} para Fe^{+3} e precipite em faixas de pH diferente da faixa dos ETR. Assim, o pH é elevado para entre 4,5-5,0, para garantir que todo o ferro seja removido da solução e, uma vez precipitado, o material passa por filtragem para sua separação. A solução remanescente é tomada para que um novo ajuste de pH seja realizado, entre a faixa de 8,5-9,0, garantindo que todo o ETR e demais metais solúveis na solução precipitem em um segundo lodo. Ambos os materiais produzidos são caracterizados e quantificados em relação aos rendimentos, composição elementar majoritária (FRX) e presença de ETR (ICP-MS).

Na sequência, o segundo lodo precipitado é tomado para os ensaios de lixiviação. Como o rendimento dos testes de bancada são muito baixos, os testes para produção de maior massa de lodo são realizados em escala piloto, utilizando reator de 100 L.

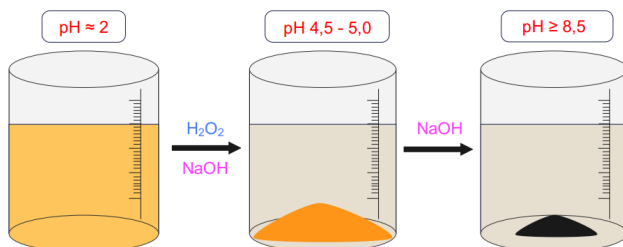


Figura 2 - Ensaios de precipitação da DAM em faixas de pH

A lixiviação ocorre com o emprego de ácido clorídrico (HCl) concentrado, e de acordo com os seguintes passos, conforme Figura 3: homogeneização do sólido em água e adição de HCl até $pH < 0,7$; dissolução por tempo controlado (avaliados em 1 e 24 h); ajuste de pH para faixa de 2,8-3,0 para precipitação e remoção de silício por filtração; obtenção da PLS.

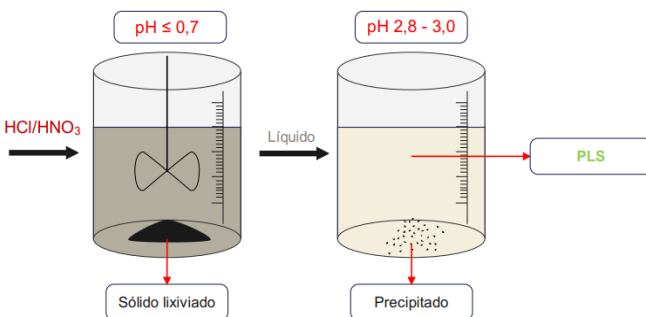


Figura 3 - Ensaio de lixiviação para obtenção da PLS

Uma vez que a lixiviação ocorre e a PLS é produzida, o material remanescente pode ser descartado, e a solução obtida é caracterizada quanto a concentração de ETR e dos principais metais lixiviados (Al, Fe, Si, Ca, Mn, Mg). A caracterização quanto a presença desses contaminantes é importante quando pensa-se na rota de extração empregando solventes orgânico, visto que irão interferir no seu desempenho.

2.2 Resultados

2.2.1 Coleta e Caracterização

A Tabela 1 apresenta um compilado dos principais resultados de caracterização obtidos para os 20 pontos coletados.

Tabela 1 – Caracterização das amostras de DAM

Ponto	pH	Condu- tividade ($\mu\text{S}/\text{cm}$)	Vazão (L/s)	Al (mg/L)	Ca (mg/L)	Fe (mg/L)	Mg (mg/L)	Mn (mg/L)	Si (mg/L)	ETR DAM bruta (mg/L)	Massa lodo precipi- tada (g)	ETR lodo (mg/ kg)
1	2,71	2905	4,5	202,9	193,4	765,3	51,1	13,9	46,4	1,93	2,02	1272,8
2	2,81	826	21	20,9	43,8	22,7	14,6	3,7	16,6	0,12	0,13	1924,0
3	5,64	391	16	2,4	54,7	15,6	7,5	1,1	10,5	0,00	0,01	0,0
4	2,82	2578	56	192,5	168,4	241,8	75,0	29,3	43,9	1,49	1,15	2157,9
5	4,76	913	200	9,4	63,6	66,4	26,4	3,7	12,9	0,02	0,22	13,2
6	3,90	476	14	6,5	65,0	37,4	7,3	1,5	10,9	0,00	0,14	490,3
7	2,81	1299	1,0	40,0	25,1	329,0	5,4	2,2	17,4	0,71	0,78	1467,9
8	2,78	2401	-	68,8	272,8	405,2	67,7	16,5	18,1	0,80	0,95	1136,7
9	2,76	2588	-	76,4	271,4	457,8	67,4	17,7	19,0	1,06	1,17	1559,2
10	2,78	2864	-	88,5	287,5	539,7	72,2	20,1	22,3	1,04	1,40	1173,3
11	2,81	3064	341	100,1	354,2	674,7	86,9	21,8	19,7	1,14	1,59	1142,7
12	6,23	3228	5	<0,1	534,9	69,7	44,4	2,1	10,0	0,00	0,10	27,1
13	5,83	1144	-	0,1	145,4	63,5	12,0	2,6	13,7	0,00	0,04	0,0
14	2,91	1060	-	26,0	61,0	11,6	18,2	1,4	20,0	0,11	0,09	1756,1
15	2,83	1265	57	38,6	38,5	1265,0	10,5	3,7	17,1	0,30	0,25	1820,2
16	2,75	1724	4	43,5	61,7	116,6	19,6	4,6	18,5	0,31	0,35	1120,2
17	6,39	933	46	<0,1	110,7	37,2	25,9	1,8	11,7	0,00	0,02	0,0
18	2,92	11170	<1	305,8	543,9	4756,0	215,3	45,8	37,2	2,05	9,07	372,7
19	2,62	2871	9,0	104,2	158,9	266,6	20,0	3,4	30,6	0,41	0,78	766,7
20	2,30	4327	-	167,4	168,3	768,5	18,3	8,0	25,2	0,67	1,78	600,0

De maneira geral, observa-se que a presença de ETR na DAM está diretamente ligada ao pH do meio, sendo que cinco pontos que apresentaram pH > 3 (pontos 3, 5, 6, 12, 17) obtiveram concentração de ETR nula ou próximas a isso. Esses resultados corroboram com os apresentados pelos autores Stewart et al. (2017), que avaliaram a

precipitação dos ETR a partir de DAM de carvão em 18 amostras e observaram que quanto mais baixo o pH das amostras, maior a concentração dos elementos terras raras.

Esse resultado sustenta também as faixas de oxidação e precipitação dos metais, visto que, conforme Verplank et al. (2004), a extensão do particionamento dos ETRs e outros metais para as fases sólidas é forte função do pH, sendo que quanto menor o pH, maior a quantidade de metais dissolvidos, incluindo ETRs. Assim, sabe-se que para sua precipitação a partir da DAM, é necessário que o meio esteja com pHs mais elevados.

Em relação a concentração de ETR presente na DAM bruta, os valores ficaram nas faixas de 0,0 – 2,05 mg/L, sendo esses consistentes com os apresentados por literaturas, como 0,054 mg/L a 0,069 µg/L (ZHAO et al. 2007); 3,5 e 7,9 µg/L (AYORA et al. 2016); 1,134 µg/L (SKOUSEN; SEXSTONE; ZIEMKIEWICZ, 2015). Destaca-se também o valor apresentado pela patente americana adotada como referência, que adota faixas de concentrações de 0,23 a 2,00 mg/L (ZIEMKIEWICZ et al. 2022).

Já para os metais presentes na DAM, alguns se apresentaram de forma padrão, como o Mn, Mg, Ca e Si, não apresentando nenhuma correlação com a presença dos ETRs. Já para o Fe e o Al, observa-se uma certa tendência a presença desses elementos, conforme a concentração de Fe e Al aumentam.

Com isso, considerando estas características e o potencial de cada ponto estudado, a Lagoa Língua do Dragão (ponto 11) foi considerada para desses ensaios, por atender os critérios citados e devido ao seu elevado impacto regional.

2.2.2 Ensaios de oxidação e precipitação

Na Tabela 2 são apresentadas as composições químicas majoritárias em base de óxidos dos dois precipitados produzidos após os ajustes de pH da DAM coletada no ponto 11. Os resultados corroboram com o esperado pela faixa de precipitação desses elementos. De acordo com Hedin et al. (2019), na presença de oxigênio oxida em Fe^{+3} , e o $Fe(OH)_3$ forma um sólido laranja-amarelado que precipita em $pH > 3,5$. Isso é observado para as amostras, em que todo o ferro se concentra no primeiro precipitado, de pH 4,5-5,0.

Para os 100 L de DAM processados, o rendimento foi de 173 g do primeiro precipitado e 23 g do segundo precipitado. Esses rendimentos são característicos para o material, principalmente devido a elevada concentração de ferro frente aos demais metais.

Além disso, os autores também trazem que a precipitação do hidróxido de alumínio ocorre em $pH > 5$ e a do manganês é variável devido aos seus muitos estados de oxidação, mas geralmente precipita a

um pH de 9,0 a 9,5 (AYORA et al. 2016; HEDIN et al. 2019; WEI et al. 2019). Isso justifica o fato de o alumínio estar distribuído entre as duas faixas de precipitação, e de que o segundo precipitado se concentrar em manganês.

Tabela 2 – Composição química dos precipitados após os ajustes de pH na DAM

Elemento (%)	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	SiO ₂	CaO	P ₂ O ₅	SO ₃	MnO	ZnO	Outros	PF
pH 4,5-5,0	53,75	7,49	1,16	0,15	0,10	0,09	0,04	0,03	0,01	37,18
pH 8,5-9,0	0,00	15,42	19,86	3,82	1,48	0,78	26,87	5,37	2,13	24,27

Na Tabela 3 a concentração de ETR nesses sólidos é apresentada. Novamente, o comportamento foi característico ao apresentado em literatura por outros autores, pois pode-se observar a elevada concentração de ETR no precipitado na maior faixa de pH. Esse aumento na concentração ocorre principalmente devido a remoção do ferro na primeira faixa de precipitação.

Tabela 3 – Concentração de ETR por faixa de pH precipitado

Elemento (mg/kg)	pH 4,5-5,0	pH 8,5-9,0	Elemento (mg/kg)	pH 4,5-5,0	pH 8,5-9,0	Elemento (mg/kg)	pH 4,5-5,0	pH 8,5-9,0
Ce	78,5	4110,4	La	16,2	1305,6	Tb	2,7	121,9
Dy	14,9	673,4	Lu	0,6	23,0	Tm	0,9	32,8
Er	5,9	288,4	Nd	68,9	2615,2	Y	47,3	3396,0
Eu	4,4	160,1	Pr	14,1	567,4	Yb	5,5	180,0
Gd	19,7	940,6	Sc	6,0	13,1	ETR	309,3	15267,1
Ho	2,6	118,5	Sm	21,2	720,8			

Os resultados são consistentes com o que apresentam Ayora et al. (2016), que passaram DAM em uma coluna e avaliaram a concentração de ETR cair de 7,9 mg/L para 0,01 mg/L, estando principalmente associada ao pH próximo de 6. Como também por Verplanck et al. (2004) que determinaram a faixa de pH de 5,1 e 6,6 para remoção da solução. O mesmo foi confirmado por Hedin et al. (2019), que avaliaram que com a elevação do pH > 6, mais de 90% dos ETR dissolvidos foram removidos na precipitação, de modo a produzir um concentrado com concentração acima de 1950 ppm. Para a patente, a concentração no sólido precipitado foi de 1163,8 mg/kg.

Ainda, apesar de ter a presença de ETR correlacionada com o ferro, Verplanck et al. (2004) documentam através de experimentos que, abaixo de um pH de 5, os ETRs se comportam de maneira conservadora mesmo com a precipitação do ferro.

2.2.3 Lixiviação

Na Tabela 4 são apresentados os resultados de ETR na solução de PLS obtidas pela lixiviação do segundo precipitado (15267,1 mg/kg).

Tabela 4 – Concentração de ETR na solução final de PLS

Elemento (mg/L)	1 h	24 h	Elemento (mg/L)	1 h	24 h	Elemento (mg/L)	1 h	24 h
Ce	82,00	88,00	La	50,68	51,83	Tm	1,25	1,32
Dy	24,08	25,00	Lu	1,01	1,07	Y	124,83	126,00
Er	10,41	10,99	Nd	79,00	88,00	Yb	6,80	7,20
Eu	5,53	5,78	Pr	19,70	20,57	ETR	470,70	494,80
Gd	31,00	34,00	Sm	24,90	25,00			
Ho	4,53	4,76	Tb	4,98	5,27			

Observa-se que o aumento no tempo de lixiviação de 1 h para 24 h não trouxe benefícios que justifiquem o emprego de mais tempo. Já em relação a patente, a concentração da PLS obtida foi de 49,49 mg/L, estando a obtida neste trabalho cerca de 10 vezes maior, devido também a maior concentração do precipitado de partida.

Em relação a concentração de ETR inicialmente presente na DAM, de cerca de 1,14 mg/L, houve um aumento para 470 mg/L, concentrando os ETR em cerca de 400 vezes na solução que será encaminhada para a extração por solvente.

3. CONCLUSÃO

Das 20 amostras avaliadas de DAM da região carbonífera de Santa Caarina, 13 apresentaram concentrações de ETR expressivas, estando normalmente associadas às amostras de menor pH e também com as concentrações de ferro e alumínio. Os ensaios de oxidação e precipitação, em diferentes faixas, concentraram o primeiro precipitado em ferro e o segundo precipitado em manganês e elementos terras raras, confirmando sua faixa de precipitação para pHs mais elevados. Apesar do menor rendimento mássico, o segundo precipitado apresentou concentração na ordem de 15267,1 mg/kg. A lixiviação desse sólido produziu a PLS, que ficou com concentração final de 470 mg/L, mais de 400 vezes maior que a amostra de DAM inicial (1,14 mg/L). Esses resultados são promissores do ponto de vista tecnológico. Ressalta-se que essa possível aplicação está vinculada diretamente aos princípios de transição energética justa, uma vez que o uso da DAM pode, além de contribuir com causas ambientais, gerar um novo mercado para o setor carbonífero brasileiro, influenciando positivamente também no meio social.

4. AGRADECIMENTOS

A FAPESC pelo aporte financeiro para desenvolvimento deste projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACP Carvão. 12º Relatório de Monitoramento do Indicadores Ambientais, 2018. Disponível em: <https://acpcarvao.com.br/forum/showthread.php?tid=25>. Acesso em: 10 jun. 2024.

AYORA, C. et al. Rare Earth Elements in Acid Mine Drainage. XXXV Reunión de la Sociedad Española de Mineralogía, v. 2016, n. S3, p. 1–22, 2015.

AYORA, C. et al. Recovery of Rare Earth Elements and Yttrium from Passive-Remediation Systems of Acid Mine Drainage. *Environmental Science and Technology*, v. 50, n. 15, p. 8255–8262, 2016.

CAO, S. et al. Study on Influence Factors of Leaching of Rare Earth Elements from Coal Fly Ash. *Energy and Fuels*, v. 32, n. 7, p. 8000–8005, 2018.

HEDIN, B. C. et al. The evaluation of critical rare earth element (REE) enriched treatment solids from coal mine drainage passive treatment systems. *International Journal of Coal Geology*, v. 208, n. January, p. 54–64, 2019.

KING, J. F. et al. Aqueous acid and alkaline extraction of rare earth elements from coal combustion ash. *International Journal of Coal Geology*, v. 195, n. March, p. 75–83, 2018.

PAN, J. et al. Study on the modes of occurrence of rare earth elements in coal fly ash by statistics and a sequential chemical extraction procedure. *Fuel*, v. 237, n. October 2018, p. 555–565, 2019.

SIECESC. Carvão Mineral – Dados Estatísticos, 2022. Disponível em: https://www.siecesc.com.br/dados_estatisticos. Acesso em: 10 jun. 2024.

SKOUSEN, J. G.; SEXSTONE, A.; ZIEMKIEWICZ, P. F. Acid Mine Drainage Control and Treatment. n. 41, p. 131–168, 2015.

STEWART, B. W. et al. Rare earth element resources in coal mine drainage and treatment precipitates in the Appalachian Basin, USA. *International Journal of Coal Geology*, v. 169, p. 28–39, 2017.

TAGGART, R. K. et al. Trends in the Rare Earth Element Content of U.S.-Based Coal Combustion Fly Ashes. *Environmental Science and Technology*, v. 50, n. 11, p. 5919–5916, 2016.

VASS, C. R.; NOBLE, A.; ZIEMKIEWICZ, P. F. The Occurrence and Concentration of Rare Earth Elements in Acid Mine Drainage and Treatment Byproducts. Part 2: Regional Survey of Northern and Central Appalachian Coal Basins. *Mining, Metallurgy & Exploration*, v. 36, p. 917–929, 2019.

VERPLANK, P. L.; NORDSTROMA, D. K.; TAYLORA, H. E.; KIMBALLB, B. A. Rare earth element partitioning between hydrous ferric oxides and acid mine water during iron oxidation. *Applied Geochemistry*, v.19, p. 1339–1354, 2004.

WEI, X. et al. Mine drainage: Treatment technologies and rare earth elements. *Water Environment Research*, v. 91, n. 10, p. 1061–1068, 2019

ZHANG, W.; YANG, X.; HONAKER, R. Q. Association characteristic study and preliminary recovery investigation of rare earth elements from Fire Clay seam coal middlings. *Fuel*, v. 215, p. 551–560, 2018.

ZHAO, F. et al. The geochemistry of rare earth elements (REE) in acid mine drainage from the Sitai coal mine, Shanxi Province, North China. *International Journal of Coal Geology*, v. 70, n. 1- 3 SPEC. ISS., p. 184–192, 2007.

ZIEMKIEWICZ, Paul F. CONSTANT, James F. HOFFMAN, D. K. QUARANTA, J.D. Systems and Process for Recovery of High-grade Rare Earth Concentrate from Acid Mine Drainage. Depositante: West Virginia University. US2022/0340997. Depósito: 28 mar. 2022. Concessão: 27 out. 2022.

GEOSPATIAL PLANNING FOR THE RURAL ELECTRIFICATION OF THE AMAZON - SURINAME CASE STUDY

Rudi Henri van Els¹
Amrita Raghoebarsing²

¹*Universidade de Brasília*

²*Anton de Kom University of Suriname*

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.946

RESUMO

A zona rural na Amazônia é uma das regiões da América do Sul com a menor taxa de acesso à eletricidade. Sistemas de informação geográfico com a dispersão populacional, infraestrutura atual de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, características e especificidades socioeconômicas das comunidades, além de dados ambientais e geofísicos, podem ser usados para planejar projetos de eletrificação rural. Ferramentas geoespaciais de código fonte aberto e dados abertos podem ser usadas para este planejamento. O "*Energy Access Explorer* (EAE)" é uma plataforma geoespacial interativa que usa análise multicritério espacial para identificar áreas prioritárias para intervenção de acesso à energia. Complementar ao EAE, o "*Open Source Spatial Electrification Tool* (OnSSET)" é uma ferramenta geoespacial desenvolvida para identificar a opção de eletrificação rural com o menor custo para as comunidades rurais, escolhendo entre as opções de extensão da rede de distribuição, instalação de mini redes com geração descentralizada ou instalações domiciliares individuais. Este trabalho apresenta um estudo de caso de Suriname usando EAE para priorizar áreas e comunidades prioritárias para instalação de projetos de eletrificação, e OnSSET para estimar o custo nivelado de energia para as diversas opções de atendimento dessas regiões. O resultado mostra que EAE pode ser usado como uma ferramenta de seleção de prioridade para políticas públicas e assim diminuir a interferência política. A metodologia *bottom-up* usada no EAE e OnSSET para Suriname podem ser usadas para outras regiões na Amazônia, com as mesmas densidades populacionais e padrões de ocupação geográficas.

Palavras-chave: Eletrificação rural; Amazônia; Energy Access Explorer; OnSSET.

ABSTRACT

The rural Amazon region is one of the regions in South America with the lowest rural electrification rates. Geographic information system with population distribution, current infrastructure for generation, transmission and distribution of electricity, and communities' socio-economic characteristics, in addition to environmental and geophysical data can be used to plan rural electrification projects. Two open-source and open-data geospatial tools can be used for this planning. The Energy Access Explorer (EAE) is an interactive geospatial platform that uses spatial multi-criteria analysis to identify priority areas for energy access interventions. Complementing the EAE, the Open Source Spatial Electrification Tool (OnSSET) is a geospatial tool developed to identify the least-cost electrification options for rural communities, choosing between the options of extending the distribution grid, installing mini-grids with decentralized generation or individual household installations with different energy sources. This paper presents a case study of Suriname using EAE to identify priority areas for the installation of rural electrification projects and OnSSET to estimate the most cost-effective electrification option for the achievement of electricity access goals. The result showed that the EAE's methodology can be used as a priority selection tool for public policy and decision making and so decrease the influences of politics. OnSSET was then used to determine the leveled energy cost and necessary investment for the various service options in these priority regions. This bottom-up methodology used in EAE and OnSSET for Suriname can be used for other regions with the same population densities and geographic occupation patterns in the Amazon.

Keywords: Rural electrification; Amazônia; Energy Access Explorer; OnSSET.

1. INTRODUÇÃO

The rural Amazon region is one of the regions in South America with the lowest rate of access to clean, universal, reliable, modern and affordable energy services. This situation is due to the characteristics of its human rural occupations, the relatively large dispersion of human communities across an immense territory and the geophysical characteristics of the territory itself. However, the region has a significant potential for renewable energy from solar, wind, water and biomass. Paradoxically, the rural area of the Amazon exports clean electrical energy coming from dozens of large hydroelectric plants to the large cities and consumer centers in the region and also outside the Amazon.

Rural electrification planning can be done with geospatial tools using a georeferenced database organized in a geographic information

system with population distribution, current infrastructure for generation, transmission and distribution of electricity, and communities' socio-economic characteristics, in addition to environmental and geophysical data.

This paper presents two open-source and open-data geospatial tools namely: Energy Access Explorer (EAE) and Open Source Spatial Electrification Tool (OnSSET) that can be used for this planning and a case study for Suriname.

2. GEOSPATIAL PLANNING

The use of Geographic Information Systems (GIS) and remote sensing techniques has been increasingly used in energy planning and rural electrification. The GIS makes it possible to systematize data on spatialized energy demand and also the infrastructure for generation, transmission and distribution of electrical energy. Organizing this data into layers in a GIS allows to overlay supply and demand data along with socio-environmental conditions or restrictions in a very simple way. Through multi-criteria analyses, it is possible to assess various electrification alternatives or strategies.

2.1 Energy Access Explorer

The Energy Access Explorer (EAE) is an online, interactive, open-source platform, developed by the World Resource Institute. EAE enables energy planners, clean energy entrepreneurs, donors and development institutions to identify high-priority areas for energy access interventions. The platform uses spatial multi-criteria analyses to identify these high-priority areas (WRI, 2025).

Energy Access Explorer aggregates geospatial data related to both energy demand and supply. More specifically, data on demographics and the social and productive uses of electricity are used to represent current and potential demand. Furthermore, energy resource availability and infrastructure data are used to visualize current and potential supply. The datasets of demand and supply are shown in Figure 1 (MENTIS, 2019).

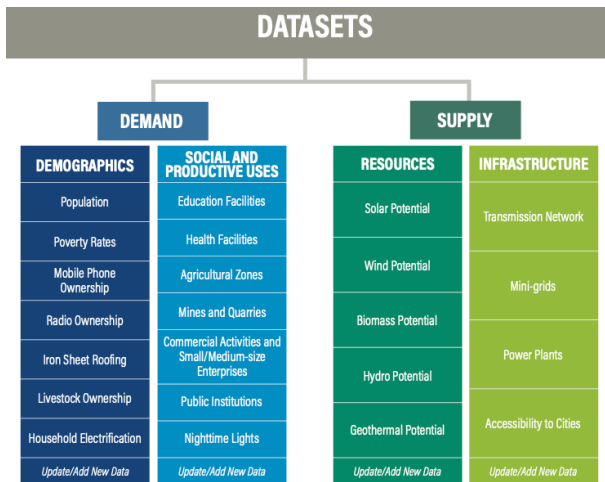


Figure 1 - Datasets of enery demand and supply

Energy Access Explorer is a multi-criteria analysis (MCA) tool to identify areas of interest to expand energy access. Within the online EAE platform the indicators from each dataset are normalized to a scale of zero (0) to one (1) according to predefined thresholds and can be customized in the content management system of the platform by the platform administrators. The MCA produces four indices: Energy Access Potential, Demand Index, Supply Index, and Need for Assistance Index. All indices are calculated for each square kilometer (km²) of the selected geography. This allows each square kilometer to have a distinct value, providing a detailed map of the area of interest (MENTIS et al. 2019).

The EAE user can customize the selection of dataset overlays and apply buffer zones and distance filters for each dataset. It is also possible to include weight criteria for the datasets. Figure 2 (MENTIS, 2019) shows the overall flowchart to obtain the energy access maps.

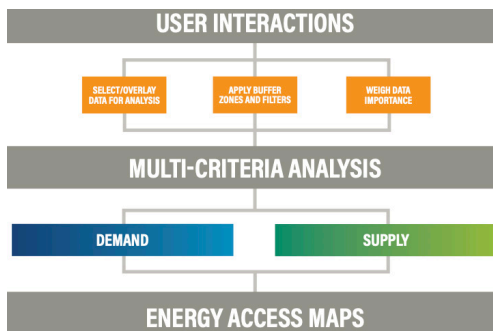


Figure 2 - Rationale of the multi-criteria analyses

The MCA then produces the energy access maps based on the four indices and indicates the priority areas.

2.2 Open Source Spatial Electrification Tool

The Open Source Spatial Electrification Tool (OnSSET) is a comprehensive, open-source platform that can estimate, analyze, and visualize the most cost-effective electrification options, including grid, mini-grid, and stand-alone solutions. It is designed to assess and deploy both conventional and renewable energy technologies. The aim of this tool is to achieve electricity access goals and to ensure affordable, reliable, sustainable, and modern energy access for all (KTH, 2025).

OnSSET uses the same datasets resource and infrastructure supply datasets as EAE. Additionally, OnSSET uses a population geospatial model and electricity access tiers to project the electricity demand for a given period and for every demand point in the GIS. The tools calculate the levelized cost of electricity from grid extension, solar, wind, hydropower and for all demand points in the GIS. Based on the cost, the best economic alternative to supply the demand is chosen for each demand point. Figure 3 (MENTIS, 2017) shows the framework of the tool.

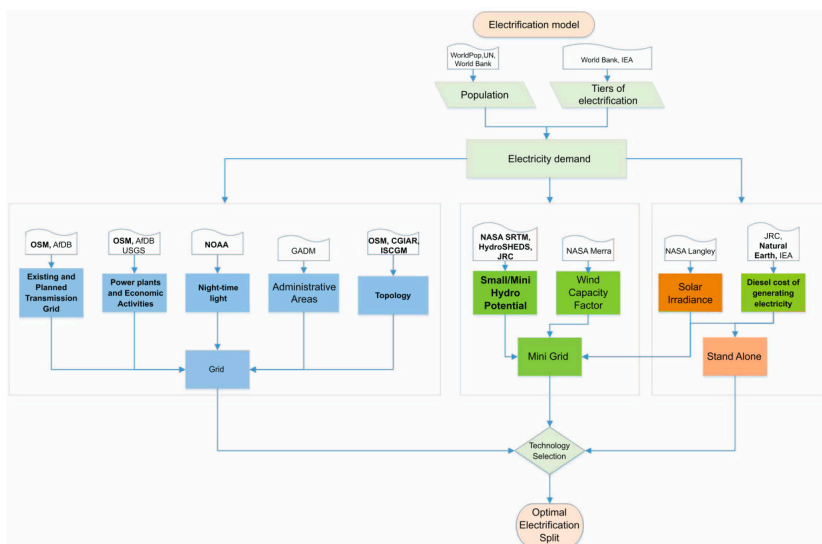


Figure 3 - Framework OnSSET toolkit

Besides this, OnSSET also calculates the necessary investment to implement the electrification supply.

3. CASE STUDY - SURINAME

Suriname is one of the smallest countries in the north of South America with an area of 162,000 km². Although it is not an Island in the Caribbean Sea, it is considered part of the Caribbean Community due to its historical, cultural and socio-economic similarities with the other Caribbean nations. But Suriname is also part of the Amazonian tropical rainforest. It is not considered Latin America because the language is neither Portuguese nor Spanish.

The total population of Suriname is 620,000 inhabitants of which approximately 70% live in the coastal region, mainly in the capital city of Paramaribo and urban surroundings. The other 30% live in small cities and the rural areas in the highlands in the South of Suriname.

The overall rate of access to the utility's electricity services is 94%. The other 6% has some kind of precarious services provided by decentralized generation with small diesel generators. These diesel generators and their respective mini-grids in the larger villages in the highlands of Suriname are maintained by the government, which also provides quotas of fuel so that they can have 4 to 6 hours of electricity at night (FELIX and ELS, 2018). The smaller villages and settlements rely on their community initiatives.

There are hundreds of villages, settlements and camps in the Amazonian rainforest in the highland of Suriname with mainly indigenous and tribal people who make a living with shifting cultivating agriculture and forest products. The tribal people, or Maroons, are descendants of enslaved Africans, who were brought to the Americas in three centuries of slavery and slave trade, and managed to escape from slavery and re-create communal life in the tropical Amazonian rainforest. The tribal people nowadays stand for more than 20% of the total Suriname population, while the indigenous are around 5%.

In all these settlements or villages there are locally available energy sources from sun, wind, water and biomass that can be used to generate electricity through decentralized conversion systems.

One of the main challenges is to identify and map all of these renewable energy potentials, as they are widespread in a large area.

The EAE platform was used to identify and map Indigenous and tribal villages without access to regular electricity services and through a spatial multi-criteria analysis prioritize potential locations and technologies for the rural electrification of Suriname.

3.1 EAE Multi criteria Analyses for Suriname

The data from the demand side is demographic data that was obtained from Open Spatial Demographic Data and Research (WORLDPOP, 2025) databases and was processed as a raster format to obtain

a resolution of one square kilometer; it was based on the 2020 population census/projection-based estimation. Besides this demographic raster, a database with rural settlements from Suriname was obtained by the National Land Monitoring System of Suriname (GONINI, 2025). This vector file contained all the rural villages, settlements and other anthropic sites, indicating if it is an Amerindian or Tribal Maroon occupation. The dataset does not give the size of the population.

On the supply side, the wind velocity and solar Global Horizontal Irradiation were obtained from the open data sources Global Solar Atlas and Global Wind Atlas (SOLARGIS, 2025) and were also uploaded into the Energy Access Explorer. A vector file with the location of micro and small hydropower potential sites (ELS, 2020) was also uploaded to the platform. The existing electric energy infrastructure with locations of distribution substations and lines and transmission substations and lines were also uploaded in vector format into the platform. These vector files were also elaborated by the authors from existing maps in Suriname.

In order to obtain the areas in Suriname without access to the grid's electricity services some filters were included in the supply side datasets (Table 1 - ELS, 2024) and also a filter was implemented in the villages and settlements dataset to consider only the area within a radius of 2 km of the location (ELS, 2024).

Table 1 – Filters of dataset

Side	Dataset	Distance to location
Supply	Distribution substations	> 5 km
Supply	Distribution lines	> 2 km
Supply	Existing mini-grids	> 5 km
Demand	Villages and settlements	< 2 km

With these constraints, the multi-criteria spatial analysis was performed.

3.1.1 Results EAE

The result of the Energy Access Explorer is shown in Figure 4, with the map of the settlements and the priority areas indicated by the platform. The analysis resulted in a population share of 27,237 people that attended the criteria of the platform in an area of 4,486 km². Besides this visual geospatial result, the platform calculates four indexes: The energy access potential, the demand index, the supply index and the assistance need index for the population density and for the area.

The most important result of the multi-criteria geospatial analyses is the list of sites with the top 20 locations. This is obtained by listing

the sites that attend 80-100% of the criteria. This information can also be seen in Figure 4 (ELS, 2024) and shows that the highest scores were obtained by 19 tribal villages in the Upper-Suriname River Resort and by one Indigenous village in the Galibi Resort. The indigenous village in the Galibi Resort has a potential for solar and wind energy.

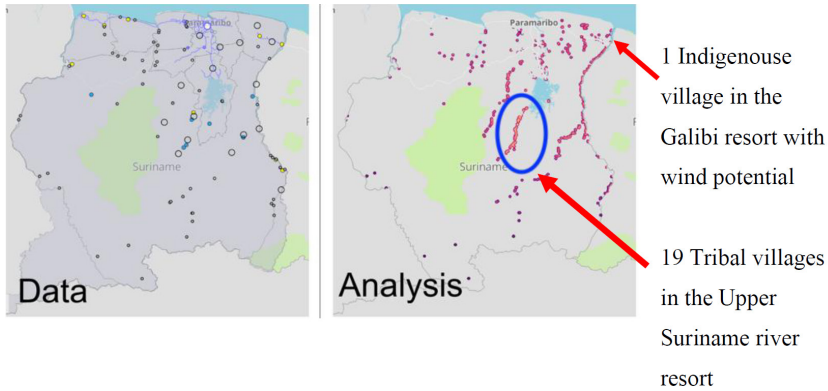


Figure 4 - EAE results with data of settlements and analyses with priority areas

Upper-Suriname River resort in the district of Sipaliwini has a high concentration of Tribal Villages with a population of more than 20,000 inhabitants and solar and micro hydropower potentials. This shows that this resort is by far the priority area for implementing rural electrification projects.

3.2 OnSSET analyses for Suriname

The OnSSET analysis was done for the entire country with a start year of 2020 and an end year of 2030. The purpose of this study was to determine the least-cost electrification option in urban – and rural areas of Suriname to get a 100% electrification rate by 2030. For this, different electricity generation systems were compared using the levelized cost of energy (LCOE). This study has been done only for the residential sector of Suriname.

The OnSSET analyses considered a scenario with a rural demand of 2,400 kWh/household/year and an urban demand of 9,600 kWh/household/year (RAGHOEBARSING, 2024). The values for the technologies are presented in Table 2. The capital expenditure (CAPEX) to implement mini grid system with Solar PV, Wind, Diesel generating sets are listed, as well as five types of standalone PV ranging from 20 to 1000 Watt.

Table 2 – Min Grid PV, Wind and hybrid CAPEX

Technology	Capex	Description
Mini grid PV cost	1600 (USD/kW)	PV panel costs including BoS
Mini grid battery cost	1000 (USD/kWh)	Battery capital cost
Mini grid inverter cost	230 (USD/kW)	Inverter
Mini grid diesel generator cost	378 (USD/kW)	Diesel generator capital cost
Mini grid wind cost	2800 (USD/kW)	Wind power capital cost
Standalone PV (under 20W)	9620 (USD/kW)	Type 1 household systems
Standalone PV (21-50W)	8780 (USD/kW)	Type 2 household systems
Standalone PV (51-100 W)	6380 (USD/kW)	Type 3 household systems
Standalone PV (101-1000 W)	4470 (USD/kW)	Type 4 household systems
Standalone PV (over 1 kW)	6950 (USD/kW)	Type 5 household systems

3.2.1 OnSSET results

The map in Figure 5 shows the results of OnSETT with the technology options for grid extension, stand-alone PV and mini grids with hydro, wind, solar and hybrid systems. This map also shows that the dense habitat areas in the interior will be mainly attended by mini-grids with solar and hydropower sources. This area coincides with the Upper Suriname River Resort shown in Figure 4. The result also shows the potential for a small wind power spot in the Galibi resort in the northeast of Suriname. The levelized cost of electricity for every spot is shown in Figure 6.

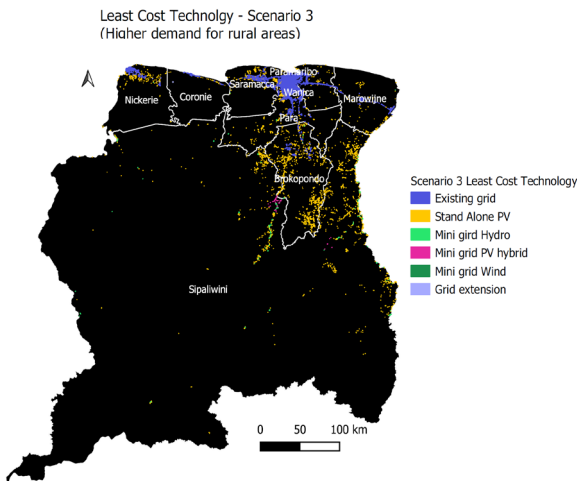


Figure 5 - OnSSET least cost technology option

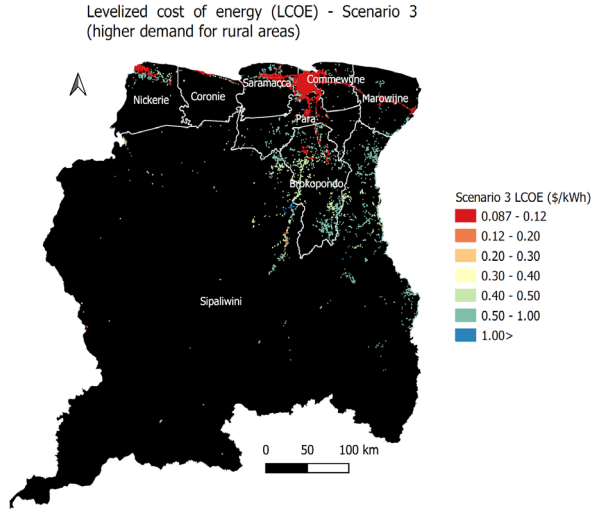


Figure 6 - Estimated LCOE

OnSSET also calculates the total investment cost. To have 100% electrification rate in Suriname by 2030, an investment of USD 360 million needs to be made. Around USD 217 million in investment will be required for the grid extension. Furthermore, 61 MW new capacity will be required to be installed. A total of 117,592 new connections must be made, of which 57,818 must be grid extension. Furthermore, 33,926 will be stand-alone PV systems connections, 20,240 will be mini-grid hydroelectric systems, with 4,708 grid extensions, 734 with hybrid wind and the remaining will be mini-grid PV hybrid systems. For the upper Suriname River resort, the least cost technology that can be used are stand-alone PV systems, mini-grid hydro systems and mini-grid PV hybrid systems with LCOE ranging from USD 0.12/kWh to USD 1.00/kWh depending on the technology used. However, in some villages, the LCOE can be more than USD 1.00/kWh.

4. DISCUSSION

The results of EAE and OnSSER are complementary. While the Energy Access Explorer's multi-criteria analyses appointed priority areas based on a set of criteria, OnSSET calculates the LCOE and necessary investment to achieve the planned goals.

One of the main contributions of the EAE platform is its ability to select priority locations from a set of concrete criteria. This is very important because it permits to use the methodology as a priority selection tool for public policy and decision-making. The use of simple cri-

teria can therefore decrease the influence of politics in these matters. Complementary, OnSSET can then be used to quantify the LCOE and the necessary investment to attend the priority areas. Figure 7 shows the top 20 locations with the highest index calculated by the multicriteria analyses.

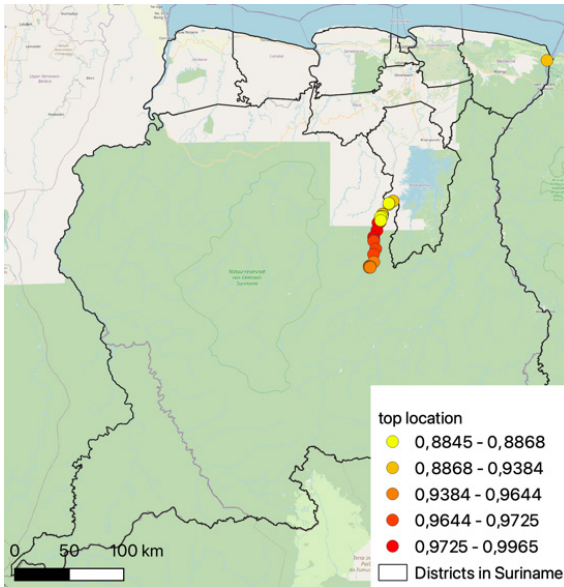


Figure 7 - EAE and OnSSET results

In order to obtain the technological options, LCOE and necessary investment for these top locations, these points were used to create a buffer area with a radius of 2 km, and were superimposed on the OnSSET results. The resulted prioritized area has a population of 14,579 inhabitants that will be attended with 13,348 new connections with solar PV, hydropower and wind power mini grids systems as well as standalone home solar PV systems. The total installed capacity is 9 MW, demanding investment of USD 48 million.

However EAE and OnSSET have some limitations due to the specific characteristics of the Amazon region. It was noted that the population density dataset input layer was one of the most sensitive layers of the model. This is due to the spatial characteristics of the population density model used. It seems that the model does not take into account the specific characteristics of the occupation pattern of the Amazonian settlements. The model gives a population density of average inhabitants per square kilometer, but that does not take into account how the people occupy this area.

The area occupied by the tribal and indigenous inhabitants is relatively widespread, as they need this area for their shifting cultivation agriculture activities and other forest extractivist economic activities, but they have their houses close to each other in the villages and settlements. Therefore it is necessary to implement a clustering algorithm to adjust the demographic population model around the villages and settlements. It is necessary to “tropicalize” the model. Another point of improvement is the availability of more precise data on renewable energy potentials, especially of potential micro & small hydropower sites, as well as stocks of biomass for energy production.

5. CONCLUSION

It has been shown that the Energy Access Explorer (EAE) and OnSSET succeeded in identifying and mapping villages and settlements without access to regular electricity services and, through a spatial multi-criteria analysis, prioritized potential locations and technologies for the rural electrification of Suriname. The EAE methodology indicated 20 priority sites with a population of 14,579 inhabitants. With OnSSET it was possible to calculate the LCOE of each new connection, the least cost technological option, the total new installed capacity and necessary investment for the whole country aiming a 100% electrification rate by the year of 2030. By using both methodology it is possible to select priority areas of the country based on a set of conditions and quantify the necessary investment and action for these selected areas.

The combination of EAE and OnSSET can be used as a priority selection tool for rural electrification programs and projects as it gives public policy makers a decision-making tool that is based on a set of objective criteria and quantitative indicators. The adoption of this decision making tool by policy makers can reduce the influence of personal or political preferences.

The bottom-up methodology used in these platforms and its implementation for Suriname can be also used for other Amazonian countries as they have almost the same demographic density and occupational patterns.

6. ACKNOWLEDGE

This study was produced during the Energy Modelling Platform - Latin America (EMP-LAC 2024) capacity-building event organized by the Climate Compatible Growth Programme (CCG). Training was provided by instructors from CCG, Universidade Federal de Juiz de Fora, and Universidade Federal Fluminense. The event received funding from CCG, the World Bank Group (WBG), and the 2050 Pathways Platform.

REFERENCES

- ELS, R. H. V. Energy in Suriname and the Amazon Region : Local Energy for Local Development. Pp. 121–52 in Sustainability at a crossroads - Challenge and development opportunities of the Guiana Shield, edited by J. MENKE. Paramaribo: IGSR - Anton de Kom Universiteit van Suriname. 2020.
- ELS, R. H. V. Rural Electrification Strategies for Indigenous and Tribal People in the Surinamese Amazon. 2024, <https://zenodo.org/records/10672011>
- FELIX, T. D. A.; ELS, R.H.V. Evaluation of economic feasibility of the use of solar energy in the interior of Suriname. *Academic Journal of Suriname* 2018, 9:1–8. 2018.
- GONINI. National Land Monitoring System of Suriname. accessed 4 feb 2025 <https://www.gonini.org>
- KTH. OnSSET. OpeN Source Spatial Electrification Tool; About OnSSET, accessed 4 feb 2025 <http://www.onsset.org/about.html>
- MENTIS, D; HOWELLS, M; ROGNER, H; KORKOVELOS, A; ARDERNE C.; ZEPEDA, E.; SIYAL, S.; TALLOTIS, C.; BAZILIAN, M.; ROO, A.; TANVEZ, Y; OUDALOV, A.; SCHOLTZ, E. Lighting the World: The First Application of an Open Source, Spatial Electrification Tool (OnSSET) on Sub-Saharan Africa. *Environmental Research Letters* 12(8):85003. 2017.
- MENTIS, D; ODARNO, L; WOOD, D; JENDLE, F; MAZUR, E; QEHAJA, A; GASSERT, F. Energy Access Explorer: Data and Methods. World Resource Institute, 2019.
- RAGHOEBARSING, A.. Least Cost Electrification Options for Suriname Using OnSSET. 2024, <https://zenodo.org/records/10680880>
- SOLARGIS. Global Solar Atlas. accessed 6 feb 2025 <https://globalsolaratlas.info/map>.
- SOLARGIS. Global Wind Atlas. accessed 6 feb 2025, <https://globalwindatlas.info/en>
- WORLDPOP. Open Spatial Demographic Data and Research, accessed 4 feb 2025 <https://hub.worldpop.org/>
- WRI. Energy Access Explorer. accessed 4 feb 2025, <https://www.wri.org/initiatives/energy-access-explorer>

GERAÇÃO FOTOVOLTAICA SOB A PERSPECTIVA DO PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS

Acássio Marcelo Dias Pinto¹
Eduardo Crestana Guardia¹

¹*Universidade Federal de Itajubá*

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.948

RESUMO

A energia solar fotovoltaica vem apresentando forte crescimento nos últimos anos por ser uma energia limpa, renovável, competitiva e acessível. Neste contexto, o Planejamento de Experimentos (DoE) tem como premissa a análise, modelagem e otimização de experimentos, com confiabilidade estatística, economia de dados e custos. Desta forma, foi analisada a geração fotovoltaica em função das variáveis meteorológicas: radiação solar, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar, bem como a influência isolada e combinada de cada fator, com o objetivo de validar o modelo em condições incontroláveis e definir o ponto ótimo de operação. Os gráficos de Pareto e as Superfícies de Resposta embasam as equações de potência geradas, permitindo a previsão de resultados e estimativas futuras, assim como a definição dos pontos de ótimo técnico e econômico. Além disso, o estudo de caso demonstrou a validade do DoE em ambiente aberto e na operação dos painéis, possibilitando a identificação de ruídos ao longo das análises, tais como velocidade do vento e umidade relativa do ar. São situações ainda pouco exploradas na literatura, mesmo com alta eficiência na análise de ruídos e com potencial para contribuir no diagnóstico de falhas e em estudos preliminares para a implementação de novos projetos.

Palavras-chave: Eficiência energética; Conversão fotovoltaica; Variáveis meteorológicas; Economia de recursos.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has shown strong growth in recent years because it is a clean, renewable, competitive and accessible energy. In this context, the Design of Experiments (DoE) is premised on the analysis, modeling and optimization of experiments, with statistical reliability, data and cost savings. In this way, photovoltaic generation was analyzed according to meteorological variables: solar radiation, temperature, wind speed and relative humidity, as well as the isolated and combined influence of each factor, with the objective of validating

the model in uncontrollable conditions and define the optimal operating point. Pareto charts and Response Surfaces support the generated power equations, allowing the prediction of results and future estimates, as well as the definition of technical and economic optimal points. In addition, the case study demonstrated the validity of the DoE in an open environment and in the operation of the panels, allowing the identification of noise throughout the analyses, such as wind speed and relative humidity. These are situations still little explored in the literature, even with high efficiency in noise analysis and with the potential to contribute to the diagnosis of failures and preliminary studies for the implementation of new projects.

Keywords: Energy efficiency; Photovoltaic conversion; Meteorological variables; Resource savings.

1. INTRODUÇÃO

Os padrões de vida atuais evidenciam a crescente necessidade e dependência de energia. Durante muito tempo, recursos naturais foram utilizados de forma insustentável para suprir essa demanda. A busca por fontes renováveis de energia impulsionou a evolução tecnológica e a implementação de energia solar no mundo. Espera-se que a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos atinja 22% da geração global de eletricidade em 2050, promovendo um sistema energético mais sustentável e trazendo benefícios em segurança energética e desenvolvimento socioeconômico. O Método de Planejamento de Experimentos (DoE) pode melhorar o planejamento e reduzir custos, estimando os efeitos e interações entre fatores de influência e parâmetros de resposta, determinando assim o melhor modelo preditivo (KESSAISSIA et al., 2020a).

O DoE, baseado em cálculos estatísticos, auxilia na análise, modelagem e otimização de experimentos, permitindo investigar os efeitos de variáveis de entrada em variáveis de saída, simultaneamente. Isso facilita a alternância de diferentes variáveis e determina a forma mais rentável de operá-las (KESSAISSIA et al., 2020a; KESSAISSIA et al., 2020b).

A estatística baseia o uso do DoE em otimização de processos, identificando rapidamente informações cruciais do processo e evidenciando possibilidades de melhorias com alta significância (KORAN et al., 2013). Este artigo, baseado na dissertação de mestrado do primeiro autor, sob orientação do segundo, tem como objetivo específico analisar a geração fotovoltaica em função das variáveis meteorológicas: temperatura ($^{\circ}\text{C}$), radiação solar (W/m^2), velocidade do vento (m/s) e umidade relativa (%), utilizando o DoE. Busca-se verificar a validade e a predição do DoE em condições ambientais incontroláveis e determinar o ponto ótimo de operação dos painéis solares.

Para uma análise mais detalhada deste estudo consulte Pinto (2023).

2. MODELAGEM TEÓRICA

2.1 Planejamento de experimentos (DoE)

O DoE determina o número de experimentos a serem realizados de acordo com um objetivo bem definido, analisando diversos fatores simultaneamente, mitigando a dispersão relacionada às medições, estimando os efeitos de interação entre os fatores e, por fim, avaliando o nível de influência de cada fator e suas interações (CUBAS et al., 2014). Desta forma, o DoE leva em consideração apenas os parâmetros de entrada e saída do sistema estudado, e na ausência de qualquer informação específica sobre as ligações entre essas entradas e saídas, pode-se modelar todos os sistemas por uma relação polinomial geral. O desenvolvimento desta relação universal dá a seguinte equação polinomial:

$$y = a_0 + \sum_{i=1}^k a_i x_i + \sum_{\substack{i,j=0 \\ i < j}}^k a_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^k a_{ii} x_i^2 \quad (1)$$

Em que y é a resposta medida do sistema estudado, x_i são seus parâmetros ou fatores de entrada e a_i são os coeficientes do modelo.

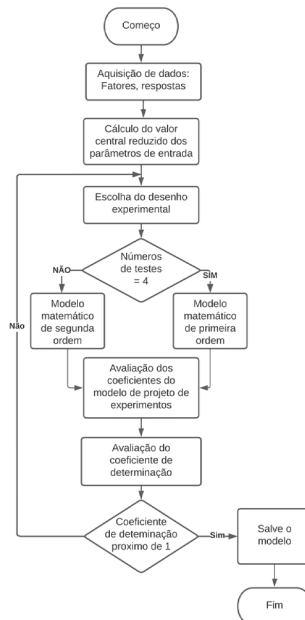


Figura 1 - Fluxograma com o método do DoE

Sendo assim, o método pode ser resumido da seguinte forma, conforme o fluxograma apresentado na Figura 1 (KESSAISSIA et al., 2020). Inicialmente, os dados de interesse são adquiridos, fornecendo dados de entrada (fatores) e saída (resposta) do sistema. Na sequência, é definido o valor central reduzido de cada fator, em que cada fator deve ser limitado por ambas as extremidades, sendo o limite superior +1 e o limite inferior -1.

Inicialmente, com quatro tentativas, o método produzirá o desenvolvimento de equações de primeira ordem do modelo matemático para a resposta considerada. Até quatro tentativas, e quando o número de tentativas for igual ao número de equações, o modelo matemático de segunda ordem é imposto. Esses sistemas de equações são simplificados por um sistema matricial com coeficientes desconhecidos que necessitam de resolução com métodos numéricos. A substituição desses coeficientes nos modelos preditivos fornece os valores calculados das respostas. Já uma avaliação da diferença entre o valor medido e o calculado leva em consideração os coeficientes de determinação (R^2), que devem ser iguais a 1. Quando R^2 tende a 1, o modelo preditivo reproduz as medidas reais, correspondendo assim a um modelo preciso; caso contrário, a escolha de outro desenho experimental das medidas se faz necessária (KESSAISSIA et al., 2020a).

2.2 Variáveis Meteorológicas

A eficiência e a durabilidade dos sistemas fotovoltaicos são fortemente influenciadas por variáveis meteorológicas. Diversos trabalhos científicos apontam para uma lacuna na compreensão de como condições meteorológicas, como radiação solar, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa, afetam a geração fotovoltaica.

A radiação solar, a principal fonte de energia para os painéis solares, é a energia radiante emitida pelo sol a partir de uma reação de fusão nuclear, quantificada em termos de fluxo e densidade de potência. Segundo Villalva (2015), a radiação é expressa pela razão instantânea entre potência e área [W/m^2]. A conversão direta da radiação solar em energia elétrica ocorre nos painéis solares; no entanto, fatores como reflexão, poluição, poeira e sedimentos acumulados nos painéis podem reduzir significativamente a geração de energia. Estudos, como os de Gökmen et al. (2016), Krauter (2004), Verma et al. (2011), Syafiq et al. (2018) e Sayigh (2019), discutem amplamente essas questões.

O espectro luminoso responsável pelo efeito fotoelétrico também causa o aquecimento das placas solares, resultando em perdas térmicas, redução da eficiência dos painéis e diminuição de sua vida útil. Diversos autores, como Hadipour et al. (2021), Bahaidarah (2016), Jakhar et al. (2017), Firoozzadeh et al. (2019) e Castanheira et al. (2018), exploram esses impactos negativos.

Dado que a radiação solar aquece os painéis e a temperatura reduz a eficiência energética, várias pesquisas, incluindo as de Naghavi et al. (2021), Shiravi et al. (2022), Gökmen et al. (2016), Kim et al. (2019) e Sarhaddi et al. (2010), investigam métodos para mitigar esses efeitos térmicos. Destacam-se as técnicas de resfriamento ativo e passivo, com o vento desempenhando um papel crucial na troca de calor entre o módulo fotovoltaico e o ambiente, seja por meio de ventilação natural ou com o auxílio de ventiladores.

3. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

3.1 Caracterização das variáveis de interesse

Os dados de radiação solar, temperatura, velocidade do vento e umidade relativa foram obtidos da estação meteorológica automática localizada no campus da UNIFEI, com latitude $22^{\circ}24'41.10''\text{S}$ e longitude $45^{\circ}26'51.31''\text{O}$, gerenciada pelo Centro de Previsão e Estudos de Tempo e Clima de Minas Gerais (CEPreMG).

Os dados de geração, por sua vez, foram adquiridos do Centro de Estudos em Qualidade da Energia e Proteção Elétrica (QMAP), que monitora 112 módulos fotovoltaicos da Yingli Solar (YL245P-29b), cada um com uma potência de 245 W, totalizando uma potência instalada de 27,44 kWp. Estruturalmente, os painéis têm uma inclinação de 23° e um desvio azimutal de -5° .

3.2 Análise de dados

Este estudo se diferencia ao considerar uma situação real de campo. Os dados utilizados derivam de observações meteorológicas próximas à área de estudo e são sujeitos a todas as variações das condições meteorológicas.

Nesse sentido, este estudo de caso foi realizado em seis etapas, descritas na sequência de subseções.

3.2.1 Etapa I

Preliminarmente, a Tabela 1 (PINTO, 2023) apresenta as correlações entre a potência, horário e as quatro variáveis meteorológicas. Desta forma, como já se previa, a radiação solar influencia significativamente a potência, seguida pela temperatura, que impacta de forma moderada, e o horário de forma insignificante. Os valores para velocidade do vento e o horário tendem a zero, indicando que não existe uma relação linear forte entre essas variáveis e a potência. E por fim, a umidade apresenta coeficiente negativo, evidenciando que o aumento da potência ocorre quando se tem a redução da umidade. Vale ressaltar

que as correlações indicam associações estatísticas entre as variáveis, mas não fornecem informações sobre causalidades.

Tabela 1 – Correlações entre variáveis

	Pot.[kW]	Rad.[W/m ²]	Temp.[°C]	UR.[%]
Rad.[W/m ²]	0,966			
Temp.[°C]	0,354	0,340		
UR.[%]	-0,381	-0,340	-0,769	
Vel.Vento[m/s]	0,056	0,062	0,113	-0,256
Horário	-0,070	-0,116	0,766	-0,780

Por meio da análise do gráfico linear de regressão, apresentado na Figura 2 (PINTO, 2023), o ponto de máxima potência é em $y = 23,13\text{kW}$, com radiação solar igual a 809W/m^2 , temperatura igual a $6,60^\circ\text{C}$, velocidade do vento igual a 0 m/s e umidade relativa de 36% . Ou seja, a melhor operação ocorre em condições de baixa umidade relativa, em dias com baixa amplitude térmica.

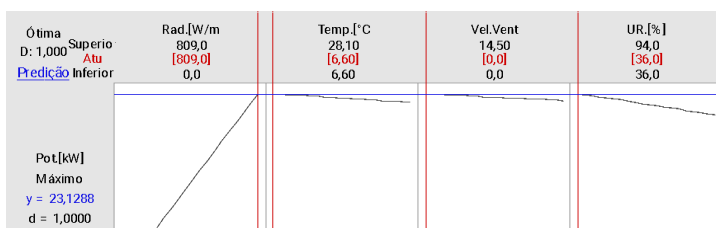


Figura 2 - Resposta ótima, com 2499 dados e 4 variáveis

A compreensão dessa primeira etapa permite uma melhor otimização do sistema, visando maximizar a potência gerada e alcançar a eficiência energética desejada, porém com um elevado número de dados. Desta forma, as próximas etapas buscam mitigar o número de informações com confiabilidade e predição, que norteiam todo projeto de geração.

3.2.2 Etapa II

Esta etapa é realizada com base no DoE, superfície de resposta, composto por uma série temporal de 188 dados e elevado número de repetições, possibilitando um alto grau de liberdade estatística, definindo erros e determinando quais termos mais contribuem para a resposta, que é a potência gerada.

De forma preliminar, o gráfico de Pareto, mostrado na Figura

3 (PINTO, 2023), compara a magnitude relativa e a significância dos efeitos principais quadráticos e interações. Com isso, também é possível identificar a radiação solar com efeito significativo, de primeira e segunda ordem, e temperatura e umidade com menor significância, porém ambos parâmetros com efeitos quadráticos, indicando que a relação entre tais fatores e a resposta segue uma linha curva, conforme mostrado na Figura 4 (PINTO, 2023).

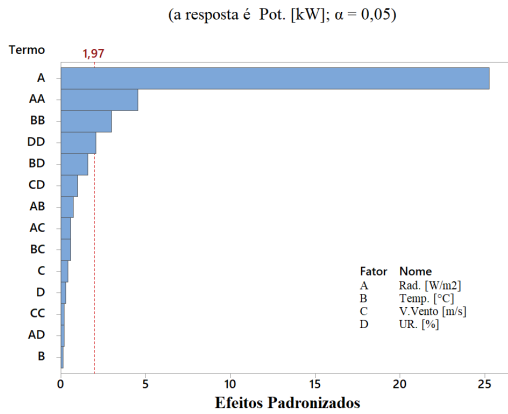


Figura 3 - Gráfico de Pareto para 188 dados e 4 variáveis

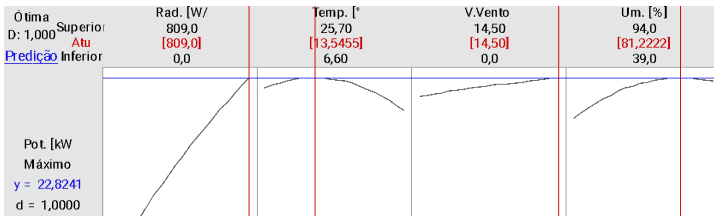


Figura 4 - Resposta ótima com 188 dados

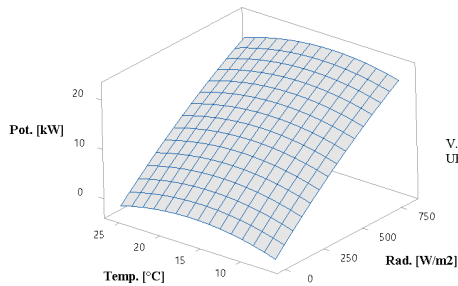


Figura 5 - Gráfico de Superfície

Já pela superfície de resposta, apresentada na Figura 5 (PINTO, 2023), é possível verificar que radiação solar e temperatura são os fatores de maior influência e interação com a potência gerada. Em dias com alta radiação solar, associado a temperatura mais amena (entre 13°C) a potência gerada é maior, e vice-versa. Desta forma, é possível chegar ao resultado similar a Etapa I, em que o ponto ótimo de potência é $y = 22,8241\text{kW}$, com radiação solar de 809 W/m^2 , temperatura em $13,54^\circ\text{C}$, velocidade do vento igual a $14,5\text{ m/s}$ e umidade relativa de 81%.

3.2.3 Etapa III

Identificada a convergência entre as duas primeiras etapas, a Etapa III busca reduzir o número de dados analisados ao menor número possível. Desta forma, após identificar os fatores relevantes o estudo é realizado considerando 4 fatores, 24 pontos fatoriais e 2 pontos centrais sendo necessários 26 dados.

O resultado obtido então apresenta significativa discrepância do observado nas Etapas I e II. Pelo gráfico de Pareto, mostrado na Figura 6 (PINTO, 2023), é possível identificar diferenças, pois apesar da radiação solar e sua relação quadrática ser a de maior significância, a interação entre radiação solar e umidade relativa também apresenta significância, o que não foi observado na Figura 3. Além disso, a interação entre radiação solar e temperatura também se altera, e não é tão significativa como mostrado nas etapas anteriores. Porém, isso se justifica pelo fato de que desde a Etapa I é possível constatar que velocidade do vento e umidade relativa são ruídos, pois não foram identificadas correlações estatísticas entre essas variáveis e a potência gerada.

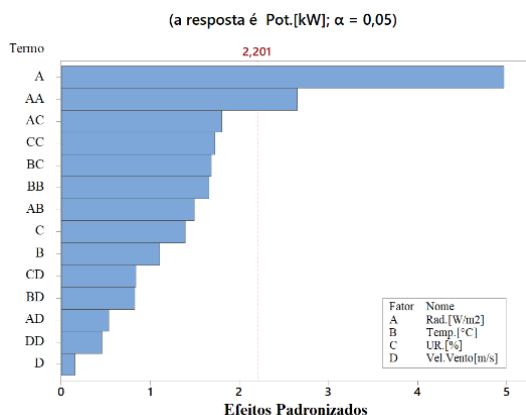


Figura 6 - Gráfico de Pareto

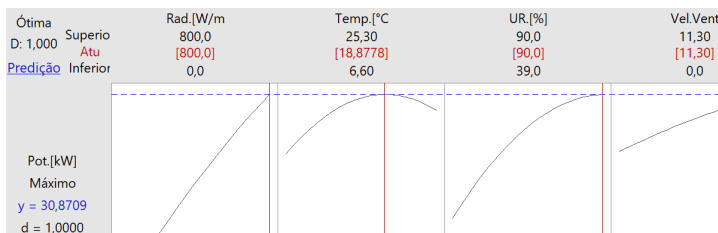


Figura 7 - Resposta ótima

A Tabela 2 (PINTO, 2023), de coeficientes codificados, corrobora com a constatação de que a velocidade do vento e umidade relativa estão poluindo os resultados, pois apresentam elevado VIF (Variance Inflation Factor): Vel. Vent (VIF de 31,15) e UR[%] (VIF = 101,91). Isso indica a presença de multicolinearidade e coeficientes não confiáveis com a ampliação dos erros, acarretando a interpretações incorretas dos resultados. Desta forma, por apresentar elevado VIF e significativa variação nas análises anteriores é indicado realizar novas análises desconsiderando a velocidade do vento, com o intuito de se ter respostas de maior confiabilidade e validade estatística.

Tabela 2 – Coeficientes Codificados com 20 dados 4 variáveis

Termo	Coef	EP de Coef	Valor-T	Valor-P	VIF
Constante	12,98	1,13	11,44	0,000	
Rad.[W/m ²]	8,92	1,79	4,97	0,000	41,29
Temp.[°C]	3,89	3,51	1,11	0,292	183,29
UR.[%]	3,36	2,42	1,39	0,192	101,91
Vel.Vento[m/s]	-0,32	2,09	-0,15	0,883	31,15
Rad.[W/m ²]*Rad.[W/m ²]	2,353	0,887	-2,65	0,023	3,47
Temp.[°C]*Temp.[°C]	-7,55	4,55	-1,66	0,125	99,47
UR.[%]*UR.[%]	-6,53	3,79	-1,73	0,112	77,17
Vel.Vento[m/s]*Vel.Vento[m/s]	-0,87	1,92	-0,45	0,659	10,60
Rad.[W/m ²]*Temp.[°C]	7,52	5,03	1,49	0,163	167,94
Rad.[W/m ²]*UR.[%]	9,67	5,35	1,81	0,098	166,02
Rad.[W/m ²]*Vel.Vento[m/s]	1,20	2,26	0,53	0,605	22,26
Temp.[°C]*UR.[%]	10,89	6,47	-1,68	0,121	337,92
Temp.[°C]*Vel.Vento[m/s]	4,31	5,21	0,83	0,426	151,12
UR.[%]*Vel.Vento[m/s]	4,04	4,82	0,84	0,419	143,74

3.2.4 Etapa IV

Dado o alto valor de VIP para a variável velocidade do vento, uma nova etapa foi realizada repetindo os processos da Etapa III, mas

agora desconsiderando a velocidade do vento por apresentar elevada discrepância e ser o fator menos correlacionado. E como o método DoE possibilita trabalhar com infimidade de variáveis, foi realizada a redução do número de dados com a redução da variável velocidade vento. Assim, agora trabalhando com 20 dados, sendo 3 fatores, culminando em 23 pontos fatoriais e 2 pontos centrais, voltamos a ter um resultado semelhante às Etapas I e II, em que a interação entre radiação solar e temperatura são significativos.

Com isso, ao verificar os resultados na Tabela 3 (PINTO,2023) é possível identificar que as variáveis temperatura e umidade relativa apresentam valores de VIF consideravelmente altos, indicando novamente a presença de multicolinearidade entre essas variáveis independentes. Tal multicolinearidade pode afetar a interpretação dos coeficientes e a precisão das estimativas no modelo estatístico, acarretando em redundâncias. Desta forma, uma nova análise foi realizada (Etapa V), em que a variável umidade relativa foi desconsiderada.

Tabela 3 – Coeficiente codificados com 20 dados e 3 variáveis

Termo	Coef	EP de Coef	Valor-T	Valor-P	VIF
Constante	11,834	0,522	22,67	0,000	
Rad.[W/m ²]	10,823	0,785	13,78	0,000	11,00
Temp.[°C]	6,77	4,06	1,67	0,126	408,03
UR.[%]	5,25	3,69	1,42	0,185	323,06
Rad.[W/m ²]*Rad.[W/m ²]	-1,741	0,718	-2,42	0,036	2,80
Temp.[°C]*Temp.[°C]	-18,4	10,9	-1,69	0,123	986,77
UR.[%]*UR.[%]	-11,57	9,73	-1,19	0,262	688,12
Rad.[W/m ²]*Temp.[°C]	-1,41	2,70	-0,52	0,613	59,74
Rad.[W/m ²]*UR.[%]	-0,76	2,95	-0,26	0,802	47,33
Temp.[°C]*UR.[%]	-28,4	20,3	-1,40	0,192	3023,80

3.2.5 Etapa V

Após a remoção dos fatores identificados como ruídos, velocidade do vento e umidade relativa, uma nova análise pelo método DoE foi realizada, pois o método de superfície de resposta possibilita a redução do número de dados para apenas 10, sendo dois fatores, culminando com 4 pontos fatoriais e 2 pontos centrais. Porém, por questões de conservadorismo, foram utilizados 20 dados, abrindo margem para a identificação de erros.

Nesse contexto, refazendo as análises considerando apenas as duas variáveis de maior interação com a potência, radiação solar e temperatura, foram observados resultados semelhantes aos da Etapa I e II, conforme demonstrado pelo gráfico de Pareto na Figura 8,

(PINTO,2023). Também é possível identificar uma tendência de linearidade entre radiação solar e potência gerada pelo gráfico de superfície. Uma temperatura intermediária de operação de 15°C é identificada pelo gráfico de contorno e explicitada pela resposta ótima, $y = 21,67$ kW, $Rad = 800$ W/m² e $Temp = 15,3$ °C, conforme Figura 9 (PINTO, 2023).

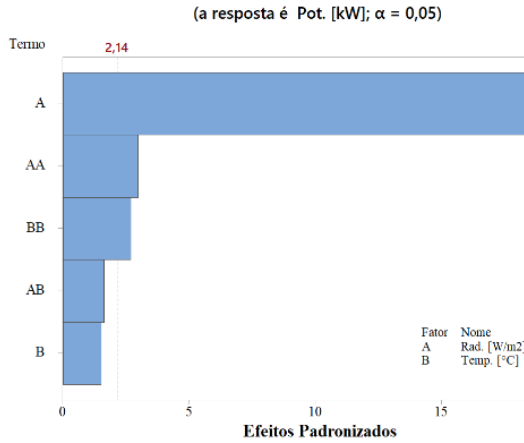


Figura 8 - Gráfico de Pareto

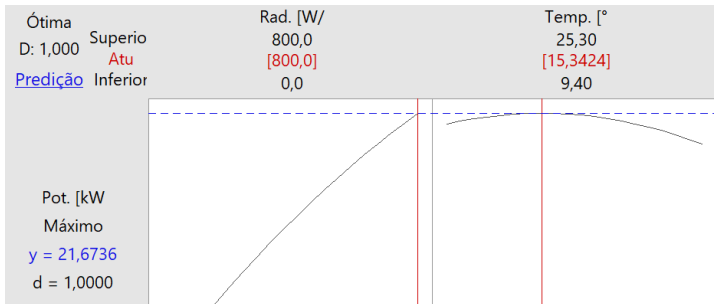


Figura 9 - Resposta ótima

Embasado pela tabela de coeficientes codificados é possível obter a equação da potência em função da radiação solar e temperatura (Equação 2). O resultado é resguardado por um ótimo ajuste ($R^2=99,32\%$), assim com elevado coeficiente de previsão ($R^2\text{-predi}=98,59\%$).

$$P = 12,038 + 11,153R + 0,699T - 1,632R^2 - 1,781T^2 - 1,604RT \quad (2)$$

Apesar de se ter encontrado um modelo com ótimo ajuste, o modelo ainda apresenta uma equação com várias interações e termos quadráticos. O VIF foi reduzido ao longo das etapas, mas ainda permanece acima de 5 em alguns fatores, o que não é recomendado pela literatura (BUTLER, 2006). Desta forma, um ajuste mais preciso se faz necessário a fim de se chegar a um modelo robusto, visto que a colinearidade pode causar estimativas de parâmetros instáveis, modelos não confiáveis e capacidade preditiva fraca.

3.2.6 Etapa VI

Na busca de um modelo mais simples, tão robusto quanto, com baixa multicolinearidade e com alta previsibilidade, é possível refazer a análise da etapa anterior (Etapa V), porém utilizando o método discutido na teoria do DoE, Planejamento fatorial de dois níveis. Para esse modelo, com 2 variáveis são necessários apenas 4 dados de potência gerada, e cabe ressaltar que não há grau de liberdade para se identificar erros nessa análise. Desta forma serão utilizados os mesmos 20 dados da Etapa V na busca por um modelo mais robusto, preditivo e confiável estatisticamente.

O gráfico de Pareto da Figura 10 (PINTO, 2023) evidencia o efeito principal e a forte interação entre os fatores. O gráfico de superfície e contorno se aproximam do gráfico construído na Etapa V, porém com forma mais regular, o que simplifica o modelo, facilitando análises, sem perda de confiabilidade.

A Tabela 4 (PINTO, 2023) de coeficientes codificados, converge com as análises preliminares e teoria em que a potencia apresenta coeficiente positivo para a radiação solar e negativo para a temperatura e sua interação com a radiação solar, demonstrando um efeito antagônico das variáveis. Tais constatações são corroboradas pelo baixo valor do Valor-P e do VIF, indicando elevada confiabilidade nesse modelo mais simplista.

Tabela 4 – Coeficientes Codificados, com 2 variáveis

Termo	Efeito	Coef	EP de Coef	Valor-T	Valor-P	VIF
Constante		11,152	0,207	53,92	0,000	
Rad.[W/m ²]	25,215	12,607	0,428	29,47	0,000	1,92
Temp.[°C]	-0,792	-0,396	0,350	-1,13	0,275	1,79
Rad.[W/m ²]*Temp.[°C]	-7,938	-3,969	0,737	-5,39	0,000	2,61

Comparando essa análise com o resultado da Etapa V, o desvio padrão residual teve seu valor elevado, conforme é apresentado na Tabela 5 (PINTO, 2023), o que já era esperado dada a simplificação do modelo,

porém os coeficientes de determinação ($R^2=98,8\%$ e $R^2\text{-pred}=98,4\%$) se mantiveram alto, indicando que o modelo tem um ótimo ajuste, e é capaz de fazer previsões precisas para novos dados, conforme explicitado pela equação de regressão (Equação 3).

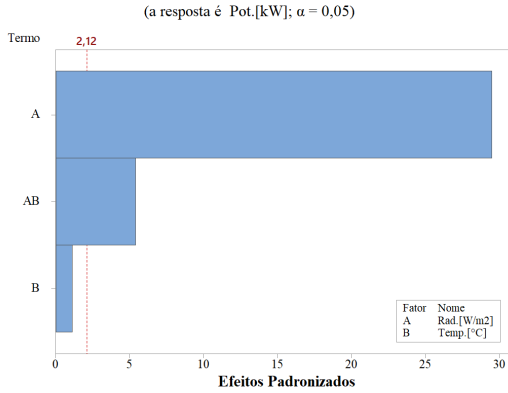


Figura 10 - Gráfico de Pareto

Tabela 5 – Coeficientes de determinação

S	R ²	R ² (aj)	R ² (pred)
0,729095	98,80%	98,58%	98,04%

$$P = -9,25 + 0,05317 R + 0,4494 T - 0,001248 R * T \quad (3)$$

Com o objetivo de verificar a validade do modelo de forma empírica, foi escolhido o dia 17/05/2023. Os dados de radiação solar e temperatura do ar foram registrados pela estação meteorológica automática, enquanto os dados de geração foram obtidos pelo WebSolar, com intervalo de 15 minutos entre as medidas.

Os dados foram tabulados e posteriormente foram substituídos os valores de temperatura e radiação solar na Equação 3, verificando a simplicidade, robustez e alta capacidade de predição do modelo, visto que o valor teórico e real convergiram para valores similares, com uma diferença mínima, conforme Figura 11 (PINTO, 2023).

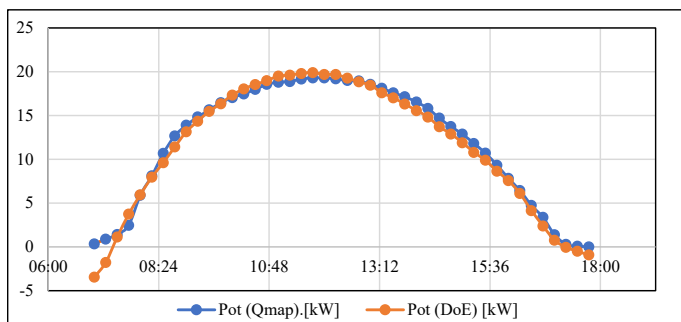


Figura 11 - Geração teórico e real em 17/05/2023

4. CONCLUSÃO

Com o objetivo de validar o DoE em condições incontroláveis e de se definir o ponto ótimo de operação da geração fotovoltaica em função das variáveis meteorológicas, este estudo fez uso da Superfície de Resposta e do Fatorial Completo. Devido à fácil modelagem matemática, que possibilita a otimização de resultados com um pequeno conjunto de dados, tem-se economia de recursos, com elevada confiabilidade estatística e robusta predição.

Os resultados obtidos são corroborados pela literatura, explicitando que o ambiente adequado para a geração fotovoltaica se dá com elevada radiação solar em temperaturas amenas (15°C), e que a temperatura atmosférica impacta diretamente no rendimento do sistema. Como o estudo foi realizado em condições reais de operação, o sistema não foi submetido a variações extremas ou controladas, conforme estudos laboratoriais, porém mesmo assim os resultados aqui encontrados tendem aos resultados dos estudos em ambientes controlados, ou seja, isso demonstra a robustez e confiabilidade do DoE.

O estudo de caso buscou a validação do DoE em campo, se mostrando extremamente eficiente para definir ruídos na análise. Desta forma, o método pode ser utilizado para diagnóstico de falhas, análise de sensibilidade, identificação de pontos críticos, inconsistência, dimensionamento, disposição dos painéis, controle de sombreamento, comportamento da carga com utilização de dispersores de água, uso de painel flutuante em água, temas que podem ser aprofundados e explorados por novos estudos na busca pelo aperfeiçoamento da geração solar.

Em suma, este trabalho demonstrou a validade e relevância do DoE na análise da geração fotovoltaica, explicitando suas vantagens em termos de eficiência, confiabilidade e economia de recursos. Os resultados obtidos possibilitam o avanço de novas pesquisas nesse campo promissor e em franca expansão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAHAIDARAH, H. M. S. Experimental performance evaluation and modeling of jet impingement cooling for thermal management of photovoltaics. *Solar Energy*, v. 135, p. 605-617, 2016.

BUTLER, N. A. On the minimum bias response surface designs of Box and Draper. *Journal of statistical planning and inference*, v. 136, n. 9, p. 3221-3230, 2006.

CASTANHEIRA, A. F. A.; FERNANDES, J. F. P.; BRANCO, P. J. C. Demonstration project of a cooling system for existing PV power plants in Portugal. *Applied Energy*, v. 211, p. 1297-1307, 2018.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; MANUEL, C. Explicit expressions for solar panel equivalent circuit parameters based on analytical formulation and the Lambert W-function. *Energies*, v. 7, p. 4098-4115, 2014.

FIROOZZADEH, M.; SHIRAVI, A.; SHAFIEE, M. An experimental study on cooling the photovoltaic modules by fins to improve power generation: economic assessment. *Iranian (Iranica) Journal of Energy & Environment*, v. 10, n. 2, p. 80-84, 2019.

GÖKMEN, N.; HU, W.; HOU, P.; CHEN, Z.; SERA, D.; SPATARU, S. Investigation of wind speed cooling effect on PV panels in windy locations. *Renewable Energy*, v. 90, p. 283-290, 2016.

HADIPOUR, A.; ZARGARABADI, M. R.; RASHIDI, S. An efficient pulsed-spray water cooling system for photovoltaic panels: Experimental study and cost analysis. *Renewable Energy*, v. 164, p. 867-875, 2021.

JAKHAR, S.; SONI, M. S.; GAKKHAR, N. An integrated photovoltaic thermal solar (IPVTS) system with earth water heat exchanger cooling: Energy and exergy analysis. *Solar Energy*, v. 157, p. 81-93, 2017.

KESSAISSIA, F. Z.; ZEGAOU, A.; AILLERIE, M.; ARAB, M.; BOUTOUBAT, M.; FARES, C. Factorial design and response surface optimization for modeling photovoltaic module parameters. *Energy Reports*, v. 6, p. 299-309, 2020a.

KESSAISSIA, F. Z.; ZEGAOU, A.; TALEB, R.; FARES, C.; AILLERIE, M. Design of experiments approach for modeling the electrical response of a photovoltaic module. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 20, n. 3, p. 1140-1147, 2020b.

KIM, S. M.; KIM, J. H.; KIM, J. T. Experimental study on the thermal and electrical characteristics of an air-based photovoltaic thermal collector. *Energies*, v. 12, n. 14, p. 2661, 2019.

- KORAN, A.; LABELLA, T.; LAI, J. S. High efficiency photovoltaic source simulator with fast response time for solar power conditioning systems evaluation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 29, n. 3, p. 1285-1297, 2014.
- KRAUTER, S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 82, n. 1-2, p. 131-137, 2004.
- NAGHAVI, M. S.; ESMAEILZADEH, A.; SINGH, B.; ANG, B. C.; YOON, T. M.; ONG, K. S. Experimental and numerical assessments of underlying natural air movement on PV modules temperature. *Solar Energy*, v. 216, p. 610-622, 2021.
- PINTO, A. M. D. Geração fotovoltaica: análise dos fatores de influência em função do Planejamento de Experimentos (DoE). Orientador: Eduardo Crestana Guardia. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2023. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/3866>. Acesso em: 20 jan. 2025.
- SARHADDI, F.; FARAHAT, S.; AJAM, H.; BEHZADMEHR, A. M. I. N.; ADELI, M. M. An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector. *Applied energy*, v. 87, n. 7, p. 2328-2339, 2010.
- SAYIGH, A. (Ed.). *Renewable Energy and Sustainable Buildings: Selected Papers from the World Renewable Energy Congress WREC 2018*. Springer Nature, 2019.
- SHIRAVI, A. H.; FIROOZZADEH, M.; LOTFI, M. Experimental study on the effects of air blowing and irradiance intensity on the performance of photovoltaic modules, using Central Composite Design. *Energy*, v. 238, p. 121633, 2022.
- SYAFIQ, A.; PANDEY, A. K.; ADZMAN, N. N.; ABD RAHIM, N. Advances in approaches and methods for self-cleaning of solar photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 162, p. 597-619, 2018.
- VERMA, L. K.; SAKHUJA, M.; SON, J.; DANNER, A. J.; YANG, H.; ZENG, H. C.; BHATIA, C. S. Self-cleaning and antireflective packaging glass for solar modules. *Renewable Energy*, v. 36, n. 9, p. 2489-2493, 2011.
- VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. 2 Edição ed. São Paulo, 2015.
- ZERHOUNI, F. Z.; ZERHOUNI, M. H.; ZEGRAR, M.; BENMESSA-OUND, M. T.; TILMATINE, A.; STAMBOILI, A. B. Modelling polycrystallin photovoltaic cells using design of experiments. *Scientia Iranica*, v. 21, n. 6, p. 2273-2279, 2014.

RECUPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS RESÍDUOS DA CADEIA PRODUTIVA DE EUCALIPTO NO ESTADO DE MINAS GERAIS POR ROTA TERMOQUÍMICA

Elias Gabriel Magalhães Silva¹
Rodrigo Sequinel²
Rômulo Simões Cezar Menezes¹
Emmanuel Damilano Dutra¹
Wallysson Klaus Pires Barros¹
Íthalo Barbosa Silva de Abreu¹
Michael Oliveira Resende³

¹Universidade Federal de Pernambuco

²Universidade Federal do Paraná

³Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sudeste de Minas Gerais

DOI: 10.47168/rbe.v30i3.949

RESUMO

Diversos estudos buscam melhorar os processos de gaseificação. Neste sentido, processos de simulação e modelagem são extremamente necessários, pois permitem uma variação de parâmetros para respostas otimizadas, além de apresentar um custo relativamente baixo. O presente trabalho utilizou resultados de uma simulação para propor centrais de geração de energia elétrica movidas a gás de síntese. Destaca-se que o resultado utilizado derivou de uma simulação na qual a umidade da biomassa de eucalipto era de 6%, o agente de gaseificação era oxigênio e a razão de equivalência foi de 0,11; o gás de saída apresentou um PCI de 8,08 MJ*kg⁻¹. A aplicação desse gás em um motor adaptado para queima de gás acoplado a um gerador, com um rendimento combinado de 28%, possibilitou a geração de 3.488,65 GWh de energia elétrica com o resíduo da cadeia produtiva de Eucalipto no estado de Minas Gerais. A eletricidade seria gerada em usinas alocadas próximas aos centros de geração de biomassa. Ao todo foram alocadas 91 usinas com potência instalada entre 4,5 a 5 MW, e foi considerada a injeção de energia elétrica na rede de distribuição através da normativa 482 da ANEEL. Com os resultados obtidos, fica evidente que a utilização de resíduos de biomassa para geração de eletricidade pode ser uma solução para pequenos municípios em regiões remotas.

Palavras-chave: Geração descentralizada; Otimização; Simulação; Gaseificação

ABSTRACT

Several studies seek to improve gasification processes. In this sense, simulation and modeling processes are extremely necessary, as they allow a variation of parameters for optimized responses, in addition to presenting a relatively low cost. The present work used simulation results to propose energy generation plants powered by synthesis gas. It is noteworthy that the result used was derived from a simulation where the humidity of the eucalyptus was 6%, the gasification agent was oxygen and the equivalence ratio was 0.11; the output gas presented a PCI of $8.08 \text{ MJ} \cdot \text{kg}^{-1}$. The application of this gas in an engine adapted for burning gas coupled to a generator, with a combined efficiency of 28%, enabled the generation of 3,488.65 GWh of electrical energy with residue from the Eucalyptus production chain in the state of Minas Gerais. The electricity would be generated in plants located close to the biomass generation centers; in total 91 plants with installed power between 4.5 and 5 MW were allocated and injected into the distribution network considering ANEEL regulation 482. With the results obtained, it is clear that the use of biomass waste to generate electricity can be a solution for small municipalities in remote regions.

Keywords: Decentralized generation; Optimization; Simulation; Gasification.

1. INTRODUÇÃO

Os primeiros registros de processos de gaseificação são do final do século XVIII. No século XIX o combustível gerado por destilação a seco do carvão era utilizado em iluminação pública. O mundo vivia uma mudança e a gaseificação surgiu como uma possibilidade para suprir essa necessidade. O gás produzido pelo processo foi usado para iluminar algumas cidades do mundo, como Londres e Rio de Janeiro. Após a descoberta, e distribuição em larga escala de gás natural e petróleo, a gaseificação perdeu força, voltando ao cenário mundial durante a Segunda Guerra Mundial, com a crise de distribuição do petróleo. Ao longo da Segunda Guerra Mundial o processo foi amplamente aplicado a automóveis e embarcações (BRIDGWATER, 1995; CARDOSO, 2014).

Agaseificação se apresenta como possibilidade para conversão de biomassa seca, quando o material é convertido em gás combustível e depois, eventualmente, em eletricidade por meio de um grupo gerador – que é uma alternativa para áreas rurais remotas, com falta de eletricidade, mas com abundância de arbustos, palha, casca de arroz e amendoim, ou outras formas de biomassa. Em geral, a gaseificação pode ser utilizada para gerar energia mecânica, eletricidade, calor e através de processos de síntese química produzir combustíveis líqui-

dos. O Brasil tem potencial para utilização desta tecnologia, dada a extensa área plantada, com diversas espécies de biomassa (DE OLIVEIRA et al., 2013, 2018; DIMPL, 2011; FERREIRA et al., 2018).

A transformação da biomassa através da gaseificação é relatada de maneira ampla na literatura. Luz (2013), através de uma análise minuciosa, demonstrou a possibilidade de tratamento de resíduos através de estações de gaseificação. Shahabuddin (2020) mostrou a possibilidade de produção de combustíveis líquidos para o setor aéreo por meio da gaseificação. Pode-se dizer que atualmente a gaseificação com maior potencial escalável é aplicada no tratamento de resíduos industriais e urbanos; Há interesse no uso do gás gerado em ciclos combinados para geração de energia elétrica (IGCC) (DÍAZ GONZÁLEZ; PACHECO SANDOVAL, 2020; JANAJREH et al., 2020; LUZ, 2013; PEREIRA et al., 2012; SANSANIWAL et al., 2017; SHAHABUDDIN et al., 2020).

Os processos de gaseificação são complexos e os reatores não são facilmente construídos, por isso, simular esses processos torna-se essencial, pois permite prever o desempenho e ajustar os parâmetros para proporcionar maior eficiência. Além disso, pesquisadores e fabricantes de equipamentos têm extensivamente realizado pesquisas fundamentais destinadas a compreender modelos matemáticos e simulações. Assim, apenas a combinação de experimentos e modelagem do processo pode fornecer compreensão dos fenômenos físicos e químicos dentro do gaseificador (JANAJREH et al., 2020; SAFARIAN; UNNÞÓRSSON; RICHTER, 2019).

A gaseificação pode ocorrer com extensa variedade de combustíveis, sendo que no presente trabalho foi considerada a biomassa eucalipto. O eucalipto é uma biomassa extremamente abundante no Brasil; segundo o IBGE, no ano de 2019 foram extraídos mais de 104 milhões de m³ para processamento. Como seu processamento é de baixo rendimento, dependendo do uso do eucalipto há uma quantidade considerável de resíduos que ainda possuem valor energético e econômico (IBGE, 2016). Na literatura há estudos que tratam da otimização, modelagem, geração de energia elétrica em regiões remotas e produção de carvão vegetal.

Como o crescimento da demanda de energia elétrica há atenções voltadas à geração de forma mais sustentável, ou seja, menos impacto ao meio ambiente e diversificação da matriz elétrica (ABDOLI; PAMULAPATI; KARA, 2020). O gás resultante do processo de gaseificação pode auxiliar nesse processo de diversificação, sendo aplicado em motores de combustão interna adaptados, ou ainda, desde que devidamente tratado, ser aplicado em turbinas a gás e ciclos combinados (BRYNDA et al., 2020; MARTÍNEZ et al., 2011; NIU et al., 2021; ZAINAL et al., 2002). A possibilidade de uso de um combustível gasoso coloca a gaseificação como uma rota interessante para a conversão de

biomassa.

O presente trabalho objetivou analisar, a partir do resultado de simulações, e de maneira otimizada, pequenas centrais de geração de energia elétrica a serem instaladas no estado de Minas Gerais, usando resíduos da cadeia produtiva da biomassa de eucalipto.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Classifica-se como biomassa vegetal todo e qualquer material de origem orgânica que é resultante, direta ou indiretamente, de processos fotossintéticos. Pode-se dizer que a biomassa vegetal é uma forma indireta de energia solar, ou seja, energia solar é convertida em energia química, através da fotossíntese (CORTEZ et al, 2008). A biomassa para fins energéticos teve grande destaque entre o final do século XIX e o início do século XX. Desde então, com o uso do carvão, do petróleo e do gás natural, a biomassa ficou limitada a usos domiciliares e em regiões agrícolas. Porém nota-se uma mudança no mercado energético. As nações vêm concentrando esforços, recursos humanos e financeiros, em pesquisas e no desenvolvimento de fontes alternativas de energia, entre elas a biomassa. Destaca-se sua capacidade de redução na emissão de gases do efeito estufa (balanço favorável de carbono), possibilidade de diversificação da matriz energética e contribuição para a independência do petróleo (HOFFERT et al., 2008; JUNGINGER et al., 2008).

A biomassa *in natura* possui baixa densidade energética e mássica, apresenta dificuldades de transporte e manipulação, além de armazenamento. Por esses e outros aspectos, afirma-se que a biomassa em seu estado natural pode não ser um vetor energético de grande eficiência, apesar de ser amplamente utilizada na geração de calor e vapor. Processos que convertam a biomassa em um vetor energético com melhores características são necessários para promover melhor aproveitamento da biomassa (BRIDGWATER, 1995). Das rotas utilizadas para conversão de biomassa, a gaseificação é das mais antigas, sendo utilizada para diferentes fins a mais de um século (SÁNCHEZ, 2010).

O Brasil, com suas características agrícolas, produz culturas energéticas (por exemplo, cana-de-açúcar, eucalipto), e culturas alimentares (por exemplo, milho, soja, arroz). O manejo e processamento de ambas as culturas produz alto volume de resíduos, como casca, palhas e bagaço. Esses resíduos podem ser transformados em vetores energéticos através de processos como a gaseificação. Pensando no reaproveitamento desses resíduos, DE OLIVEIRA et al. (2018) propôs o processo de gaseificação para os resíduos de madeira e das lavouras de café. O reator utilizado foi do tipo de fluxo descendente, o mesmo considerado neste estudo, tendo o ar como agente de gaseificação.

O gás resultante do processo apresentou um PCI de $7,76 \pm 1,27$ MJ/Nm³, utilizando como combustível a casca de café, sendo sua concentração rica em metano, dióxido de carbono e monóxido de carbono. Quando se utilizou madeira de eucalipto como combustível, chegou-se ao PCI de $6,81 \pm 0,34$ MJ/Nm³, com predomínio de monóxido de carbono (DE OLIVEIRA et al., 2018).

A biomassa pode ser empregada em diferentes rotas de transformação, como a combustão direta e a gaseificação. A gaseificação é um processo de conversão termoquímica a partir de um combustível sólido e que resulta em um gás com características de um combustível. No processo de gaseificação são fornecidas quantidades restritas de ar (oxigênio), o que resulta na oxidação parcial do material carbonoso sólido. A conversão termoquímica acontece a temperaturas acima da do processo de pirólise e abaixo da do processo de combustão. Durante o processo é necessário a inserção de um agente de gaseificação, que pode ser ar atmosférico, oxigênio puro ou vapor d'água. A escolha do agente de gaseificação está diretamente relacionada com o uso desejado do gás gerado, podendo resultar em um gás com baixo poder calorífico (5 MJ/Nm³) ou com alto poder calorífico (15 MJ/Nm³) (CORTEZ et al, 2008; DE SOUZA-SANTOS, 2010; SÁNCHEZ, 2010).

O gás produzido a partir da gaseificação da biomassa pode ser usado de algumas formas, dentre elas a queima em motores a combustão interna para a geração de eletricidade em pequena potência e localidades isoladas (MURARO, 2006), ou em turbina a gás (BENINCA, 2016). Também pode-se aplicar o gás como combustível, como por exemplo no aquecimento de aviários (ZANATTA, 2011). Além disso o gás pode ser aplicado em processos de síntese química catalítica (Fischer-Tropsch) para a produção de combustíveis líquidos (SÁNCHEZ, 2010).

O processo apresenta alguns desafios tecnológicos que precisam ser resolvidos, tais como: a dificuldade de controle; em alguns casos a baixa eficiência global; dificuldades de limpeza do gás, e a necessidade da adição de vapor de água ou oxigênio puro para obtenção de gás com alto poder calorífico. O uso em motores de combustão interna pode reduzir a vida útil do motor devido a presença de componentes e particulados, o que exige um pré-tratamento do gás (CORTEZ et al, 2008; SÁNCHEZ, 2010).

Os reatores que promovem a reação, chamados de gaseificadores, possuem características particulares, e podem ser classificados de acordo com alguns fatores, como: poder calorífico do gás gerado (baixo, médio e alto poder calorífico); tipo de agente gaseificador (ar atmosférico, vapor de água, oxigênio); movimento da biomassa e do agente de gaseificação (concorrente, contracorrente, fluxo cruzado, leito fluidizado, leito arrastado); pressão de trabalho (atmosférico, pressurizados até 6 MPa) e tipos e granulometrias de biomassa (resíduos

agrícolas, resíduos industriais, resíduos sólidos urbanos, biomassa in natura, peletizada e pulverizada) (CORTEZ et al, 2008).

No caso da geração de eletricidade a partir de biomassa gaseificada, para maior escala foram concebidos ciclos combinados, mas não há qualquer instalação em operação comercial. A gaseificação também permitiria o processamento de resíduos sólidos urbanos (ENGELBRECHT et al., 2011; LUZ, 2013; CERIBELI; SOUZA-SANTOS, 2013).

Ao longo dos anos, estudos foram e vem sendo feitos para o desenvolvimento de gaseificadores de leito fixo e na utilização do gás na geração de energia elétrica. O programa francês de biomassa, energia e meio ambiente previa a instalação de unidades com até 80 kW, com motores a combustão. Segundo Becker (1988), os reatores produziam gás com PCI entre 4,39 e 4,65 MJ/Nm³, e com baixo teor de alcatrão, entre 0,06 e 0,05 g/Nm³ (gás seco).

Alguns dos processos necessários para purificação do gás exigem um elevado volume de água, fator este que se coloca como um dos principais entraves da sustentabilidade de centrais a base de gaseificação. Este aspecto precisa ser levado em consideração em estudos mais detalhados antes da construção de centrais de gaseificação (INDRAWAN et al., 2020; KHOSHGOFTAR MANESH; REZAZADEH; KABIRI, 2020; YANG et al., 2018).

3. MATERIAS E MÉTODOS

Este trabalho utilizou os resultados do trabalho de SILVA (2021). O estudo realizou a simulação de duas diferentes biomassas em diferentes situações de reação e obteve o melhor resultado para a biomassa de eucalipto.

A Equação 1 foi utilizada na estimativa do potencial de geração de eletricidade. O procedimento foi proposto por OLIVEIRA et al., (2021) e adaptado para este estudo. O volume de gás considerado na equação é o volume total de gás que pode ser gerado pelo processo de gaseificação (JAYAH et al., 2003; YUCEL; HASTAOGLU, 2016; ZAINAL et al., 2002).

$$P_{GE} = \frac{Q_{syn} * PCI * \eta_{conv}}{860} [kWh \text{ ano}^{-1}] \quad (1)$$

Onde Q_{syn} é a quantidade de gás gerado pelo processo de gaseificação ($Nm^3 \text{ ano}^{-1}$); PCI é o poder calorífico inferior do gás de síntese, 8.079 kJ kg^{-1} ; η_{conv} é a eficiência de conversão de 0,28, que é o resultado da combinação entre a eficiência do motor de combustão interna adaptado para queima de gás (30 a 40%) e do gerador elétrico (80%)

(FREITAS et al., 2019) (REIS; REIS, 2017).

Para avaliar a viabilidade técnica dos potenciais energéticos estimados, foi aplicado neste estudo um algoritmo de otimização desenvolvido por OLIVEIRA et al., (2021), que realiza a alocação das unidades de geração de energia elétrica. A alocação foi feita com o objetivo de minimizar a distância entre os produtores de eucalipto e as usinas, encontrando assim um ponto ótimo para a sua instalação. O objetivo está sujeito a restrições quanto à conexão na rede de distribuição impostas pela resolução normativa brasileira 482 (ANEEL, 2012) e à distância máxima.

O modelo toma como base todos os municípios que possuem potencial de geração de eletricidade e tem início escolhendo o município de maior potencial dentre todos os municípios. Após a escolha, avalia é avaliada a distância desse município a outros municípios que estão ao seu redor, e esse processo se dá com base em coordenadas geográficas de latitude e longitude de cada município. Os municípios mais próximos são escolhidos até que a potência máxima seja atingida (4,5 a 5 MW), quando isso acontece aloca-se uma unidade de geração. A usina é alocada em um ponto que consiste em uma média ponderada da distância entre os municípios que compõe esse aglomerado, e isso ocorre para diminuir a distância do transporte de biomassa para as usinas geradoras de eletricidade. Esse processo se repete até para todos os municípios. O georreferenciamento e o uso de dados geográficos foram feitos através do *software* livre QGIS.

Adotou-se que sistemas unidades funcionariam dez horas diárias e 300 dias ao ano devido a paradas para manutenção e reparo nos equipamentos. Em seguida é necessário converter o valor estimado de energia elétrica em potência instalada. A Equação 2 apresenta o procedimento para a estimativa da potência da unidade geradora, e é baseado em OLIVEIRA et al., (2021).

$$P_{ug} = \frac{P_{GE}}{t_{DP} * t_{OP} * fp} \quad (2)$$

Onde P_{ug} é a potência da unidade geradora; t_{OP} é o tempo de operação da unidade, de 10 horas por dia; fp é o fator de potência do gerador, de 0,80; P_{GE} o potencial de geração de eletricidade, calculado através da Equação 1; t_{DP} são os dias que o sistema opera em um ano.

4. RESULTDOS E DISCUSSÃO

A extração da madeira de eucalipto se divide em três possíveis aplicações: utilização como lenha, na indústria de papel e celulose e para processamento (serrarias) (HENRIQUES et al., 2009). O estudo

levou em consideração apenas o resíduo gerado nessas três formas de extração. No caso da biomassa extraída para uso como lenha e para a indústria de papel e celulose considerou-se que o resíduo gerado é apenas o resíduo deixado na floresta no ato da colheita, em torno de 20% da madeira (galhos e árvores finas, folhas, entre outros), e para a madeira de processamento foi considerado uma geração de 50% de resíduos (cavaco, serragem, aparas, casca). Nos dois casos a base é o volume de madeira extraída.

O estado de Minas Gerais se destacou como o maior produtor de eucalipto no Brasil no ano de 2019. O estado possui 853 municípios, sendo que do total 593 apresentaram potencial no estudo realizado. Levou-se em consideração a produção de madeira em todo o estado de Minas Gerais com o uso da base de dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, (IBGE, 2019). Municípios que não tiveram produção foram excluídos da análise.

O estado de Minas Gerais teve produção anual de mais de 5 milhões de m³ de resíduos de eucalipto no ano de 2019. Aplicando a metodologia proposta pelo trabalho é possível encontrar um potencial energético de 3.488,65 GWh ano⁻¹. Ao todo foram alocadas 91 unidades de geração elétrica no estado. A Figura 1 apresenta a distribuição das unidades geradoras; os pontos de mesma coloração apresentam a combinação de municípios para se atingir a potência estipulada entre 4,5 e 5 MW.

Segundo dados da ANEEL (2019) os consumidores cativos do estado de Minas Gerais consumiram em 2019 27.362 GWh de energia elétrica, logo, a geração de energia com resíduos da cadeia produtiva de eucalipto seria capaz de atender pouco mais de 12% desse consumo. É possível ver uma concentração maior das unidades geradoras nas regiões Sul, Sudeste, Oeste, Zona da Mata e Campo das Vertentes, regiões que fazem fronteira com os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. As regiões possuem uma maior concentração industrial, e o eucalipto é utilizado nos processos produtivos.

Um fato relevante é que a grande maioria dos municípios do estado de Minas Gerais são pequenos e se concentram em sua extensa zona rural. Em geral, os indicadores de descontinuidade e falha de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de energia elétrica indicam mais eventos em zonas rurais do que em zonas urbanas; logo, a energia elétrica gerada pelos sistemas propostos poderia proporcionar um aumento da segurança energética para essa parcela de municípios, que em sua maioria também possuem a maior produção de biomassa.

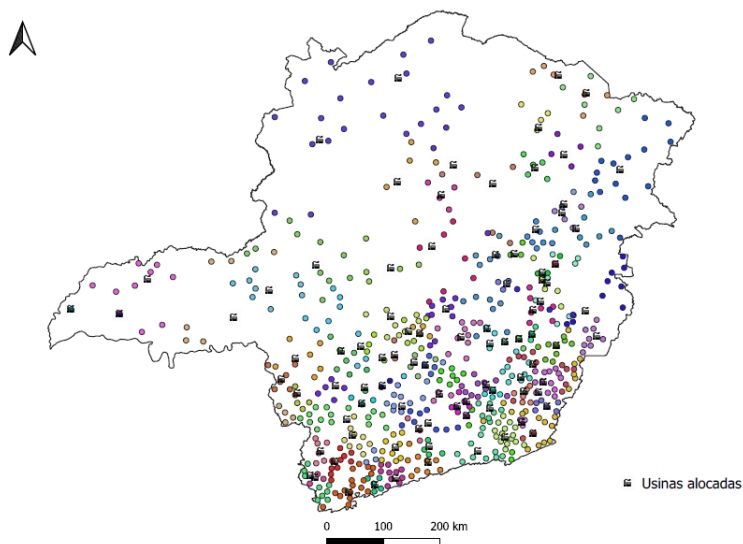


Figura 1 - Alocação proposta de unidades de geração de energia elétrica a partir da gaseificação de resíduos de eucalipto

5. CONCLUSÃO

O estudo apresenta o potencial de se aproveitar biomassa residual. O uso destes resíduos para geração de energia pode representar pouco mais de 10% de toda energia consumida no estado de Minas Gerais anualmente. Porém, processos de gaseificação são complexos de serem controlados, e os reatores (gaseificadores) possuem engenharia de complexa construção e operação. Os dados aqui levantados necessitam de estudos mais aprofundados com relação a aspectos técnicos e econômicos de implantação, operação e manutenção de usinas de geração de energia elétrica movidas a gaseificação. A pouquíssimos exemplos de gaseificadores operando em escalas maiores. A disponibilidade da biomassa e a logística necessária para transportá-la a uma central de processamento podem representar custos excessivos que inviabilizem a aplicação desta tecnologia em processos de larga escala. Além da rota de geração de energia, outras rotas podem ser estudadas para utilização do gás de síntese gerado, como processos de síntese química para produção de biocombustíveis e geração de calor.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento do Ensino Superior - CAPES [projeto nº 88887.628663/2021-00].

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDOLI, S.; PAMULAPATI, M.; KARA, S. An investigation into the role of PV industry in meeting the growing energy demand towards absolute sustainability. v. 90, p. 383–387, 2020.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Anuário Estatístico de Energia Elétrica, de Dezembro, 2019, 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril, 2012, 2012.

BECKER, J. J. Fixed Bed of Gasification Lignocellulosic: the CEMA-GREF Process, in Research in Thermochemical Biomass Conversion. Edited by A.V. Bridgwater and J.L. Kuester. London: Elsevier, pp. 1016–1025, 1998.

BENINCA, W. DE A. Estudo da Influência do Nível de Pressão em Unidade de Geração Termelétrica Baseada em Gaseificação de Biomassa. 2016.

BRIDGWATER, A. V. The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation. Fuel, v. 74, n. 5, p. 631–653, 1995.

BRYNDA, J. et al. Wood chips gasification in a fixed-bed multi-stage gasifier for decentralized high-efficiency CHP and biochar production : Long-term commercial operation. Fuel, v. 281, n. July, p. 118637, 2020.

CARDOSO, M. T. Da iluminação das cidades no século XIX às biorrefinarias modernas: história técnica e econômica da gaseificação. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2014.

CERIBELI, K. B.; SOUZA-SANTOS, M. L. DE. Effect of dry-solid content level in feeding slurry of municipal solid waste consumed by FSIG / GT power generation process ; a theoretical study. Fuel, v. 254, n. April, p. 115727, 2019.

CORTEZ, L. A. B.; LORA, E. E. S.; GÓMEZ, E. O. Biomassa para energia. 1. ed. Campinas: Editora UNICAMP, 2008.

DE OLIVEIRA, J. L. et al. Characterization and mapping of waste from coffee and eucalyptus production in Brazil for thermochemical conversion of energy via gasification. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 21, p. 52–58, 2013.

DE OLIVEIRA, J. L. et al. Gasification of waste from coffee and eucalyptus production as an alternative source of bioenergy in Brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 27, n. May 2017, p. 159–166, 2018.

DE SOUZA-SANTOS, M. L. *Solid Fuels Combustion and Gasification*. [s.l.] CRC Press, 2010.

DÍAZ GONZÁLEZ, C. A.; PACHECO SANDOVAL, L. Sustainability aspects of biomass gasification systems for small power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 134, n. July, 2020.

DIMPL, E. *Small-scale Electricity Generation from Biomass Part I – Biomass Gasification*. Biomass Gasification, 2011

ENGELBRECHT, A. D. et al. Fluidized-bed gasification of high-ash South African coals: An experimental and modelling study. Johannesburg, South Africa: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.saimm.co.za/Conferences/IFSA2011/145-Engelbrecht.pdf>>.

FERREIRA, L. R. A. et al. Review of the energy potential of the residual biomass for the distributed generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 94, n. April 2017, p. 440–455, out. 2018.

FREITAS, F. F. et al. The Brazilian market of distributed biogas generation: Overview, technological development and case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019.

HENRIQUES, R. M. et al. Potencial para geração de energia elétrica no Brasil com resíduos de biomassa através da gaseificação, 2009.

HOFFERT, M. I. et al. *Advanced Technology Paths to Global Climate Stability : Energy For a Greenhouse Planet*. v. 981, n. 2002, 2008.

IBGE. *Produção da extração vegetal e da silvicultura 2015*. Produção da extração vegetal e da silvicultura, v. 30, p. 48, 2016.

IBGE. *Produção da extração vegetal e da silvicultura 2019*. Produção da extração vegetal e da silvicultura, v. 30, p. 48, 2019.

INDRAWAN, N. et al. Distributed power generation via gasification of biomass and municipal solid waste: A review. *Journal of the Energy Institute*, 2020.

JANAJREH, I. et al. A review of recent developments and future prospects in gasification systems and their modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. February, p. 110505, 2020.

JAYAH, T. H. et al. Computer simulation of a downdraft wood gasifier for tea drying. *Biomass and Bioenergy*, v. 25, n. 4, p. 459–469, out. 2003.

JUNGINGER, M. et al. Developments in international bioenergy trade. *Biomass and Bioenergy*, v. 32, n. 8, p. 717–729, ago. 2008.

KHOSHGOFTAR MANESH, M. H.; REZAZADEH, A.; KABIRI, S. A feasibility study on the potential, economic, and environmental advantages of biogas production from poultry manure in Iran. *Renewable Energy*, 2020.

LUZ, F. C. Avaliação Técnico-Econômica de Plantas de Gaseificação do Lixo Urbano para Geração Distribuída de Eletricidade. [s.l.] Universidade Federal de Itajubá, 2013. PEREIRA, E. G. et al. Sustainable energy: A review of gasification technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, n. 7, p. 4753–4762, 2012.

MARTÍNEZ, J. D.; LORA, E. E. S. Evaluación teórico experimental de un sistema avanzado gasificador de biomasa/motor reciprocante para la geración de electricidad. *Tecnología Química*, v. XXXI, p. 53–63, 2011.

MURARO, W. Avaliação do funcionamento de motor ice com gás de baixo poder calorífico proveniente da gaseificação de casca de arroz. [s.l.] Universidade Estadual de Campinas, 2006.

NIU, M. et al. Simulation of a new biomass integrated gasification combined cycle (BIGCC) power generation system using Aspen Plus: Performance analysis and energetic assessment. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 46, n. 43, p. 22356–22367, 2021. OLIVEIRA, A. C. L. DE et al. Evaluation and optimization of electricity generation through manure obtained from animal production chains in two Brazilian meso-regions. *Journal of Cleaner Production*, v. 316, n. June, p. 128270, set. 2021

REIS, R. J. DOS; REIS, L. S. DOS. Atlas of Biomass of Minas Gerais. Belo Horizonte: Rona Gráfica e Editora, 2017.

SAFARIAN, S.; UNNÞÓRSSON, R.; RICHTER, C. A review of biomass gasification modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 110, n. May, p. 378–391, 2019.

SÁNCHEZ, C. G. Tecnologia da gaseificação de biomassa. Campinas: 2010, 2010.

SANSANIWAL, S. K. et al. Recent advances in the development of biomass gasification technology: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 72, n. December 2016, p. 363–384, 2017.

SHAHABUDDIN, M. et al. A review on the production of renewable aviation fuels from the gasification of biomass and residual wastes. *Bio-resource Technology*, v. 312, n. March, p. 123596, 2020.

SILVA, E. Simulação da gaseificação de biomassa lignocelulósica : estudo dos efeitos da umidade, razão de equivalência e injeção de oxigênio. Dissertação (Mestrado em Bioenergia) – Universidade Federal do Paraná, p. 102. 2021.

YUCEL, O.; HASTAOGLU, M. A. Kinetic modeling and simulation of throated downdraft gasifier. *Fuel Processing Technology*, v. 144, p. 145–154, 2016.

ZAINAL, Z. A. et al. Experimental investigation of a downdraft biomass gasifier. *Biomass and Bioenergy*, v. 23, n. 4, p. 283–289, 2002.

ZANATTA, F. L. Desenvolvimento e avaliação de um gaseificador de biomassa e estudo do potencial de produção de biogás com resíduos agrícolas e da avicultura. Programa de Pós- Graduação em Engenharia Agrícola, p. 98, 2011.

Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, por meio de *link* específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (www.sbpe.org.br).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE; desta forma, os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo *Word*.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte *Times New Roman* tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- Para gráficos, usar mesmo padrão de cores e estilo.
- Equações em formato editável; não devem ser enviadas como figuras.
- Os nomes dos autores NÃO devem ser abreviados, e as respectivas informações como instituição e e-mail devem ser apresentadas SO-MENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo *Word*.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e *Abstract*. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.

