

revista brasileira de
ENERGIA



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 28, Nº 4, 4º Trimestre de 2022

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Arnaldo Walter e Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 28 - nº 4**

Itajubá, 2022 - SBPE

Editor: Arnaldo Walter
219 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

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

revista brasileira de
ENERGIA

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: Rubem César Rodrigues Souza

Vice-Presidente: Juliana Klas

Diretora de Eventos: Paula Meyer Soares

Diretor de Publicações: Arnaldo Walter

Diretor Administrativo: Edson da Costa Bortoni

Conselho Fiscal

Eduardo Mirko Valenzuela Tundera

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

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

Este número da Revista Brasileira de Energia (RBE) (Volume 28, nº4) é dedicado aos artigos selecionados entre os que foram apresentados no XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE). Assim, os procedimentos editoriais foram distintos daqueles empregados para as submissões regulares. Por esse motivo, os tempos de tomada de decisão não foram avaliados, e não devem ser considerados no computo dos resultados editoriais da RBE.

A respeito, a última avaliação foi feita quando da publicação do Volume 28, nº3, e continua representativa do estágio atual. Para o conjunto de submissões analisadas desde outubro de 2020, quando houve mudança de procedimentos gerenciais, o tempo médio de tomada de decisão é 265 dias, sendo um pouco menor – 239 dias – para os artigos aceitos para publicação. O número de dias é contado da data de submissão até a data da decisão editorial final – aceitação ou rejeição –, e na avaliação não são considerados os artigos publicados em número especial, bem como os artigos de autores convidados.

Para as submissões que ocorreram após outubro de 2020, o tempo médio de tomada de decisão é de 148 dias, sendo de 156 dias para os artigos aceitos. É importante destacar que o compromisso assumido pela RBE é alcançar e manter o tempo de tomada de decisão abaixo de 150 dias. Portanto, nossos objetivos ainda não foram alcançados.

Artigos mais acessados

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

Em menos de cinco anos houve mais de 150 mil *downloads* de artigos publicados; o levantamento aqui apresentado foi feito na última semana de dezembro de 2022. Entre todos os artigos já publicados, os cinco mais acessados são apresentados na Tabela 1.

Por outro lado, utilizando a plataforma Google Acadêmico, na última semana de 2022 foram identificados os artigos da RBE com

mais citações; o levantamento foi feito apenas para os 30 que tiveram mais *downloads*. Na Tabela 2 são apresentados os dez artigos mais citados, de acordo com o levantamento feito.

Tabela 1 - Artigos mais acessados desde o início do monitoramento, em 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	8277
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	7196
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	6847
<i>Investment analysis for wind energy projects</i>	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	5200
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	3375

Tabela 2 - Artigos com mais citações acadêmicas, entre os mais acessados desde o início do monitoramento, em março de 2018; levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Dezembro de 2022

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	135
Política e gestão ambiental: conceitos e instrumentos	Alessandra Magrini	2011	v. 08 n. 01	108
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

Tabela 2 - Artigos com mais citações acadêmicas, entre os mais acessados desde o início do monitoramento, em março de 2018; levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Dezembro de 2022 (cont.)

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC	Oswaldo L. S. Pereira, Felipe F. Gonçalves	2008	v. 14 n. 01	29
Impactos ambientais de reservatórios e perspectivas de uso múltiplo	Cruz Castro H., Fabriza M. P	1995	v. 04 n. 01	23
Proálcool: impactos ambientais	Laura C. Guarnieri, Gilberto de Martino Jannuzzi	1992	v. 02 n. 02	21
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	13
Os segmentos industriais energo-intensivos de maiores potenciais técnicos de conservação de energia no Brasil	Sergio Valdir Bajay, Filipe Debonzi Gorla, Orlando Frederico José Godoy Bordoni	2009	v. 15 n.01	13
Mercado spot e energia elétrica: uma commodity como outra qualquer?	Gilson G. Krause	1995	v. 04 n.01	11
Investment analysis for wind energy projects	Wagner Sousa de Oliveira e Antônio Jorge Fernandes	2013	v. 19 n.02	09

Usando o mesmo procedimento, foram pesquisados – apenas entre os com mais *downloads* – os artigos com mais citações entre os publicados após 2020 (inclusive). Os artigos mais citados são apresentados na Tabela 3.

Embora óbvio, cabe notar que o número de citações é impactado pelo curto tempo entre a data de publicação e a pesquisa feita.

Tabela 3 - Artigos com mais citações acadêmicas, entre os publicados após 2020 (inclusive) e entre os mais acessados; levantamento feito pelo Google Acadêmico na última semana de Dezembro de 2022

Título	Autores	Ano	Volume e número	Número de citações
Universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica no Brasil: evolução recente e desafios para a Amazônia Legal	André Luís Ferreira, Felipe Barcellos e Silva	2021	v. 27 n. 03	3
RenovaBio, uma análise sobre o programa e sua influência no desenvolvimento do mercado do biometano	Maxiane Cardoso e Hirdan Katarina de Medeiros Costa	2020	v. 26 n. 03	2
Bioenergia no Brasil: onde estamos e quais nossos horizontes	Luiz Augusto Horta Nogueira, Rafael Silva Capaz e Electo Silva Lora	2021	v. 27 n. 03	2
Conflitos socioambientais no meio socioeconômico: o caso de Brotas de Macaúbas, Bahia	Carolina Silva Ribeiro, Gilca Garcia de Oliveira	2020	v. 26 n. 04	2

Em nome do Comitê Editorial da RBE, agradeço a contribuição de todos os autores.

Arnaldo Walter

EDITORIAL

Este é o quarto número publicado em 2022 pela Revista Brasileira de Energia (RBE). Neste número estão sendo publicados artigos selecionados entre os trabalhos apresentados no XIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE), realizado em Agosto de 2022. Como os artigos não passaram pelo processo de análise por pares, as estatísticas dos tempos de processamento das submissões não foram alteradas em relação ao que foi apresentado no Editorial do Volume 28, nº3.

Foram aceitos 160 trabalhos para apresentação oral no evento, e 145 para apresentação poster. Entre os trabalhos indicados para apresentação oral, alguns tinham sido indicados inicialmente pelo Comitê Científico do XIII CBPE como tendo maior potencial para a publicação em um número especial da RBE. Posteriormente, com a avaliação que foi feita pelos presidentes de cada sessão técnica, foram selecionados 20 trabalhos, e seus autores foram convidados a submeter versões ligeiramente modificadas, se fosse necessário, à Revista. Ao fim, foram recebidos 17 artigos, que foram editados e são aqui publicados.

Os artigos foram organizados de acordo com os temas do XIII CBPE, indicados pelos autores quando da submissão dos resumos. A seguir, são relacionados os temas e os autores dos trabalhos selecionados.

No tema Armazenamento de Energia, o trabalho selecionado é de autoria de Santos e colaboradores, e versa sobre procedimento metodológico para a identificação de hidrelétricas que poderiam operar como usinas reversíveis.

A contribuição de Souza et al. está associada ao tema Eficiência Energética, e trata de um estudo de políticas para fomentar investimentos em eficiência, com análise prospectiva de impactos no estado de São Paulo.

No tema Energia e Ambiente foram duas as contribuições selecionadas. Laurene Desclaux analisa o possível aproveitamento de resíduos sólidos urbanos na geração de eletricidade, enquanto o artigo de Ruas Vernalha e Cal Seixas analisa, com base na metodologia de avaliação de ciclo de vida, veículos elétricos a baterias versus veículo a célula a combustível.

O artigo de Ávila e coautores sobre a cadeia de valor e modelos de negócios para a recarga das baterias de veículos elétricos foi apresentado no tema Energia em Transporte. Já no tema Geração Distribuída, o artigo selecionado foi o de autoria de Bacon et al., sobre uma estratégia para a melhoria da eficiência energética em microrredes.

O artigo de Machado e coautores foi apresentado em uma das sessões do tema Modelagem, e aborda modelos de planejamento da expansão de sistemas elétricos, considerando a integração da geração solar fotovoltaica e veículos elétricos.

Entre os trabalhos apresentados no tema Planejamento, foram selecionados quatro artigos. O primeiro deles é de autoria de Silva et al., que versa sobre a captura, utilização e armazenamento de carbono, além do mercado de créditos de carbono, com foco no upstream das cadeias de petróleo e gás natural. Berni e coautores analisam o potencial de eficiência energética e da gestão de recursos hídricos na indústria nacional de celulose e papel. Por sua vez, Santos e Detzel analisam o impacto dos contratos das termelétricas inflexíveis nos custos de operação do subsistema SE/CO. Finalmente, Aita et al. analisam o impacto da operação das usinas hidrelétricas no sistema interligado nacional.

Martins Júnior e coautores reportam o uso de algoritmos de otimização na determinação da demanda contratada ótima. O trabalho foi apresentado em uma das sessões do tema Preços e Tarifas.

Nas sessões destinadas ao tema Recursos Renováveis foi apresentado o artigo de Detzel et al., que analisa, baseado em estudos de estacionariedade, se houve mudanças nas vazões afluentes às usinas do Sistema Integrado Nacional em um período de dez anos.

No tema Regulação foram apresentados o trabalho de Gehrke e Martins, que trata da análise de perdas técnicas através de um modelo que considera inserção da geração distribuída fotovoltaica, e o de Gomes et al., que aborda o gerenciamento de riscos com a avaliação da hibridização de usinas que participam do mecanismo de realocação de energia.

Finalmente, no tema Setor Elétrico estavam classificados o trabalho de Machado et al., que versa sobre os desafios para a implantação de pequenas centrais hidrelétricas, e o de Sérgio Fernandes, que analisa a energia eólica com foco no potencial e oportunidades em uma região do Nordeste do Brasil.

Em nome dos Organizadores do XIII CBPE e do Comitê Editorial da RBE, agradeço o interesse dos participantes do evento e parabéns aos autores dos trabalhos selecionados para publicação neste número especial. Também agradeço os avaliadores das centenas de trabalhos submetidos e os presidentes de mesas das várias sessões do XIII CBPE.

Desejo boa leitura! Obrigado pela atenção.

Arnaldo Walter

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

PROPOSTA METODOLÓGICA DE PROSPECÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COM O USO DE DADOS SECUNDÁRIOS E SISTEMAS DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS (SIG).....13

Afonso Henriques Moreira Santos, Marlene Nazaré Ribeiro, Túlio Meloni Virgílio, Geraldo Lúcio Tiago Filho

ENERGY EFFICIENCY LEGISLATION IN BRAZIL TOWARDS NET ZERO EMISSIONS: PROJECTIONS AND PROPOSITIONS FOR SÃO PAULO STATE...31

Stella Sousa, Ana Julieth Calderón Márquez, Sergio Valdir Bajay

APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS: COMPARAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS COM A DISPOSIÇÃO EM ATERRO SANITÁRIO E A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE DE GÁS NATURAL.....48

Laurene Desclaux

ALTERNATIVAS PARA MOBILIDADE URBANA SUSTENTÁVEL: COMPARAÇÃO ENTRE VEÍCULO ELÉTRICO A BATERIA ÍON-LÍTIO E A CÉLULA A COMBUSTÍVEL (UTILIZANDO ACV).....59

Estevão Brasil Ruas Vernalha, Sônia Regina da Cal Seixas

CADEIAS DE VALOR E MODELOS DE NEGÓCIO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E O PAPEL DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA.....70

Ismael Ávila, Monique Shiratori, Marcos Marques, Guilherme Rissi

MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MICRORREDES APLICANDO ESTRATÉGIA DE CONTROLE BASEADA EM TERMOS RESSONANTES....82

Vinícius Dário Bacon, Luan Silverio Parro, Matheus Labegalini Stencil, Guilherme Masquetti Pelz, Sergio Augusto Oliveira da Silva

DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS PARA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULOS ELÉTRICOS.....95

Moises Machado, Mauricio de Campos, Paulo Sausen, Mauricio Sperandio

ROAD TO NET-ZERO CARBON: A TECNOLOGIA CCUS E O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO COMO INSTRUMENTOS COMPLEMENTARES À MITIGAÇÃO E COMPENSAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR UPSTREAM.....106

Gustavo Castro Ribeiro Ferreira Silva, Virginia Parente, Edmilson Moutinho dos Santos

ROTAS PARA POTENCIAIS GANHOS NA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E NA GESTÃO HÍDRICA E NA BUSCA DE REDUÇÕES NA INTENSIDADE DE EMISSÕES DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE CELULOSE E PAPEL.....115

Mauro Donizetti Berni, Flávio Roberto Mathias, Sergio Bajay

ENSAIO SOBRE O IMPACTO DOS CONTRATOS DE ENERGIA TÉRMICA INFLEXÍVEL NO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SUBSISTEMA SE/CO.....125

Larissa Sbrissia Santos, Daniel Henrique Marco Detzel

ESTUDO DO IMPACTO DE GERAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL POR MEIO DA ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS.....136

Raquel Ayumi Aita, Daniel Henrique Marco Detzel, Marcelo Bessa

APLICAÇÃO DE ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE ÓTIMO DE DEMANDA CONTRATADA.....145

Walter Aguiar Martins Júnior, Débora Finazzi Luz Farah, Carla Cristiny Esteves de Oliveira, Danilo Ferreira de Souza, Felipe Moya Scarsi, Rogerio Lucio Lima, Jakson Paulo Bonaldo

DEZ ANOS DE ANÁLISES NA ESTACIONARIEDADE DAS VAZÕES AFLUENTES ÀS USINAS DO SIN: O QUE MUDOU?.....159

Daniel Henrique Marco Detzel, Víctor Gabriel Monteiro, Marcelo Bessa, Mauricio Pereira Cantão, Emerson Luís Alberti

ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS ATRAVÉS DA CRIAÇÃO DE UM NOVO MODELO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS.....168

Poleana Gehrke, Criciéle Castro Martins

AVALIAÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) PARA GERENCIAMENTO DE RISCOS.....179

Rebeka Passos Gomes, Fabiola Sena, Jorge Andrés Cormane Angarita

OS DESAFIOS PARA IMPLANTAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL.....190

Augusto César Campos de Sousa Machado, Marco Antônio C. Menezes, Thiago Modesto de Abreu, Geraldo Lúcio Tiago Filho

RIO SÃO FRANCISCO E A ENERGIA DOS VENTOS.....206

Sérgio Montenegro Fernandes

PROPOSTA METODOLÓGICA DE PROSPECÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS COM O USO DE DADOS SECUNDÁRIOS E SISTEMAS DE INFORMAÇÕES GEOGRÁFICAS (SIG)

Afonso Henriques Moreira Santos¹
Marlene Nazaré Ribeiro²
Túlio Meloni Virgílio²
Geraldo Lúcio Tiago Filho¹

¹*Universidade Federal de Itajubá*

²*X Estudos e Projetos*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.766

RESUMO

A usina hidrelétrica reversível (UHR) tem sido usada tanto para reduzir o pico de carga quanto para arbitragem no mercado de energia, com base nos preços. No entanto, as UHRs possuem potencialidades para diferentes aplicações do sistema elétrico moderno, como regularização de intermitência na geração renovável e prestação de serviços elétricos e ancilares, como regulação rápida da frequência. As UHRs podem ser instaladas em amplas possibilidades de locais, diferentemente das usinas hidrelétricas comuns, que estão vinculadas a potenciais hidrelétricos naturais. Assim, neste artigo, desenvolve-se uma estratégia de prospecção de locais potencialmente propícios à instalação de UHRs que atendam uma determinada demanda de serviço do sistema elétrico regional, utilizando Sistemas de Informação Geográfica (SIG), com base em critérios técnicos, que permite facilmente procurar alternativas viáveis numa região geoelétrica. Os estudos elétricos devem definir os serviços demandados e a capacidade de armazenamento e energia necessária (ou tempo de descarga). Com base nisso, o volume de armazenamento pode ser calculado, para diferentes quedas, sendo este parâmetro essencial na busca proposta. Restrições socioambientais e características técnicas adequadas levam a reduzir o espaço de alternativas, facilitando estudos aprofundados em uma segunda etapa. Por fim, é construído um conjunto de alternativas atrativas com base em critérios quali-quantitativos para estudos mais aprofundados em uma segunda fase.

Palavras-chave: Usina Reversível; Armazenamento de Energia; Prospecção de Usina Reversível; SIG; Energia Renovável Intermitente.

ABSTRACT

The pumped hydropower energy storage plant (PHES or PSP) has been both used to shave power peak and arbitrage on the power market, based on prices. However, the PSP has additional capabilities for different modern power system applications, such as regularization of intermittency in renewable generation and provision of electrical and ancillary services, such as fast frequency regulation. PSP can be placed on a wide site possibilities, differently of ordinary hydro power plants. Thus, in this paper a strategy of screening potential sites for PSP is developed, using Geographic Information Systems (GIS), based on technical criteria that allow to easily search for viable alternatives in a geoelectric region. Electrical studies must define the demanded services and the necessary energy storage and power capacity (or discharge time). Based on that, the storage volume can be calculated, for different heads. Socio-environmental constraints and adequate technical characteristics lead to reduce the space of alternatives, facilitating in-depth studies in a second step. Finally, a set of attractive sites is built based on quali-quantitative criteria for further studies in a second phase.

Keywords: Pumped hydro; Energy Storage; PHES; PSP; GIS Site Selection; Variable Renewable Generation.

1. INTRODUÇÃO

A usina hidrelétrica reversível (UHR) é uma opção de empreendimento de armazenamento de energia hidráulica, na qual seu ciclo operacional pode ser diário, semanal, mensal ou sazonal, em função de sua aplicação na rede elétrica. O arranjo de uma UHR aproveita grandes desníveis no terreno, sendo compreendido, resumidamente, de um reservatório de montante, um sistema de adução, casa de máquinas reversíveis e reservatório de jusante, podendo ser concebido, principalmente, de duas formas: ciclo fechado, no qual a UHR trabalha fora de um curso d'água, operando como um sistema independente (SCHREIBER, 1978); ciclo aberto, que pode ser subdividido em parcialmente aberto, no qual a UHR compartilha um de seus reservatórios com uma UHE convencional planejada/existente; ou totalmente aberto, no qual a UHR é construída ligada diretamente a um curso natural de água, o qual é utilizado como reservatório superior ou inferior (LU et al., 2018).

Tradicionalmente, a tecnologia de uma Usina Hidrelétrica Reversível (UHR) aproveita as oportunidades que surgem com a variação de preço ou custo da tarifa elétrica, consumindo energia para bombear nos momentos de valores mais baixos, e turbinar gerando

energia nos intervalos de valores mais altos (AHMED et al., 2021). No entanto, tem-se tornado cada vez mais comum empreendimentos de UHRs para demais aplicações energéticas, como regularização da intermitência na geração renovável e na prestação de serviços elétricos e ancilares, como a regularização de frequência, frente a tendência de entrada de fontes renováveis intermitentes (LU et al., 2018).

As possibilidades de uso das UHRs ampliam-se à medida que ela pode ser instalada em variados locais, independentemente de potenciais hidrelétricos naturais. No entanto, esta ampla gama de possibilidades exige ferramentas e procedimentos que permitam uma seleção prévia dos locais mais favoráveis, direcionando os estudos mais aprofundados aos sítios potencialmente atrativos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na sequência são apresentadas algumas metodologias já desenvolvidas para prospecção de alternativas de UHRs. Elas envolvem a utilização de *softwares* e ferramentas de sistemas de informações geográficas (SIG), como por exemplo ArcGIS e QGIS, bem como Modelos Digitais de Elevação ou de Terreno com resoluções digitais mínimas de 30 m. Também levam em consideração os diferentes tipos de arranjos e ciclos de UHR.

A metodologia de Brasil (2019), propõe a prospecção de UHR por meio de uma ferramenta chamada GeoUHR, desenvolvida pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que foi aplicada para o estado do Rio de Janeiro. Para tanto, este trabalho considera como premissas a concepção de um novo reservatório superior e a utilização de um curso natural de água como reservatório inferior. Além disso, como diretrizes são adotadas: a busca por regiões elevadas que se distanciam em, no máximo, 5 km de um curso da água natural, com queda de pelo menos 100 m, de modo que a relação entre distância e queda (d/h) seja inferior a 10. Além disso, considera a exclusão das áreas impeditivas logo no início da metodologia.

Por sua vez, a metodologia de Ahmed et al. (2021) propõe a seleção de sítios próximos a grandes rios, ou do oceano, para serem utilizados como reservatórios inferiores. Com aplicação no Egito, este trabalho envolve critérios técnicos e geométricos que estabelecem quedas mínimas de 200 m entre as áreas superiores e o nível do mar, em que as alternativas com maiores quedas e mais próximas às fontes de água serão mais econômicas, dada a relação d/h. O autor também define como distâncias aceitáveis no máximo 10 km entre a UHR e a rodovia mais próxima, bem como no máximo 20 km até as linhas de transmissão mais próximas.

Já a metodologia de Haas et al. (2021), aplicada no Chile, parte da premissa da implementação da UHR em quatro possíveis ar-

ranjos: 1) Conexão entre um par de reservatórios existentes por meio de um conduto forçado, conjunto bomba-turbina e uma casa de máquinas; 2) Construção de um novo reservatório nas proximidades de um reservatório já existente; 3) Utilização do oceano como reservatório inferior e; 4) Construção de um novo reservatório perto de um curso d'água natural. Para o primeiro arranjo, os pares que apresentam uma distância máxima de 20 km e queda mínima de 150 m são destacados. Para o segundo caso, a metodologia prospecta pelos três demais arranjos simultaneamente, em que são levantados os reservatórios existentes, rios (perenes) e oceanos que se encontram a uma distância máxima de 40 km e uma queda mínima de 150 m.

As metodologias apresentadas anteriormente concentraram-se em esquemas baseados em reservatórios hidrelétricos ou ofertas de água existentes previamente. Já a metodologia de Lu et al. (2018), foca em armazenamento de energia de curto prazo (ciclo horário e diário) e que não envolvam cursos d'água perenes. Chamados de *Short-Term Off River Energy Storage (STORES)*, esses sistemas se referem a UHRs de ciclo fechado, situados longe de rios e, portanto, gerando impactos socioambientais reduzidos. As regiões destacadas para implementação das UHRs nesse estudo, são aquelas que possuem quedas entre 200 e 500 m, com uma razão $d/h < 15$, resultando em um mapa de isolinhas de quedas como mostrado na Figura 1 (LU et al., 2018).

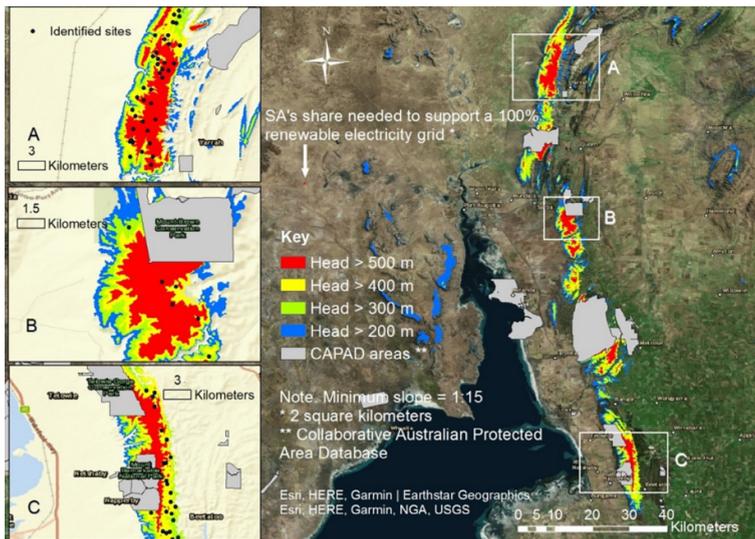


Figura 1 – Mapeamento de isolinhas de quedas

Os autores consideram duas alternativas de locais para a prospecção. A primeira delas são os do tipo “ninhos de peru” ou *turkey's nest*, que são locais de terrenos planos ou ligeiramente inclinados, que exigem a escavação do terreno para a construção de diques para o armazenamento de água, a ser utilizado como reservatório inferior. A segunda delas são os do tipo “ravinas secas”, ou *dry-gully sites*, que são sítios a serem explorados para o reservatório superior, e tratam-se de ravinas situadas no topo de montanhas, que podem, pela configuração do terreno (vales encaixados), facilitar a construção do reservatório de baixo impacto ambiental. Para a identificação de ravinas secas, os autores buscaram por linhas virtuais de escoamento de água e reservatórios de pelo menos 10 ha. Já para a identificação de ninhos de peru, os autores determinam uma altura máxima para o dique, bem como o volume de escavação do terreno exigido na sua construção. Por meio de modelos de terreno, esse estudo identificou a possibilidade da concepção dos ninhos de peru em quatro tipos de terreno: superfície plana, superfície inclinada, superfície tipo cume e superfície tipo depressão.

3. METODOLOGIA DE PROSPECÇÃO DE USINAS REVERSÍVEIS COM O USO DE DADOS SECUNDÁRIOS E SIG

A metodologia de prospecção de UHR aqui proposta foi inspirada na metodologia de Lu et al. (2018). A seleção de sítios para receber a instalação de uma Usina Hidrelétrica Reversível é o passo mais importante da prospecção e propõe-se que seja feita utilizando-se de dados secundários, bem como de *softwares* e técnicas de geoprocessamento, conforme também avalia Ahmed et al. (2021). É recomendado o uso dessas ferramentas dada a elevada quantidade de alternativas existentes, além de se poder incorporar restrições das mais distintas.

Inicialmente, é preciso entender as demandas elétricas e energéticas, bem como as particularidades da região de interesse para, finalmente, se estabelecer algumas diretrizes de prospecção. Como caso geral, as UHRs conectadas ao Sistema de Alta Tensão (SDAT) ou à Rede Básica (RB) devem estar localizadas em distâncias relativamente próximas aos pontos geoelétricos, onde os serviços são demandados. Como a metodologia aqui proposta permite a prospecção de UHRs de forma mais abrangente, independentemente da existência de cursos d'água, essa busca deve se concentrar em um perímetro cujo centro é o ponto geoelétrico demandante (centrais geradoras ou subestações). A definição dessas regiões, bem como dos volumes energéticos e potências de armazenamento demandados, não será focada neste trabalho.

Por simplicidade, adota-se uma circunferência, como ilustrado na Figura 2. A distância elétrica (d_{el}) corresponde a um valor de limite econômico (avaliação preliminar) para a localização da casa de máquinas, onde estarão as turbinas/bombas que efetivamente prestarão os serviços. Uma estimativa preliminar para o d_{el} pode ser obtida pela Equação 1, onde P é a potência em quilowatt, d_{el} a distância em quilômetro e V a tensão da linha de conexão em Volt. No entanto, esta fórmula precisa ser aperfeiçoada para aplicação em casos de maiores tensões e potências. Ainda, o reservatório da UHR pode ultrapassar o limite, pois não impactará o comportamento elétrico (a não ser para os estudos dinâmicos, que não serão abordados neste trabalho).

$$d_{el} = \frac{\left(\frac{V}{100}\right)^2}{P} \quad (1)$$

Onde: d_{el} – Distância elétrica [m]; V – Tensão da linha de conexão [V] e P – Potência [kW].

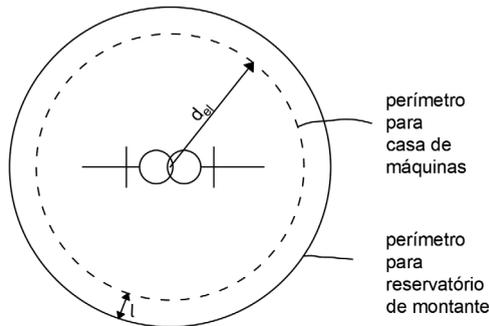


Figura 2 – Representação das distâncias de busca de UHRs em um estudo geoeletrico

Tendo sido definida a demanda eletroenergética a ser atendida (o volume energético armazenável a ser disponibilizado ao sistema regional), bem como delimitada a respectiva região geoeletrica, parte-se para o levantamento de dados secundários da região (socioambientais, usos múltiplos d'água, cartográficos, geológicos, topográficos e hidrometeorológicos). Os modelos digitais de elevação utilizados, normalmente de sensoriamento remoto, devem ter tamanho máximo de pixel de 30 m, sendo que, segundo Ahmed et al. (2021), valores de 10

ou 20 m melhoram significativamente as estimativas volumétricas.

Uma vez identificada e caracterizada a área de estudo, inicialmente deve-se excluir as áreas consideradas impeditivas à implantação de UHRs, tais como áreas de reservas indígenas, ocupadas por comunidades quilombolas, reservas florestais, unidades de conservação de proteção integral e de uso sustentável, áreas urbanas e áreas industriais que estejam inseridas na região geoeletrica delimitada (adaptado de BRASIL, 2007).

Dando início a prospecção de fato, recomenda-se levantar as áreas potenciais a serem exploradas, à semelhança do que propõe Lu et al. (2018). Para tanto, pode-se fazer uma varredura pixel a pixel, construindo um mapa com os desníveis máximos associados a um respectivo ponto (pixel), dentro de uma circunvizinhança definida. Esta circunvizinhança pode ser definida com base em um raio correspondente a maior distância aceitável entre reservatórios de montante e de jusante de uma UHR. O levantamento pixel a pixel permite a construção de isolinhas que definem áreas com quedas dentro de um intervalo pré-estabelecido na prospecção (50 ou 100 m). Sendo conservador, pode-se adotar como queda nesta área definida, e para fins de prospecção, o valor da isolinha inferior.

Para identificação dos locais mais adequados à implantação da UHR, deve-se partir do princípio de que a potência de um empreendimento hidrelétrico é diretamente proporcional à queda, e nesse caso, é recomendado que a diferença de altitude (h) entre os reservatórios superior e inferior seja de 100 a 700 m (altura medida entre as cotas do fundo dos reservatórios), conforme a Figura 3. Além disso, a distância horizontal (d) entre os reservatórios deve ser reduzida ao máximo, dada à redução de custos e de transitórios hidráulicos, procurando uma relação de d/h menor que 10 (adaptado de LU et al., 2018). Com base nisso, pode-se definir o raio de circunvizinhança de pesquisa entre 2 e 7 km (queda mínima de 100 m e máxima de 700 m para uma relação queda distância de 10). O mapa resultante define as regiões onde devem ser buscados os sítios barráveis para o reservatório de montante, correspondendo, estas, à áreas com quedas máximas de no mínimo 100 m, a um ponto distante a não mais que 7 km.

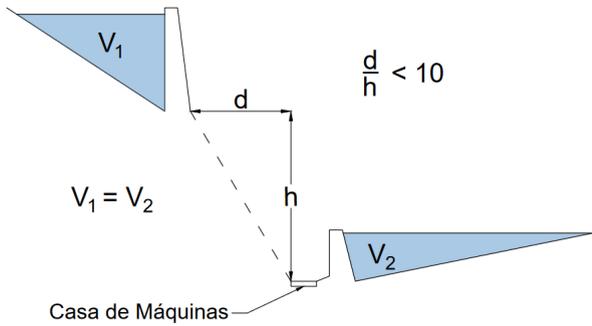


Figura 3 – Parâmetros de prospecção

Um caminho sugerido, na sequência, passa por definir os volumes de armazenamento necessários para diferentes quedas (Figura 4), segundo a Equação 2, considerando o rendimento geral da usina de 80%. O incremento nas quedas deve ser compatível com as curvas isolinhas adotadas (50 ou 100 m). Esta avaliação permite que se busque, para um intervalo de queda, barramentos que resultem no armazenamento desejado.

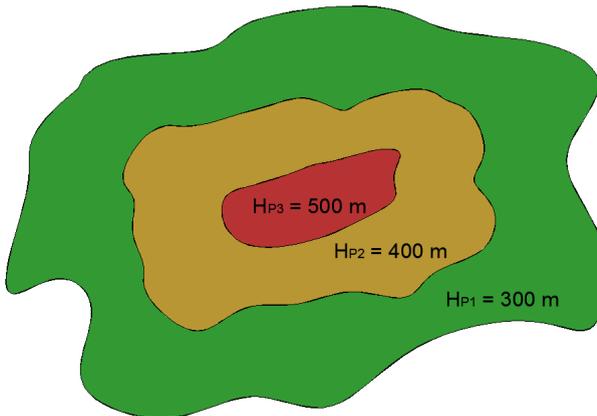


Figura 4 – Isolinhas de quedas

$$V_a = \frac{E_a}{2,18 \cdot H_p} \tag{2}$$

Onde: V_a – Volume armazenado útil [hm^3]; E_a – Energia armazenada [MWh] e H_p – Queda potencial [m].

Para prospecção de novos reservatórios, a fim de mitigar os impactos hídricos e ambientais, a opção recomendada é buscar ravinas secas para a implantação dos reservatórios, ou, ravinas onde existam pequenas vazões. Em outras palavras, deve-se buscar definir os eixos das barragens onde a área de drenagem seja relativamente pequena, o que implica menor vazão drenada.

Eventualmente, nas áreas a serem exploradas podem existir reservatórios, construídos ou planejados para outros fins, que podem ter seu uso compartilhado com uma UHR, o que traz menos impacto ambiental, já que limita o impacto a apenas a um reservatório adicional. Necessita-se, nestes casos, estudar o impacto sobre os sistemas hídricos afetados, dada a eventual redução do volume desses reservatórios para os usos originais. Dessa forma, restrições ou possíveis sinergias podem ser identificadas.

Definidas as áreas exploráveis, a montante e a jusante, deve-se procurar, de forma independente, eixos barráveis que resultem em reservatórios que correspondam, no mínimo, ao volume calculado anteriormente para atendimento ao armazenamento energético. Os volumes a serem armazenados dependem da área onde se está prospectando, como ilustra a Figura 5, na qual foram estudados seis diferentes pontos de implementação de barragem. O procedimento sugerido é seguir a linha de talvegue, de montante para jusante, avançando em um passo constante. O passo de prospecção sugerido é de 100 m, medidos longitudinalmente ao talvegue. Para cada eixo, busca-se a altura que resulte no armazenamento desejado, que atenda o valor calculado com a Equação (2).

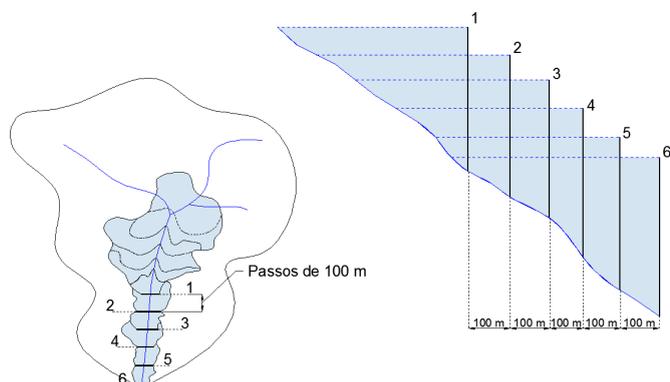


Figura 5 – Estudo de diferentes eixos de barramento em um talvegue

O tamanho das áreas de contribuição também são grandes preocupações no estudo de um aproveitamento hidrelétrico reversível. Os barramentos que possuem áreas de drenagem muito grandes implicam grandes vazões de cheias, que demandam maiores e mais complexas estruturas de vertimento de água e, portanto, mais caras. Nesse contexto, os locais de ravinas secas se enquadram como mais adequados para usinas com ciclo diário ou semanal, uma vez que se localizam em regiões de cabeceiras, portanto, sem delimitar grandes áreas de contribuição. Para usinas com armazenamento e área alagada expressiva, isso nem sempre é possível.

Podem-se definir algumas métricas que limitem estas buscas, como as áreas mínima e máxima de drenagem, a área inundada, o comprimento da crista da barragem e a altura da barragem. Estas duas últimas métricas podem ser substituídas ou complementadas por uma que combine estes dois parâmetros, refletindo o volume da barragem, como o parâmetro “altura ao cubo” ou “altura ao quadrado multiplicada pelo comprimento”, que refletem melhor o volume da barragem. A Equação 3, portanto, pode ser utilizada para determinar o volume da barragem. Recomenda-se adotar alguns parâmetros para se definir métricas e limites iniciais na seleção dos barramentos, limitando inicialmente as buscas, podendo estes serem mudados segundo a realidade que se está trabalhando, notadamente os tipos de ciclo.

$$V_B = \alpha \cdot H^3 \text{ ou } V_B = \beta \cdot H^2 \cdot L \quad (3)$$

Onde: V_B – Volume barragem [m^3]; H – Altura da barragem [m],
 L – Comprimento da barragem [m] e α, β – Parâmetros de proporcionalidade.

A busca dos reservatórios de jusante deve ser posterior aos de montante, pois, levantados os eixos possíveis de montante, restringe-se a busca para os reservatórios de jusante, dada a distância máxima associada à queda. Isto é um refinamento do mapa de quedas potenciais levantado preliminarmente, considerando, agora, somente os pontos de barramento sobre o talvegue. Assim, redefinem-se as áreas factíveis de jusante, de forma semelhante ao que se fez a montante (calcula-se, pixel a pixel, a maior elevação dentro do perímetro circunferencial de 2 a 7 km de raio), buscando sobre as linhas de drenagem ou ravina. Avalia-se também a ocorrência de reservatórios existentes ou planejados. Destaca-se que, usualmente, essas regiões baixas geralmente são bastante planas, o que dificulta atender as restrições impostas, como área inundada e comprimento da barragem.

Definidas as barragens e os reservatórios potenciais de montante e de jusante, passa-se a buscar a combinação dos elementos destes dois conjuntos, considerando métricas excludentes, como a distância em verdadeira grandeza entre os barramentos. Esta é a hipotenusa do triângulo formado pelas quedas e distâncias entre os barramentos (tomando os pontos sobre o talvegue). Outro critério é excluir aqueles pares que têm, simultaneamente, barragens potencialmente mais caras. Uma métrica seria limitar a soma de “altura ao quadrado multiplicada pelo comprimento” das barragens de montante e de jusante. Ainda, os pares de projetos selecionados devem ter seus principais parâmetros revisados, destacando-se as cotas de coroamento dos reservatórios, quedas e os volumes armazenados, permitindo uma melhor estimativa dos custos, que servirão a uma revisão da hierarquização final.

Pode haver casos em que reservatórios de montante potencialmente atrativos não encontrem um par correspondente à jusante. Sugere-se, então, verificar para os 1% melhores reservatórios de montante, selecionados segundo alguma métrica definida (recomenda-se uma equação paramétrica que inclua comprimento da barragem, altura da barragem e área do reservatório), uma alternativa técnica. Recomenda-se, para esses bons reservatórios de montante que não encontrem par a jusante, a utilização dos reservatórios chamados ninhos de peru (*turkey's nest*), para a construção do reservatório inferior. No entanto, ressalta-se que o uso de *turkey's nest* não é recomendado para reservatório de regularização sazonal (que exige grandes volumes armazenados). No caso de uso de reservatórios de jusante já existentes, pode-se encontrar reservatórios de montante adequados. Nestas condições excepcionais, deve-se também analisar o uso de *turkey's nest*.

A barragem deste tipo de reservatório não está assentada em seções predominantes transversais ao talvegue, nem tampouco se escora em ombreiras sadias e próximas. Em verdade, forma um conjunto de diques sequenciados, fechando-se em um formato poligonal, sendo, pois, pouco dependente das condições topográficas. Este lago, dada esta peculiaridade, pode ser localizado o mais perto possível do reservatório de montante, reduzindo o custo da adução, que, de certa forma, pode compensar seu maior custo. Para diminuir a altura dos diques, é comum haver escavação do solo dentro do reservatório, aproveitando o material escavado, quando de qualidade, na construção dos próprios diques. Para fins de prospecção para assentamento destes reservatórios, partindo-se do reservatório de montante, buscam-se as áreas mais próximas localizadas entre as cotas que garantam a queda desejada.

Uma técnica a ser aplicada, proposta pelos autores do presente

trabalho, seria, a partir do ponto de menor distância, ir posicionando barramentos circulares (uma aproximação preliminar para o conjunto poligonal de diques – Figura 6) e estimando o volume total, que poderia ser feito através de um somatório dos “comprimentos de arco de circunferência pelas respectivas alturas nos pontos médios elevado ao quadrado”, conforme a Equação 5. Para tanto, necessita-se partir de um diâmetro inicial, que pode ser estimado como sendo o correspondente ao volume procurado, fixada uma altura média de barragem (30 m). Lançada a barragem circular, calcula-se o volume do reservatório, estimado como sendo o somatório das “áreas dos setores circulares multiplicada pela altura nos pontos médios do respectivo setor da barragem”, conforme a Equação 7.

$$\frac{\theta D}{2} = S \quad (4)$$

$$V_B = \sum (S_i \cdot H_i^2) \quad (5)$$

$$A_i = \left(\frac{\theta \cdot D^2}{8} \right) \quad (6)$$

$$V_R = \sum (A_i \cdot H_i) \quad (7)$$

Onde: V_B – Volume do barramento [m^3]; S_i – Comprimento do arco [m]; H_i – Altura média [m]; D – Diâmetro [m]; A_i – Área do setor [m^2] e V_R – Volume do reservatório [m^3].

Corrige-se o diâmetro partindo-se do inicial, multiplicando-o pelo quadrado da relação “volume desejado dividido pelo volume calculado”. Uma só interação corretiva já é o bastante para o nível de prospecção. A Figura 6 ilustra o processo.

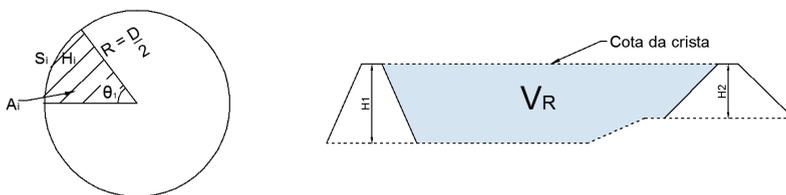


Figura 6 – Esboço de uma barragem de ninho de peru

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 7 ilustra as principais etapas associadas à prospecção de UHRs, sendo as etapas antecedentes e posteriores destacadas na cor laranja.

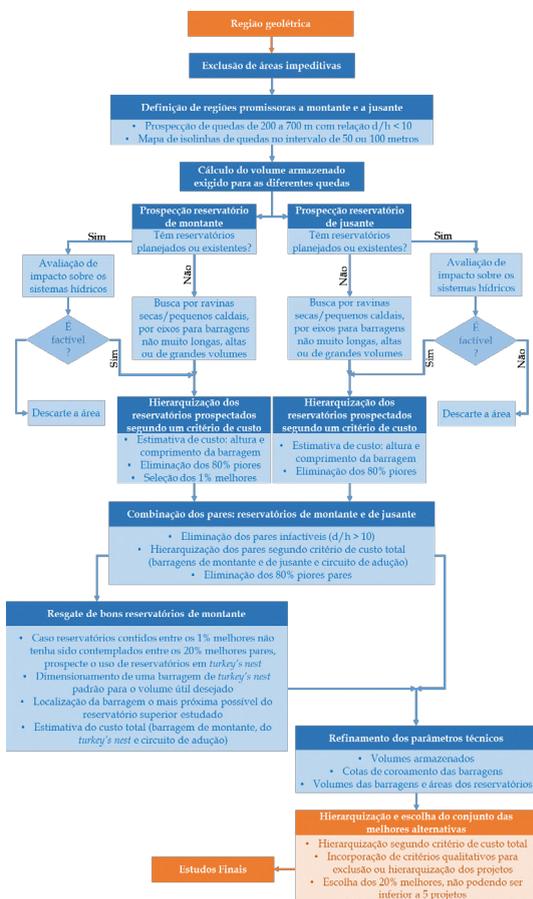


Figura 7 – Etapas associadas à prospecção de UHRs

Ressalta-se que a prospecção apresentada é para uma UHR com reservatórios de montante e jusante capazes de atender a demanda energética de armazenamento especificada em estudos eletroenergéticos que devem ser realizados de forma prévia a aplicação a metodologia apresentada.

Pode-se estabelecer estratégias de prospectar em várias rodadas, sendo que em cada uma destas é definido um volume energético armazenável, partindo-se do volume demandado pelos estudos eletroenergéticos. Por exemplo, busca-se na primeira rodada as melhores alternativas para um volume V_a ; em segunda rodada, buscam-se as melhores alternativas para um volume $V_a/2$; em segunda terceira, caso couber, busca-se as melhores alternativas para um volume $V_a/3$. O conjunto das melhores alternativas constitui-se das melhores alternativas de cada rodada. Isto equivale às alternativas de partição de queda constantes nos inventários de usinas hidrelétricas convencionais, não podendo misturar as alternativas de rodadas diferentes. Pode-se, para evitar um número elevado de alternativas selecionadas, usar um critério semelhante de priorização para escolher as melhores alternativas, lembrando que deve-se buscar armazenamentos totais energéticos semelhantes.

Já na Figura 8 ilustra-se um cenário no qual o reservatório superior não encontrou, nos estudos de prospecção, um par a jusante que respeitasse as restrições definidas na metodologia. Por outro lado, este reservatório se encontra nos 1% melhores estudados a montante. Então, avalia-se a construção de um reservatório *turkey's nest* a jusante. Nesta figura mostram-se quatro opções: o desnível entre reservatório de montante e o reservatório A apresenta uma queda de 500 m, mas a distância entre eles ultrapassa o valor de 5 km, inviabilizando esta alternativa; o Reservatório B também está associado a uma queda de 500 m, mas respeita a distância limite.; a alternativa C é mais econômica em termo de circuito de adução, mas há uma perda significativa de queda bruta (100 m); a opção D apresenta-se como a mais atrativa, pois tem a mesma queda de B, mas tem sistema de adução mais curto, se configurando como a alternativa a ser estudada junto com o reservatório de montante.

Por fim, na Tabela 1 e Tabela 2 se apresentam alguns parâmetros definidos tomando como referência reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos convencionais brasileiros, que são boas indicações para UHRs com tempos de descarga de até 10h.

Tabela 1 – Relação Potência e Área Alagada por reservatório

Potência (P)	Área Alagada (S _R)
Até 10 MW	Menor que 0,1 km ²
10 MW < P < 100 MW	Menor que 0,5 km ²
>100 MW	Menor que 10 km ²

Tabela 2 – Relação Potência, Vazão de Cheia e Área de Drenagem

Potência (P)	Vazão de Cheia (Q _c)	Área de Drenagem (A _d)
Até 10 MW	< 30 m ³ /s	< 30 km ²
10 MW < P < 100 MW	< 70 m ³ /s	< 100 km ²
>100 MW	< 500 m ³ /s	< 300 km ²

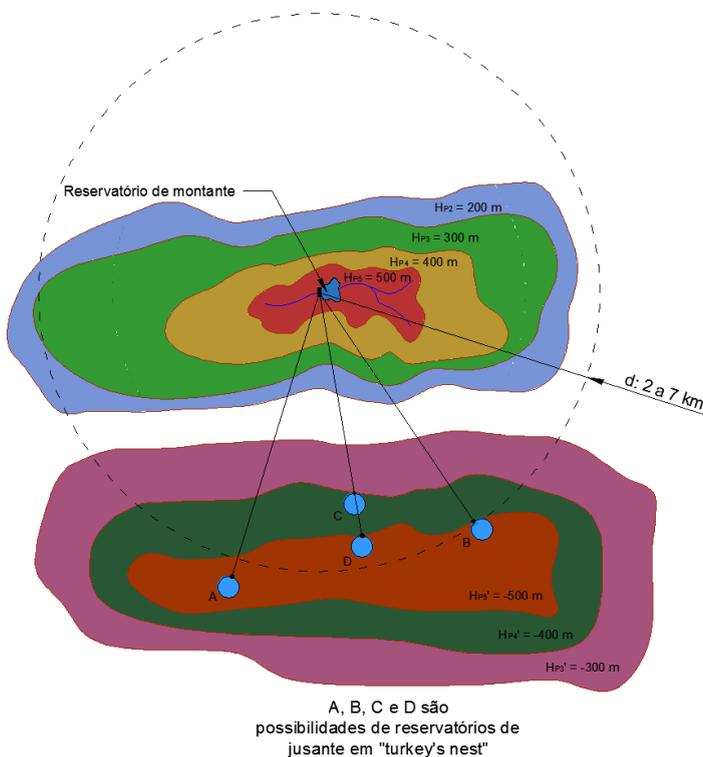


Figura 8 – Prospecção de uma barragem de ninho de peru para o reservatório inferior

Na sequência, apresenta-se o resultado parcial de um estudo de prospecção para uma UHR para atender o sistema elétrico de distribuição associado à SED de Itajubá (MG). Neste estudo, encontrou-se um raio definidor da região geoeletrica de 8 km, e estabeleceram-se os parâmetros definidores da prospecção (Tabela 3), além de considerar preferencialmente a busca em locais de ravina seca e exclusão das áreas impeditivas (áreas urbanas, unidades de conservação ambiental, etc.). Já a Figura 9 ilustra algumas das alternativas prospectadas.

Tabela 3 – Parâmetros definidos

Energia Armazenada (Ea)	55 MWh
Resolução do MDE (SRTM-C)	30 m
Isolinhas de elevação	50 m
Queda Potencial (hp)	200 m
d/h	<10
Distância máxima entre os reservatórios de montante e jusante (d)	<2.000 m
Volume Armazenado (Va)	0,13 hm ³
Volume útil	2/3
Altura mínima do barramento	10 m
Comprimento máximo das barragens	300 m

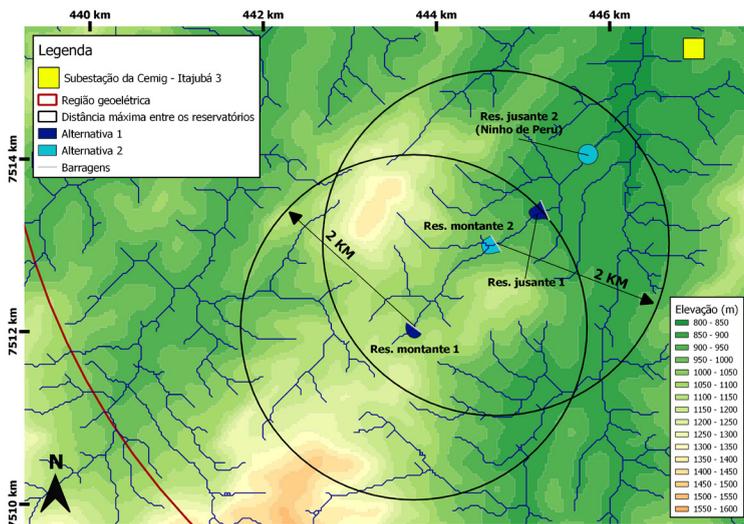


Figura 9 – Alternativas de UHR prospectada

5. CONCLUSÃO

A proposta metodológica considera a utilização de dados secundários e de disponibilização gratuita, como os modelos digitais de elevação do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM-C) de resolução de 30 m e desvio-padrão vertical de 3,33 m, ou as imagens dos satélites da série *Landsat*, visto que a prospecção de alternativas almejada trata-se de um estudo preliminar dos projetos com potencial de UHRs para uma área e para um volume energético demandado predeterminados.

Como pontos de destaque da metodologia proposta pode-se citar: as delimitações impostas à área de estudo, como os aspectos impeditivos socioambientais (área urbana, área de proteção ambiental, entre outros) e o estabelecimento de parâmetros técnicos de busca (desníveis mínimos, distância máxima entre os reservatórios, etc.), visando reduzir o número de alternativas viáveis para estudo posterior. A busca se baseia nos estudos das regiões de montante e jusante, de forma independente, avaliando as áreas com os maiores desníveis, condições de ravinas secas ou de “*turkey’s nest*”, reservatórios já existentes, entre outros aspectos. A seleção dos arranjos mais atrativos se dá segundo o critério de menor custo. Por exemplo, na combinação dos reservatórios de montante e jusante, entre outros critérios, busca pelo arranjo com menor comprimento do circuito de adução.

No estudo de caso apresentado, na Alternativa 1 os reservatórios encontrados possuem (como estimativas preliminares) pequenas áreas alagadas (4,5 ha, considerando os dois reservatórios) e circuito de adução de 1,8 km (em planta). Já para a Alternativa 2, com circuito de adução estimado em 1,4 km, foi considerado o uso de reservatórios ninho de peru para o reservatório de jusante, devido à dificuldade de encontrar regiões que permitissem o barramento do talvegue sem grandes áreas alagadas associadas.

Como a metodologia proposta se baseia fortemente no volume energético demandado, a prospecção independe dos diferentes tipos de ciclos que a UHR pode operar: diário, semanal, sazonal ou intermitente. No estudo de caso, a UHR foi dimensionada para operar com ciclo diário, atendendo as demandas de ponta.

Ressalta-se que a metodologia proposta faz o uso de dados secundários, sendo necessário que, após a seleção das alternativas mais atrativas, seja realizado um refinamento dos dados para um melhor detalhamento do projeto e sequência dos estudos de implantação da UHR.

Por fim, destaca-se que a metodologia apresenta uma estratégia de prospecção que não se baseia meramente na otimização, mas sim buscando uma solução robusta em termos de engenharia, pois, desde seu início, são descartados elementos (reservatórios e sistemas

de adução) potencialmente custosos ou inviáveis tecnicamente e ambientalmente. Ademais, os valores indicados para as faixas apresentadas visam reduzir o número de alternativas a serem exploradas, não tendo caráter rígido, recomendando-se que o desenvolvedor adeque a sua realidade.

Nota: Esta metodologia foi desenvolvida no âmbito do Projeto de P&D ANEEL “Desenvolvimento e Aplicação de um Manual de Referência para Projetos de Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, proposto pela State Grid Brazil Holding, e desenvolvido pelo Gesel, Thymos Energia e Power China (atualmente em andamento).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, H.; et al. A GIS model for exploring the water pumped storage locations using remote sensing data. *The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Sciences*, 2021.

BRASIL. Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR). Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia: Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

_____. Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas/ Ministério das Minas e Energia, CEPEL,2007.

HAAS, J.; et al. Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. *Renewable Energy*, 2022.

LU, B.; et al. Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage. *Applied Energy*, 2018.

SCHREIBER, G. Usinas hidrelétricas, 1978.

ENERGY EFFICIENCY LEGISLATION IN BRAZIL TOWARDS NET ZERO EMISSIONS: PROJECTIONS AND PROPOSITIONS FOR SÃO PAULO STATE

Stella Sousa¹
Ana Julieth Calderón Márquez¹
Sergio Valdir Bajay¹

¹*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.768

ABSTRACT

Currently, countries worldwide are debating their strategies to achieve net-zero emissions by 2050. The International Energy Agency (IEA) has called energy efficiency (EE) the “first fuel,” the most cost-effective way to reverse this unprecedented challenge and provide significant benefits to society. In this sense, a proposal for the Brazilian Ten Years Energy Efficiency Plan (PDEf) was launched in 2020, which brings actions and goals for the year 2030 on EE at federal government level, aiming to generate lower energy intensities in the country. Looking to establish a further disaggregation level of the energy conservation policies portfolio, this paper intends to go to the state government level, taking the state of São Paulo as a case study. The aim is to make projections of electricity and fuel savings in relevant sectors for the year 2030 and propose adjustments in public policies. As results, electricity savings of 11,171.46 GWh and fuel savings of 7,486.74 ktoe are expected by 2030. These values represent 5,1% of the electric energy consumption and 11% of the fuel consumption projected for São Paulo in 2030.

Keywords: Paris Agreement; Energy efficiency policies; Energy conservation; Energy savings.

RESUMO

Atualmente, países em todo o mundo estão debatendo suas estratégias para atingir emissões líquidas zero até 2050. A Agência Internacional de Energia (AIE) chamou a eficiência energética (EE) de “primeiro combustível”, a maneira mais econômica de reverter esse desafio sem precedentes e fornecer benefícios significativos para a sociedade. Nesse sentido, foi lançada em 2020 a proposta do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf) do Brasil, que traz ações e metas para o

ano de 2030 sobre EE no âmbito do governo federal, visando gerar menores intensidades energéticas no país. Buscando estabelecer um maior nível de desagregação do portfólio de políticas de conservação de energia, este trabalho pretende ir para o nível do governo estadual, tomando o estado de São Paulo como estudo de caso. O objetivo é fazer projeções de economia de energia elétrica e combustível em setores relevantes para o ano de 2030, e propor ajustes nas políticas públicas. Como resultados, espera-se uma economia de energia elétrica de 11.171,46 GWh e economia de combustível de 7.486,74 ktep até 2030. Esses valores representam 5,1% do consumo de energia elétrica e 11% do consumo de combustível projetado para São Paulo em 2030.

Palavras-chave: Acordo de Paris; Políticas de eficiência energética; Conservação de energia; Economia de energia.

1. INTRODUCTION

The International Energy Agency reports that the energy sector is responsible for approximately 75% of the total global emissions (IEA, 2021a). It has been debated since before the Paris Agreement on climate change that it is necessary to transform this sector in order to face the climate crisis. The goal that the Agreement signatory countries are discussing and committing to is to reach zero liquid emissions by 2050, for which one of the paths is to create strategies in terms of energy efficiency (IEA, 2021b).

Brazil is one of the leading countries in energy terms. In 2020, the country was the 6th world's largest energy consumer (286 Mtoe) (ENERDATA, 2020). Despite the significant presence of renewable sources in the Brazilian supply of energy, one of the most important challenges is the growing trend of greenhouse gases (GHG) emissions in the country (LIN et al., 2017).

The National Energy Plan (PNE) deals with long-term energy planning in Brazil. EE strategies are consolidated in the National Energy Efficiency Plan (PNEf) within this horizon. On the other hand, the National Ten Years Energy Plan (PDE) will drive investments in production and consumption, linking the trends observed for the national energy supply and demand, and PNE's energy forecasting scenarios. In 2021, a proposal for the Ten Years Energy Efficiency Plan (PDEf) was published, a stage in the PDE preparation concerning actions to generate lower energy intensities (ELETROBRAS, 2021).

The PDEf provides a portfolio of EE actions for the main components of the country's economy: buildings, transportation, industry, public services, and agriculture, at the federal government level. Aiming at creating a further level of disaggregation of the energy conservation policies portfolio proposed in PDEf, this paper addresses

the state government level. Forecasts of electricity and fuel savings for the year 2030 are carried out in the paper, together with proposals of adjustments in public policies, taking the state of Sao Paulo as a case study.

2. METHODS

Table 1 summarizes the main socioeconomic and energy data for the state of São Paulo in 2019, which is the most populous in Brazil, home to approximately 22% of the national population. The state also has the highest GDP among all Brazilian states - 33% of the national GDP (SÃO PAULO, 2021a).

Table 1 – São Paulo state's socioeconomic and energy data in 2019

General data	2019
State area	248,222 km ²
Total population	44,315,000
Demographic density	178.53 hab./km ²
Total households	15,108,000
Gross Domestic Product - GDP	R\$ 2,388,247,000,000.00
Electricity generation capacity	26,898 MW
Electricity production	67,942 GWh
Electricity consumption	151,120 GWh
Final energy consumption	70,116,000 toe
Total energy intensity	0.072 toe/1000 R\$ of 2005
Final energy consumption per capita	1.509 toe/hab.
CO ₂ emissions per inhabitant	1.614 tCO ₂ /hab.

To begin with, a qualitative analysis of EE legislation in Brazil and specifically in the Sao Paulo state was carried out.

Then, a quantitative analysis provided the energy demand forecasts for the main components of the state of São Paulo economy, based on the corresponding forecasts of the PDEf proposal (ELETROBRAS, 2021). A fixed ratio between the state and the national energy consumptions in each of these economy components was assumed. The 2030 energy demand forecasts for the state also assume that the regional distribution of the population and energy consumption in each of these economy components will not suffer significant changes.

2.1. Data Collection and Analysis

Legislation data on EE in Brazil and São Paulo were collected from May to July 2021. The collected legislation, reports, and papers were mainly available online from government agencies, legislative branches, and related energy institutions. On the other hand, the data on energy and electricity consumption in the state of São Paulo were obtained from BEESP 2021 (SÃO PAULO, 2021a), while the corresponding data at the national level were collected from BEN 2020 (EPE, 2020) and PDE 2030 (EPE, 2021b).

The data analysis was carried out in two stages, considering different assumptions. First, energy consumption and EE forecasts for 2030 for the state of São Paulo were made based on the PDE 2030 (EPE, 2021b), with the impacts of the Covid-19 pandemic on the economy duly incorporated. For the second stage, such forecasts were obtained as shares of the forecasts presented at the PDEf proposal. These forecasts also took into account the main mechanisms and policies identified at the state level, from state level studies. Whenever necessary, modifications considering the Covid-19 impacts were made. Some EE forecasts use annual growth rates based on similar EE programs in other countries, or through empirical observations.

2.2 General information on PDE 2030

The PDE plan is prepared annually by the Energy Research Office (EPE) and the Ministry of Mines and Energy (MME). The main objective of the plan is to indicate the perspectives, under the government's view, of the energy sector expansion within the horizon of ten years, in an integrated approach for the several sources of energy. PDE 2030 started in March 2020 and it was concluded in December 2020. This plan explored the economic recovery uncertainties due to the Covid-19 pandemic and its impacts on planning. In PDE 2030's Chapter 9, conserved energy forecasts are presented, as differences between the forecasts not considering the expected EE gains, and the forecasts not taking into account them.

The state of São Paulo was responsible for 27.7% of the country's electricity consumption (151,120 GWh) and 25.42% of fuel consumption (50,396.103 toe) in 2019 (SÃO PAULO, 2021a). These percentages were applied to the PDE's forecasts producing the state of São Paulo electricity, fuels and energy savings forecasts shown in Table 2.

It should be pointed out that this paper, unlike the PDE 2030, does not include forecasts of the following Distributed Energy Resources: solar thermal energy for the residential sector, micro and mini distributed generation, and the self-production of energy not injec-

ted into the grid. PDE 2030's fuel savings forecasts do not consider fuel savings in the residential sector. The plan assesses EE gains in electricity consumption in the services, transportation, residential, industrial, and agricultural sectors.

Table 2 - Forecasts of savings in electricity and fuel consumptions in the state of São Paulo based on PDE 2030

Electricity (GWh)	2019	2025	2030
Electricity consumption without conservation measures (EC)	151,120	181,347	220,169
Electricity consumption with conservation measures	151,120	177,146	210,937
Electricity savings (ES)	0	4,201	9,232
(ES/EC) %	0.00%	2.32%	4.19%
Fuels (x1000 toe)	2019	2025	2030
Fuel consumption without conservation measures (FC)	50,396	56,844	65,872
Fuel consumption with conservation measures	50,396	55,221	62,186
Fuel savings (FS)	0	1,623	3,685
(FS/FC) %	0.00%	2.86%	5.59%

2.3 Assumptions regarding the PDEf

This paper, as well as the PDEf, addresses the following branches of the economy: (i) residential, commercial, and public buildings; (ii) industry (not including the energy sector); (iii) transportation; and (iv) services (only public lighting and sanitation). Regarding EE, unlike other energy studies, the energy sector is not considered within the industry. All energy savings growth assumptions for programs at the federal level adopted in the PDEf were considered in the paper.

For the public sector and buildings, in which only electricity savings were considered, the forecasts for the state of São Paulo were obtained multiplying the PDEf forecasts for Brazil by 0.277, which was the share of the state's electricity consumption in the country's electricity consumption in 2019. For the other three sectors, energy consumption data by sector from BEESP 2021 (SÃO PAULO, 2021a), at the state level, and from BEN 2020 (EPE, 2020), at the country level, were used to calculate the rates applied to the PDEf forecasts. For the transportation sector, the adopted rate was 28%, which was the share of the state of São Paulo (SÃO PAULO, 2021a) in the energy consumption of the transportation sector in Brazil (EPE, 2020). The share of electricity consumption by industries in the state of São Paulo was 31.18% of the corresponding consumption in the country in 2019. Therefore, this was

the rate used to forecast electricity savings for this sector in the state. The state's industrial sector consumed 39.31% of the total fuel consumption in the Brazilian industry in 2019; this rate was used to forecast fuel savings in the state industry. The agricultural sector in São Paulo's was responsible for 11.65% of the country's electricity consumption in this sector and 4.3% of its fuel consumption in 2019; so, these rates were employed to forecast electricity and fuel consumption in this sector at the state level.

The PDEf divides programs and mechanisms into two groups: (1) current programs and respective enhancements, which were presented in Chapter 2 of the report, and (2) additional energy efficiency policies and mechanisms, which were proposed in Chapter 3. The proposed EE actions in the Plan were classified as impact actions and structuring actions. Impact actions are those activities that will directly contribute to create an energy efficiency market (with direct energy benefits of energy in Wh or avoided Joules, for example). The structuring actions remove barriers for the attainment of the impact actions results and allow the implementation of energy efficiency projects that are not economically attractive to the market, such as qualification courses. Some of the structuring actions proposed in the PDEf for all branches of the economy are: (i) Integrated information system on energy efficiency; (ii) Digital energy efficiency; and (iii) Incentive program for energy management systems. A program to boost digitalization in buildings and the setting-up of digital systems aimed at energy efficiency in transportation are also structuring actions proposed in the PDEf. The operationalization of a national program for the efficient use of oil products, natural gas and biofuels is a structuring action proposed for the transportation sector. The PDEf proposes some obligations, as structuring actions, for energy-intensive industries, such as the requirement of energy managers in each plant, and the provision of regular energy audits and energy consumption reports by all of these plants. A National Program for Energy Efficiency in Rural Areas is a structuring action proposed for the agricultural sector.

Table 3 presents the current programs and policies (CPP) by sector, while Table 4 shows the additional policies and mechanisms (APM) proposed in the PDEf (ELETROBRAS, 2021).

Table 3 - Current energy efficiency programs and policies at the federal government level

Current programs and policies (CPP)	Branches of the economy							
	Public sector		Buildings		Transportation		Industry	Agriculture
	Public lighting	Sanitation	Commercial and public	Residential	Passengers	Cargo		
Energy Efficiency Law (LEE) and its regulations (since 2001)			X	X			X	X
Brazilian Labelling Program (PBE) (since 1984)	X	X	X	X			X	X
Electricity Efficient Cities Network (RCE) (since 1998)	X	X						
National Electric Energy Conservation Program (Procel) (since 1985)	X	NA ¹	X	X			X	X
National Program for the Rationalization of the Use of Petroleum and Natural Gas Products (Conpet) (since 1991)			NA	NA	NA	NA	NA	NA
Energy Efficiency Program (PEE/ANEEL), Law no. 9.991/2.000	X	X	X	X			X	X
Brazilian Vehicle Labelling Program (PBEV)					X	X		
Other government programs and policies affecting energy efficiency								
Renovabio								X
Actions within the scope of Embrapa								X
Rural credit								X
Rota 2030					X	X		
Energy Efficiency in Urban Mobility (EEMU)					X	X		
National Logistics Plan (PNL)						X		

¹ Information was not available.

Table 4 - Additional energy efficiency policies and mechanisms at the federal government level

Additional policies and mechanisms (APM)	Economy Branches							
	Public sector		Buildings		Transportation		Industry	Agriculture
	Public lighting	Sanitation	Commercial and public	Residential	Passengers	Cargo		
Energy efficiency auctions	X	X					X	X
Equipment, engines and pumps labelling and certification		X				X	X	X
Minimum level of energy efficiency for equipment		X					X	X
Market for energy efficiency certificates (white certificates)							X	X
Institutional instruments for promoting energy efficiency in the public sector: public-private partnerships and performance contracts (ESCOS)	X	X						
Energy performance certificate for real estate transaction (CDE)			X	X				
Energy efficiency program in the use of natural gas in buildings (PEEUGN)			X	X				
Cogeneration promotion mechanisms (MFC)			X					
Inclusion of energy efficiency clauses in public transport service concessions					X			
Program to support the expansion of light electric vehicles					X			
Program to encourage the electrification of light trucks and buses					X	X		
Promoting the use of more efficient fuels for passenger transport					X			
Integrated optimization of the operation of hydro power stations reservoirs to enable/encourage waterway transportation						X		
Program aimed at streamlining municipal public service routes						X		
Voluntary agreements and energy efficiency networks (AV/REE)							X	
Mandatory energy efficiency targets (MM) for energy-intensive industries							X	

3. RESULTS AND DISCUSSION

3.1. Public policies in São Paulo state concerning EE

Currently, cross-cutting EE mechanisms at the state government

level refer mainly to promoting scientific research and providing credit lines to develop EE projects (SÃO PAULO, 2012; 2019). The envisaged EE mechanisms of each sector of the state were compiled mainly from the São Paulo Energy Plan - PPE 2020 (SÃO PAULO, 2012) and the Energy Matrix SP 2035 (SÃO PAULO, 2011).

The envisaged state government policies and mechanisms, presented in Table 5, can be summarized as follows: 1) for the public sector and buildings, the focus is, in addition to implementing existing federal mechanisms, such as Procel programs, promoting energy management actions, public-private partnerships and performance contracts (ESCOs), tax incentives, public purchases with EE requirements, and the introduction of EE requirements in buildings codes; 2) in the transportation sector, the most significant initiatives are the São Paulo State Vehicle Pollution Control Plan (PCPV), which proposes actions to reduce vehicle emissions and fuel consumption, the optimization of the passengers and cargo transportation, which includes the expansion of the metropolitan subway and train networks and other projects to replace less efficient modes of transportation (São Paulo, 2021b) and 3) in the industrial sector, the mechanism called “EE in the industry,” which focuses on electricity consumption stands out (São Paulo, 2011). Other envisaged measures for this sector are the creation of a “Market of Conserved Energy Certificates” and tax policies. In addition, there are also structuring actions, such as disseminating knowledge about EE, through educational campaigns, EE courses in schools and universities and technical training projects.

Table 5 – Envisaged policies and mechanisms of the São Paulo state government

	Economy Branches							
	Public sector		Buildings		Transportation		Industry	Agriculture
	Public lighting	Sanitation	Commercial and public	Residential	Passengers	Cargo		
Efficiency in public lighting	X							
Public-private partnerships and performance contracts (ESCOS)			NA					
Integrated energy efficiency Program (PIEE): energy management actions			X					

Table 5 – Envisaged policies and mechanisms of the São Paulo state government (cont.)

	Economy Branches							
	Public sector		Buildings		Transportation		Industry	Agriculture
	Public lighting	Sanitation	Commercial and public	Residential	Passengers	Cargo		
Decree no. 45.643/2001: public purchases of more efficient light bulbs			NA					
Introduction of energy efficiency requirements in building codes.			NA	NA				
Tax incentives, such as green IPTU			NA	NA				
Efficiency in electricity consumption in several end uses in industry							X	
Energy efficiency plans with targets; credit lines; tax exemption on the use of certain fuels; conserved energy certificate markets							X	
Expansion of subways and metropolitan train networks and other projects to replace less efficient modes of transport.					X	X		
Expansion and modernization of the São Paulo Metropolitan Trains Company (CPTM) network.					X	X		
Expansion of the use of the waterway modal, with the elimination of bottlenecks in the Tietê-Paraná Waterway and upgrades in intermodal connections					X	X		
Creation of the Multimodal Transport Operator (OTM).						X		
Creation of a state program to control the smoke emissions of the circulating diesel fleet						X		
Implementation of a truck fleet renewal program						X		

3.2. Forecasts

According to the forecasts described in this paper, it is estimated that 11,171.46 GWh of electricity and 7486.74 ktoe of fuel could be saved in the state of São Paulo in 2030. These values represent, respectively, 5.1% of the electric energy consumption projected for São Paulo in 2030 and 11% of the fuel consumption. As shown in Table 6, the industrial sector has the greatest potential for electricity savings (51% of the total electricity savings), followed by the residential sector (26%) and the commercial and public sector (19%). In terms of fuel economy, the transportation of passengers has the greatest potential

(41% of the total fuel savings), followed by the industrial sector (38%) and transportation of cargo (21%). From the perspective of total energy savings, the industrial sector is the first (39.2% of the total energy savings), followed by the passenger (36.4%) and cargo (18.6%) transportations.

Table 6 - Forecasts of energy savings in the state of São Paulo, by sector, in 2030

Sector	Electric energy savings (GWh)	Fuel savings (103 toe)
Agriculture	248.46	16.79
Public Lighting	228.96	0.00
Sanitation	36.68	0.00
Residential	2921.48	0.00
Commercial and Public	2075.03	0.00
Industry	5660.85	2826.73
Transportation of passengers	0.00	3071.01
Transportation of cargo	0.00	1572.22
Total	11171.46 GWh	7486.75 ktoc

The forecasts of electricity savings year by year and by sector are presented in Table 7 and Figure 1, while in Table 8 and Figure 2 there are the forecasts for fuel savings.

Table 7 - Forecasts of electricity savings by sector, in GWh, in the state of São Paulo

Year	Agriculture	Public sector		Buildings		Industrial sector
		Public Lighting	Sanitation	Residential	Commercial and Public	
2020	32.29	90.34	4.11	101.38	1515.79	872.79
2021	49.75	95.62	4.17	198.89	1561.24	1254.69
2022	68.51	101.20	4.23	331.29	1608.09	1654.82
2023	87.87	129.28	8.10	499.43	1690.97	2093.17
2024	108.60	135.55	8.22	720.20	1740.64	2550.43
2025	129.98	183.75	36.04	999.69	1795.04	3025.06
2026	153.05	193.56	36.17	1308.55	1847.80	3498.39
2027	176.56	201.02	36.29	1658.40	1902.26	3990.39

Table 7 - Forecasts of electricity savings by sector, in GWh, in the state of São Paulo (cont.)

Year	Agriculture	Public sector		Buildings		Industrial sector
		Public Lighting	Sanitation	Residential	Commercial and Public	
2028	202.43	211.70	36.42	2021.55	1958.13	4505.47
2029	224.26	220.07	36.55	2429.01	2015.98	5049.57
2030	248.46	228.96	36.68	2921.48	2075.03	5660.85

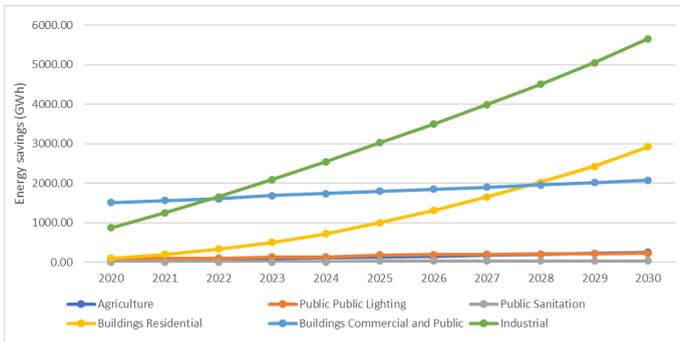


Figure 1 - Forecasts of electricity savings by sector in the state of São Paulo

Table 8 - Forecasts of fuel savings by sector, in 1,000 toe, in the state of São Paulo

Year	Agriculture	Industrial sector	Transportation	
			Passengers	Cargo
2020	2.72	585.30	140.71	213.57
2021	3.84	771.61	333.51	303.23
2022	5.10	966.47	571.51	403.25
2023	6.32	1169.12	835.22	517.93
2024	7.67	1374.89	1082.20	650.52
2025	9.02	1591.29	1353.87	800.19
2026	10.54	1815.20	1651.22	953.51

Table 8 - Forecasts of fuel savings by sector, in 1,000 toe, in the state of São Paulo (cont.)

Year	Agriculture	Industrial sector	Transportation	
			Passengers	Cargo
2027	11.99	2047.85	1967.49	1093.21
2028	13.57	2290.07	2307.61	1239.30
2029	15.09	2543.47	2665.19	1397.58
2030	16.79	2826.73	3071.01	1572.22

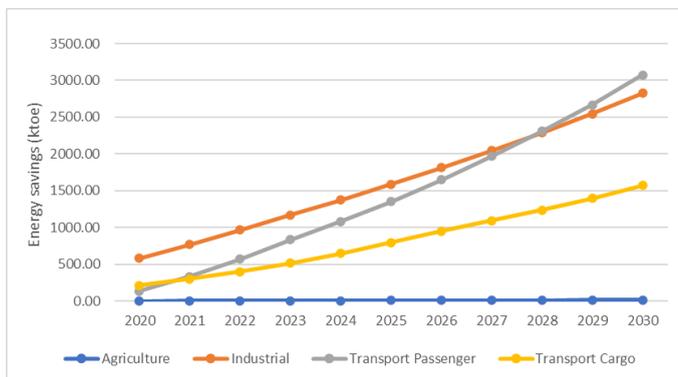


Figure 2 - Forecasts of fuel savings by sector in the state of São Paulo

Tables 9 and 10 and Figures 3 and 4 illustrate all sector's forecasts divided into three groups of actions: Current Programs and Policies (CPP); Additional Programs and Mechanisms (APM); and São Paulo government's Programs and Policies, which refers to existing and envisaged policies at the state level. Part of the savings come from Autonomous Actions, which are initiatives of the agents directly involved (owners and managers of companies and institutions).

Table 9 - Electricity savings forecasts for the state of São Paulo, year by year, in GWh, for all sectors, by type of actions

Year	Electricity savings (GWh)					Current programs and policies (CPP)					Additional programs and mechanisms (APM)			
	Total	Autonomous actions	CPP	APM	São Paulo government's envisaged programs and policies	LEE	PBE	Procel	PEE	Other government programs and policies	Auctions	Labeling	Minimum energy performance Standards (MEPS)	Additional policies and mechanisms in some sectors
2020	2616.81	351.34	1988.33	0.00	277.13	262.28	465.39	1214.04	42.21	4.40	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	3164.53	778.65	2093.94	0.00	291.94	269.42	478.52	1294.55	44.67	6.78	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	3768.43	1254.87	2206.00	0.00	307.55	276.84	491.98	1380.48	47.35	9.34	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	4508.92	1803.63	2359.08	22.20	324.00	341.17	519.65	1432.23	54.05	11.98	0.00	0.01	0.03	22.16
2024	5263.83	2067.22	2506.61	348.65	341.34	349.64	533.82	1551.03	57.31	14.81	251.31	0.01	0.03	97.30
2025	6169.68	980.37	2652.38	2177.31	359.62	358.14	548.61	1667.03	60.87	17.72	783.65	28.07	0.03	1365.56
2026	7037.45	1548.55	2802.95	2307.06	378.88	366.92	563.74	1786.66	64.76	20.87	795.39	33.05	0.03	1478.58
2027	7964.96	2221.80	2985.60	2358.37	399.19	376.27	579.48	1936.74	69.02	24.08	806.94	38.13	0.03	1513.27
2028	8936.11	2858.30	3163.37	2493.84	420.59	385.65	595.57	2080.88	73.67	27.60	819.96	43.72	0.03	1630.14
2029	9975.41	3628.88	3349.54	2553.84	443.15	395.31	612.00	2232.39	78.76	31.07	834.21	48.31	0.03	1671.29
2030	11171.46	4530.12	3558.32	2616.09	466.94	405.23	628.92	2404.87	84.33	34.96	848.74	53.39	0.03	1713.94

Table 10 - Fuel savings forecasts for the state of São Paulo, in 1,000 toe, year by year, for all sectors, by type of actions

Year	Fuel savings (1,000 toe)					Current programs and policies (CPP)					Additional programs and mechanisms (APM)			
	Total	Autonomous actions	CPP	APM	São Paulo government's envisaged programs and policies	LEE	PBEV	Procel	Compet	Other government programs and policies	Auctions	Labeling	MEPS	Additional policies and mechanisms in some sectors
2020	942.31	303.86	106.60	0.00	531.85	0.00	14.97	9.04	0.00	82.58	0.00	0.00	0.00	0.00
2021	1412.20	472.68	268.04	0.00	671.48	0.00	39.32	13.76	0.00	214.96	0.00	0.00	0.00	0.00
2022	1946.32	649.09	485.39	0.00	811.85	0.00	71.81	18.87	0.00	394.71	0.00	0.00	0.00	0.00
2023	2528.88	831.75	456.84	287.29	952.99	0.00	119.10	24.77	0.00	312.97	0.00	0.00	0.00	287.29
2024	3115.06	934.37	622.78	462.95	1094.95	0.00	158.97	38.92	0.00	424.90	45.05	0.00	0.00	417.90
2025	3754.80	464.95	808.62	1243.47	1237.76	0.00	204.81	46.78	0.00	557.03	229.82	1.95	0.00	1011.70
2026	4429.73	617.78	1010.22	1420.28	1381.46	0.00	255.60	54.64	0.00	699.98	234.63	2.28	0.00	1183.37
2027	5120.82	797.63	1226.19	1570.90	1526.10	0.00	308.56	71.54	0.00	846.08	239.71	2.59	0.00	1328.60
2028	5850.37	964.47	1451.33	1762.85	1671.72	0.00	366.39	80.98	0.00	1003.96	244.78	2.93	0.00	1515.14
2029	6620.35	1169.07	1694.68	1938.24	1818.36	0.00	428.45	91.20	0.00	1175.02	250.10	3.25	0.00	1684.89
2030	7486.74	1400.86	1979.03	2140.77	1966.09	0.00	501.03	102.71	0.00	1375.29	255.53	3.61	0.00	1881.63

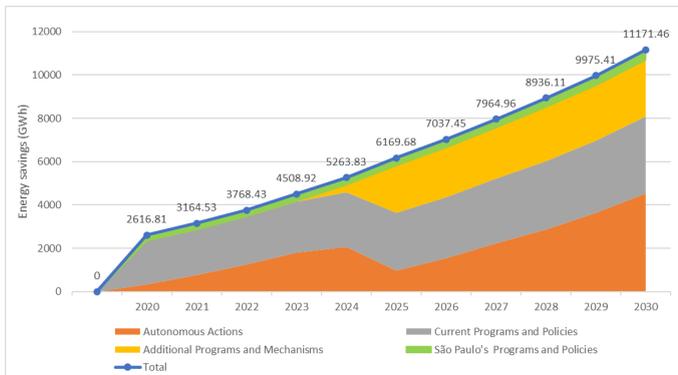


Figure 3 - Electricity savings forecasts for the state of São Paulo, year by year, for all sectors, by type of actions

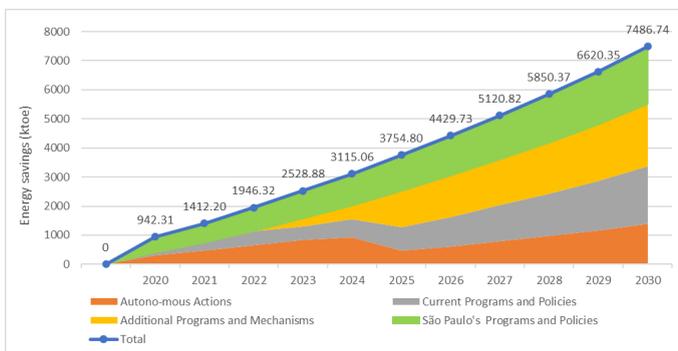


Figure 4 - Fuel savings forecasts for the state of São Paulo, year by year, for all sectors, by type of actions

4. POLICY PROPOSITIONS AND FINAL CONSIDERATIONS

This paper took into account the existing and envisaged policies and mechanisms at the federal government and state government levels related to the promotion of energy efficiency in order to produce forecasts up to the year 2030 in the state of São Paulo. According to these forecasts, electricity savings of 11,171.46 GWh and fuel savings of 7,486.74 ktoe are expected by 2030. These values represent 5.1% of the electric energy consumption and 11% of the fuel consumption projected for São Paulo in 2030. It was found that these energy savings

rates are higher than those estimated from the PDE 2030 forecasts, which are 4.19% for electricity savings and 5.59% for fuel savings (shown in Table 2). These differences occur because the forecasts based on the PDEf take into account several envisaged new actions, which are not considered in the forecasts based on PDE 2030.

Since the sectors with the most significant potential for energy savings in São Paulo are the industrial and the transportation sectors (passengers), this paper proposes additional approaches to promote EE in these sectors. Concerning the transportation sector, the first proposal is called “Vehicular EE”, which is a program that was introduced in the European Union in 2009. This program sets sequential goals that facilitate the adaptation of the automotive industry concerning GHG emissions and energy consumption. Companies that do not comply with the stipulated limits must pay a “premium” corresponding to the remaining amount to fulfill their objectives. Another measure adopted in several European countries refer to tax incentives that can impact the ownership levels of vehicles, annual mileage traveled and specific energy consumption of each vehicle (MARIANO, 2014). Finally, for the industrial sector, regular energy audits, even in companies not having energy management systems, have been a successful instrument in several countries. They have been used to identify energy conservation opportunities, quantify the energy and cost reductions savings, and inform the managers of the companies about possible profitable actions producing energy and cost savings (ANDREI et al., 2021).

REFERENCES

ANDREI, M. et al. Decarbonization of industry: Guidelines towards a harmonized energy efficiency policy program impact evaluation methodology. 2021

ELETRONBRAS. Proposta do Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf). 2021. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/PlanoDecenalEficienciaEnergetica.aspx>> Acesso: 03 maio 2022.

ENERDATA. Total Energy Consumption. 2020. Disponível em: <<https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>> Acesso: 03 maio 2022

EPE. Balanço Energético Nacional 2020. 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>> Acesso: 03 maio 2022

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. 2021b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>> Acesso: 03 maio 2022

IEA. Net zero by 2050 plan for energy sector is coming. 2021a. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/net-zero-by-2050-plan-for-energy-sector-is-coming>> Acesso: 03 maio 2022

IEA. How Energy Efficiency Will Power Net-Zero Climate Goals. 2021b. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/how-energy-efficiency-will-power-net-zero-climate-goals>> Acesso: 03 maio 2022

LIN, B., et al. A. Brazilian energy efficiency and energy substitution: A road to cleaner national energy system. 2017

MARIANO, J. B. “Eficiência Energética no setor de transportes da União Europeia”. 2014

SÃO PAULO (Estado). Governo de SP destina R\$ 100 milhões para projetos de pesquisas científicas. 2019. Disponível em: <<https://www.saopaulo.sp.gov.br/sala-de-imprensa/release/governo-de-sp-destina-r-100-milhoes-para-projetos-de-pesquisas-cientificas/>> Acesso: 30 fev. 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Energia. Matriz Energética do Estado de São Paulo 2035. 2011. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2011/03/09/matriz-energetica-do-estado-de-sao-paulo-2035/>> Acesso: 15 jun. 2021

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Energia. PPE 2020 - Plano Paulista de Energia. 2012. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/proclima/2012/05/09/ppe-2020-plano-paulista-de-energia/>> Acesso: 12 maio 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Infraestrutura e Meio Ambiente, Cetesb. PCPV - Plano de Controle de Poluição Veicular 2020 – 2022. 2021b. Disponível em: <<https://cetesb.sp.gov.br/veicular/wp-content/uploads/sites/6/2021/01/PCPV-Plano-de-Control-de-Poluicao-Veicular-do-Estado-de-Sao-Paulo-2020-2022.pdf>> Acesso: 03 maio 2022

SÃO PAULO (Estado). Sec. de Infraestrutura e Meio Ambiente. Balanço Energético do Estado de São Paulo 2021. 2021a. Disponível em: <<https://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/Biblio-Virtual/diversos/BalancoEnergetico.pdf>> Acesso: 03 maio 2022

APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DE RESÍDUOS SÓLIDOS URBANOS: COMPARAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS COM A DISPOSIÇÃO EM ATERRO SANITÁRIO E A GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE GÁS NATURAL

Laurene Desclaux

¹Universidade Federal do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.758

RESUMO

O aproveitamento energético de resíduos por meio de incineração é uma tecnologia com eficiência comprovada, que permite o aproveitamento de uma grande variedade de resíduos, incluindo plásticos não recicláveis, e a produção não intermitente de eletricidade e calor, de forma descentralizada. Este trabalho apresenta os impactos ambientais provocados pelo aproveitamento energético por incineração de RSU e propõe uma comparação simples com os impactos do descarte desses resíduos em aterros sanitários e pela geração de energia elétrica de fonte fóssil, em termos de consumo de recursos e geração de resíduos e poluentes.

Palavras-chave: Aproveitamento energético de resíduos; Impactos ambientais.

ABSTRACT

Energy production by incineration of urban waste is a proven technology which allows the valorization of a large range of residues, including non-recyclable plastics, and generation of firm, decentralized electricity and heat. This study presents the environmental impacts generated by a Waste-to-Energy project and a comparison with disposal in landfill and the generation of fossil-based electricity, in terms of resources consumption and pollution.

Keywords: Waste to Energy; Environmental impacts.

1. INTRODUÇÃO

No contexto da crise ecológica e climática atual, é necessário desenvolver tanto a produção de energia de fontes limpas, quanto o tratamento de resíduos por meio de reuso, reciclagem e valorização. O aproveitamento energético de resíduos aparece, portanto, como uma solução tanto para a produção de energia sem mineração ou exploração de terras, quanto para a redução do impacto ambiental. A incineração de resíduos com geração de energia é uma tecnologia comprovada que permite o aproveitamento de uma grande variedade de resíduos e a produção de eletricidade e calor não intermitentes de forma descentralizada (THEMELIS et al., 2015). Não existem ainda no Brasil usinas de incineração de resíduos sólidos urbanos (RSU) com recuperação energética (chamadas URE – Usinas de Recuperação Energética), mas algumas encontram-se em licenciamento ambiental e a URE Barueri venceu o Leilão de Energia Nova A-5 2021, garantindo a sua viabilização graças à contratos de venda de energia para distribuidoras em um prazo de 20 anos¹.

Essa tecnologia encontra fortes oposições da sociedade em razão de uma percepção que é poluente e danosa para a saúde humana (HE e LIN, 2019). As emissões da combustão de resíduos contêm gases de efeito estufa (GEE) e compostos tóxicos que devem ser tratados. As cinzas do processo também devem ser gerenciadas para não gerar poluição. Esses riscos devem ser contrapostos ao potencial poluidor dos RSU, mesmo dispostos em aterros sanitários adequadamente gerenciados. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar uma comparação entre os impactos ambientais do aproveitamento energético por incineração de RSU, do descarte desses resíduos em aterros sanitários e da geração de energia elétrica de fonte fóssil. A segunda seção apresentará a metodologia do trabalho. A terceira seção proporá uma comparação dos impactos ambientais das alternativas tecnológicas e a quarta seção concluirá o trabalho.

2. METODOLOGIA

Este trabalho apresenta uma comparação do uso de recursos e das emissões de poluentes entre a URE Valoriza Santos e alternativas tecnológicas. Em concordância com a Metodologia do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) de Inventário das Emissões de GEE relativas à Incineração de Resíduos com aproveitamento energético (GUENDEHOU et al., 2006) foi realizada uma dupla compara-

¹ <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-592/Informe%20Vencedores%20LEN%20A5.pdf>

ção: de um lado, com a disposição de RSU em aterro sanitário e, de outro, a geração da mesma quantidade de energia elétrica pela URE e por outra fonte de geração de energia elétrica. Escolheu-se a comparação com a geração de energia elétrica por uma fonte representativa da expansão da geração com características similares. Usinas Termo-elétricas (UTE) representam cerca de um terço da contratação prevista até 2030, com grande parte devendo usar o gás natural como fonte (EPE, 2020a).

Os dados brutos foram obtidos principalmente por meio da análise dos Estudos de Impactos Ambientais (EIA) dos empreendimentos, que foram realizados como parte do seu licenciamento ambiental, e são disponíveis publicamente no site do respectivo órgão ambiental¹. Assim, foram considerados para a disposição de RSU em aterro sanitário a expansão do Aterro Sítio das Neves, com EIA próprio protocolado em 2012 (referência 107/2012), e para a geração de eletricidade a partir de gás natural, a substituição tecnológica da UTE Piratininga, com EIA protocolado em 2019 (referência 110/2019). As alternativas consideradas foram escolhidas em função da sua proximidade com a URE.

Os EIA contêm informações sobre o consumo de recursos, produtos, efluentes e emissões gasosas dos empreendimentos. Os dados são apresentados em quantidade por unidade temporal (hora, dia ou ano), e peso por metro cúbico normal (Nm³) de emissões, e precisaram ser tratados para comparação. Para isso, foram calculados os dados equivalentes por tonelada de RSU tratada e pelo montante de energia elétrica produzido por incineração de uma tonelada de RSU, descontadas as perdas por consumo próprio da usina.

O EIA da URE Valoriza Santos prevê que o CDR (Combustível Derivado de Resíduos) obtido após secagem dos RSU terá um poder calorífico inferior (PCI) de 12.849 kJ/t, com redução do peso de 2.000 para 1.481 toneladas. Desta forma, foi avaliado um poder calorífico equivalente de 9.514 kJ/t de RSU. Considerando as premissas propostas por EPE (2014) para cálculo do potencial de geração de energia elétrica por incineração de RSU – eficiência elétrica de 20% e consumo próprio da planta de 20% – foi avaliado um potencial de geração de 0,424 MWh/t RSU, o que condiz com as especificações da URE e dados da literatura (EPE, *ibid* e PALERMO, 2020). Esse valor inclui incertezas, ligadas principalmente ao PCI dos RSU e a eficiência da planta.

Para realizar a equalização dos dados de consumo de recursos, produção de resíduos e efluentes e emissões de gases por tonelada de RSU, ou equivalente em eletricidade produzida, foram aplicados fatores baseados nos valores de referência, apresentados na Tabela 1.

¹ Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB) <https://cetesb.sp.gov.br/licenciamento-ambiental/eia-rima/>

Tabela 1 – Valores de referência usadas para a equalização dos dados brutos coletados nos EIA dos empreendimentos

Alternativa	Disposição em aterro sanitário	Incineração e geração de energia elétrica	Geração de energia elétrica de fonte gás natural
Descrição	Ampliação do aterro sanitário CGR Terrestre com captação e queima de biogás	URE Valoriza Santos	Substituição tecnológica da UTE Piratininga – ciclo combinado – 2.545,8 MW
Vida útil	4 anos e 7 meses	25 anos	25 anos
Dado-base	1 t de RSU	1 t RSU/0,424 MWh	0,424 MWh
Base dos dados brutos	1.850 toneladas de RSU por dia	2.000 toneladas de RSU / 848 MWh por dia	57.052 MWh por dia

Fonte: EIA dos empreendimentos descritos

Os dados de emissões de GEE não são informados nos EIA dos projetos. Portanto, uma pesquisa bibliográfica foi realizada para obter dados de referência relativos às emissões de GEE de aterros sanitários e à geração de eletricidade por gás natural. O cálculo das emissões de GEE por incineração de RSU é objeto de metodologia do IPCC, por meio da equação 5.2 de Guendehou et al. (2006). As características dos RSU, tais como sua composição gravimétrica e teor de umidade, são parâmetros da equação e são parcialmente descritos no EIA da URE Valoriza Santos.

Coleta e transporte dos RSU não foram levados em conta, pois serão assumidos equivalentes para o aterro e a URE, e dificilmente comparáveis com o caso da UTE a gás natural abastecida por meio de gasodutos.

3. RESULTADOS

3.1 Coletas dos dados

3.1.1 Dados coletados nos EIA dos projetos

Os EIA dos empreendimentos apresentam informações detalhadas sobre o funcionamento das unidades, especialmente (i) seu consumo de diversos insumos: RSU, água, GLP, gás natural, bem como produtos químicos para o tratamento de gases, água e efluentes; (ii) os seus produtos: efluentes e resíduos sólidos: chorume, gás de aterro, efluentes tratados e lançados (em alguns casos água tratado é reusada), resíduos sólidos, cinzas, metais e energia; e (iii) as suas emissões gasosas: vazão total e concentração volumétrica em diversos

poluentes. Para cada empreendimento, os dados relativos a cada insu-
mo e rejeito/emissão foram agregados, quando oriundos de elementos
diferentes do sistema.

3.1.2 Dados relativos às emissões de Gases de Efeito Estufa

Na ausência de dados quantitativos relativos às emissões de GEE de cada projeto, nos seus EIA, foram usadas fontes bibliográficas e a metodologia de inventário do IPCC.

As emissões de GEE de aterros sanitários com captação e combustão de gás de aterro são de difícil mensuração, especialmente considerando que RSU dispostos são fonte de emissão de gás de aterro durante um longo período, variando ao decorrer deste. Assim como para a incineração, as emissões variam com a composição gravimétrica dos RSU e os procedimentos operacionais adotados no aterro sanitário (GOMES et al., 2015). Portanto, foram usados números representativos da bibliografia para caracterizar as emissões de GEE por tonelada de RSU disposta em aterro. Barton et al. (2008) avaliou em 0,19 tCO_{2eq} por tonelada de RSU as emissões em um aterro sanitário com recuperação eficiente e combustão do gás de aterro. Um aterro sanitário sem queima de gás pode emitir até 1,1 tCO_{2eq} por tonelada de RSU (BARTON, 2008). Chandel et al. (2012) propõe, no âmbito de um estudo realizado nos EUA, um valor de cerca de 0,2 tCO_{2eq} por tonelada de RSU. O valor adotado para esse estudo foi de 0,2 tCO_{2eq} por tonelada de RSU.

A literatura científica propôs diferentes valores de emissões de GEE pela geração de eletricidade a partir de gás natural no Brasil. Miranda (2012) apresentou valores baseados na análise de ciclo de vida, com um valor de 0,518 tCO_{2eq}/MWh, tendo considerado valores publicados entre 0,386 e 0,934 tCO_{2eq}/MWh. De acordo com dados do Anuário Estatístico da Energia Elétrica de 2020 (EPE, 2020b), as UTE a gás natural tiveram emissões médias de 0,366 tCO_{2eq}/MWh. Palermo (2020) observou os dados do Anuário de 2016 e calculou um valor de 0,396. Portanto, esse estudo considerou valores entre 0,366 e 0,518 tCO_{2eq}/MWh. Em relação às emissões médias da geração de energia elétrica no Brasil, o cálculo com base no Anuário da EPE (EPE, ibid) permitiu avaliar um valor de 89,89 kgCO_{2eq}/MWh.

O cálculo das emissões de GEE por incineração de RSU é também sujeito a incertezas devidas em particular às características dos RSU, tais como sua composição gravimétrica e teor de umidade. A metodologia adotada neste estudo é baseada na equação 5.2 do Capítulo 5 do Volume 5 do "IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories". A aplicação dessa fórmula requer o conhecimento da composição gravimétrica dos RSU, para avaliar valores de umidade,

fração de carbono total no conteúdo seco, fração de carbono fóssil no carbono total e fator de oxidação. O capítulo 2 do mesmo documento propõe valores típicos para diversos tipos de RSU (PIPATTI et al., 2006, tabela 2.4), alguns fatores caracterizados por valores mínimo, máximo e médio. A caracterização completa dos RSU será realizada pela URE na fase de operação. No entanto, a composição gravimétrica de 61,7% do RSU que serão tratados na URE é apresentada no EIA da URE. Os tipos de resíduos não correspondem exatamente à nomenclatura proposta pelo IPCC e os valores variam bastante entre os municípios considerados. Desta forma, a composição gravimétrica foi processada para adequação com a composição proposta pelo IPCC. Usando valores médios dos fatores propostos por Pipatti et al. (ibid) e considerando que a composição gravimétrica dos RSU conhecidos é representativa do total tratado, foi calculado um valor médio de emissões de GEE de 0,494 tCO_{2eq} por tonelada de RSU incinerada ou 1,164 tCO_{2eq} por MWh de eletricidade produzida. Valores máximo e mínimo correspondentes são apresentados na Tabela 5. Podemos notar que esse valor médio calculado é consistente com o valor calculado por Palermo (2020) referente ao município do Rio de Janeiro, de 1,248 tCO_{2eq}/MWh.

3.2 Equalização e discussão

Aplicados fatores de equalização aos dados coletados nos EIA dos empreendimentos, consideradas 8.000 horas de operação anual para a URE e a UTE (ou 22 horas diárias em média), e 24 horas diárias para o aterro sanitários, os dados de consumo de insumos e produtos são apresentados nas Tabelas 2 (insumos), 3 (produtos) e 4 (emissões gasosas), abaixo.

Tabela 2 – Comparação dos insumos das três soluções analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Insumos	Aterro	URE	UTE
Captação de água (L)	9,73	140	7,85
GLP (m3)		Indefinido	
Gás natural (m3)			75,48
Produtos químicos (kg)			
Ácido clorídrico		0,01	1,73E-05
Dispersantes			1,73E-05
Hidróxido de sódio		0,076	4,97E-05
Sulfato de alumínio		0,704	2,55E-05

Tabela 2 – Comparação dos insumos das três soluções analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica (cont.)

Insumos	Aterro	URE	UTE
Polietetrólito			6,48E-05
Cal hidratada		17,6	2,16E-05
Amônia aquosa		0,0027	0,0017
Amônia			0,0576
Óleo diesel (L)		0,040	0,029

O consumo de outros produtos (ureia, hidróxido de cálcio, polímero floculante, ácido cítrico, biocida, anti-incrustante, fosfato, sequestrante de oxigênio, carvão ativado, óleo de refrigeração, óleo hidráulico), constando somente no EIA da URE Valoriza Santos, não são apresentados para comparação.

Tabela 3 – Comparação dos produtos (resíduos, efluentes, energia) das três soluções analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Produtos	Aterro	URE	UTE
Chorume (litros)	470,27	77,5	0,782
Biogás (m3)	64,86	-	-
Efluentes tratados (litros)	108,11	144	112,31
Efluentes lançados (litros)	108,11	-	5,11
Resíduos sólidos (kg)	1.000	341,5	8,64E-05
Cinzas (kg)	-	113,75	-
Metais (kg)	-	9,5	-
Energia elétrica (MWh)	-	0,424	0,424

Tabela 4 – Comparação das emissões gasosas das três tecnologias analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica

Emissões gasosas (g)	Aterro	URE	UTE
Óxidos de nitrogênio (NOx)	43,95	70,125	9,365
Monóxido de Carbono (CO)	51,32	93,5	28,475
Material Particulado (MP)	16,55	9,35	7,257
Hidrocarbonetos	45,82	9,35	-
Óxidos de enxofre (SOx)	-	42,075	8,173
Ácido clorídrico (HCl)	-	9,35	3,934

Tabela 4 – Comparação das emissões gasosas das três tecnologias analisadas, por tonelada de RSU e/ou 0,484 MWh de energia elétrica (cont.)

Emissões gasosas (g)	Aterro	URE	UTE
Ácido Fluorídrico (HF)	-	0,935	-
Cádmium, titânio e compostos		0,04675	
Merúrio e compostos		0,04675	
Outros metais pesados e compostos		0,4675	
Dioxinas e furanos		0,0935E-03	

Os valores de referência escolhidos para emissões de GEE das três tecnologias analisadas foram convertidos seguindo o mesmo princípio utilizado para os dados coletados nos EIA. Obtemos os valores normalizados, para comparação, apresentados na tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – Valores estimados de emissões de GEE para os três projetos analisados

Emissões de GEE	Aterro	URE	UTE
Referência	1 t RSU	1 t RSU	0,424 MWh
tCO _{2eq} /MWh - média	0,2	0,494	0,187
tCO _{2eq} /MWh - mínima	0,19	0,404	0,155
tCO _{2eq} /MWh - máxima	1,1	0,594	0,220

A proposta da URE Valoriza Santos é desviar RSU dos aterros sanitários e evitar a geração de energia elétrica de fonte fóssil. Dessa forma, podemos considerar que, apesar de promover a emissão de 0,494 tCO_{2eq} por tonelada de RSU tratada, a URE permite evitar a emissão de 0,2 tCO_{2eq} devida à geração de gás de aterro disposto em aterro com sistema de queima do gás, levando a um valor líquido similar à geração térmica a gás natural.

Os resultados obtidos nesta seção mostram que a incineração de RSU com geração de energia elétrica, tal como proposto pelo projeto da URE Valoriza Santos, apresenta vantagens relevantes em termos de gerenciamento de RSU. Além de reduzir o volume dos RSU dispostos em aterro (a redução em termos de peso é de cerca de 66%, mas em termos volumétricos é de até 85%, segundo o EIA da URE) e reduzir a geração de chorume por tonelada de RSU de 470 para 77,5 litros, a emissão de gás de aterro é evitada, pois os resíduos da incineração são inertes.

Em relação à geração de energia elétrica, as vantagens anunciadas não são bem refletidas nos resultados deste estudo. A principal é a substituição do gás natural por RSU, permitindo assim a conservação de um recurso natural de origem fóssil, substituído por um combustível que representa um passivo ambiental se não gerenciado. Entretanto, ainda existe uma necessidade de uso de combustível fóssil como adjuvante do processo de combustão, mesmo que em proporções marginais.

O consumo de água pela URE é outra desvantagem em relação às outras soluções investigadas. Em relação à UTE, pode ser destacado que a tecnologia de resfriamento proposta é de resfriamento à ar, viável somente para usinas de grande porte, que permite um consumo de água muito menor do que sistemas de resfriamento com circulação aberta ou torres úmidas.

O consumo de produtos químicos, usados nos sistemas de tratamento de água e de gases, é substancialmente maior do caso da URE, o que é facilmente explicado pela necessidade de tratamento de uma quantidade maior de água, bem como de remoção dos poluentes dos gases de exaustão para atendimento às regulações ambientais.

Em relação às emissões de poluentes nos efluentes gasosos, pode ser observado que a URE promove emissões mais elevadas de NO_x, CO, SO_x e HCl do que as alternativas, e é a única a promover emissões de HF, metais pesados, dioxinas e furanos. Entretanto, essas emissões atendem as regulações ambientais brasileiras, como mencionado do EIA do empreendimento.

Subsistem incertezas e valores não avaliados pelo estudo, por falta de informações consistentes. Em termos de emissões de GEE, não foram consideradas as emissões fugitivas de gás de aterro, dificilmente dimensionadas. Tampouco foram dimensionados os riscos de contaminação do lençol freático por vazamento de chorume, maior em aterros sanitários, do que na URE, onde o chorume é gerado nas estruturas da usina. Finalmente, os RSU dispostos em aterros sanitários emitem gás e chorume durante até 20 anos após a sua disposição, tornando necessária a continuidade das operações de coleta de chorume e captação do gás de aterro.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo apresentou uma comparação quantitativa dos impactos ambientais de uma URE, a disposição de RSU em aterro sanitário e a geração de energia elétrica por meio de usina térmica a gás natural, motivado pelo fato que, apesar das vantagens anunciadas pelos defensores da tecnologia, essa encontra uma forte oposição por

parte da sociedade e poucos estudos quantificaram os seus impactos ambientais.

Para a mesma quantidade de RSU tratada, a URE permite uma diminuição relevante da quantidade de chorume produzido e permite aumentar a vida útil de aterros sanitários ao reduzir o volume dos RSU em cerca de 85%. Entretanto, o consumo de água usado pela URE é consideravelmente maior e produtos químicos são necessários tanto para o tratamento dos efluentes, quanto para o tratamento dos gases para remoção dos poluentes produzidos pela incineração dos RSU. Emissões residuais de diversos poluentes são observadas, apesar de em quantidades aceitáveis pela regulação ambiental vigente. Essas desvantagens também são observadas em relação à geração de eletricidade por meio de UTE a gás natural. As emissões de GEE produzidas pela incineração dos RSU são maiores que em ambas as alternativas estudadas, porém pouco maiores do que a soma das emissões dessas alternativas. Considerando ainda as vantagens ainda não quantificadas neste estudo em termos de planejamento energético descentralizado, mineração evitada e uso da terra, o desempenho das URE em termos de sustentabilidade pode ser considerado promissor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARTON, J. R.; ISSAIAS, I.; STENTIFORD, E. I. (2008). Carbon – Making the right choice for waste management in developing countries. *Waste Management* 28(4), 690–698. doi:10.1016/j.wasman.2007.09.033

CHANDEL, M. K.; KWOK, G.; JACKSON, R. B.; & PRATSON, L. F. (2012). The potential of waste-to-energy in reducing GHG emissions. *Carbon Management*, 3(2), 133–144. doi:10.4155/cmt.12.11

EPE, Nota Técnica DEA 18/14 – Inventário Energético dos Resíduos Sólidos Urbanos, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em www.epe.gov.br/sites-pt/publicacao-251/topico-311.

EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020^a. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>

EPE, Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020, ano-base 2019. Rio de Janeiro, 2020^b. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>

GOMES, L. P.; KOHL, C. A.; SOUZA, C. L. DE L.; REMPEL, N.; MIRANDA, L. A. S.; MORAES, C. A. M. (2015). Avaliação ambiental de aterros sanitários de resíduos sólidos urbanos precedidos ou não por unidades de compostagem. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, 20(3), 449–462. doi: 10.1590/s1413-41522015020000120751

GUENDEHOU, G. H. S.; KOCH, M.; HOCKSTAD, L.; PIPATTI, R.; YAMADA, M. Incineration and Open Burning of Waste. In: EGGLESTON, S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. (orgs.). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama: IGES. 26 p. v. 5. cap. 5.

HE, J.; LIN, B. (2019). Assessment of waste incineration power with considerations of subsidies and emissions in China. *Energy Policy*, 126(), 190–199. doi:10.1016/j.enpol.2018.11.025

MIRANDA, M. M. Fator de emissão de gases efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida. 2012. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências da Engenharia Ambiental, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Carlos, 2012

PALERMO, G. C.; BRANCO, D. A. C.; FREITAS, M. A. V. Comparação entre tecnologias de aproveitamento energético de resíduos sólidos urbanos e balanço de emissões de gases de efeito estufa no município do Rio de Janeiro, RJ, Brasil. *Eng. Sanit. Ambient.* 2020, vol.25, n.4 pp.635-648. <http://dx.doi.org/10.1590/s1413-41522020192384>

PIPATTI, R.; SHARMA C.; YAMADA M. Waste Generation, Composition and Management Data. In: EGGLESTON, S.; BUENDIA, L.; MIWA, K.; NGARA, T.; TANABE, K. (orgs.). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Hayama: IGES. 23 p. v. 5. cap. 2

THEMELIS, N. J.; BARRIGA, M. E. D.; ESTEVEZ, P.; VELASCO, M. G. WTE. Guidebook. EEC/IDB, July 2013. Disponível em https://epm.300.myftpupload.com/wp-content/uploads/2020/10/Guidebook_WTE_Oct-25-2015.pdf.

ALTERNATIVAS PARA MOBILIDADE URBANA SUSTENTÁVEL: COMPARAÇÃO ENTRE VEÍCULO ELÉTRICO A BATERIA ÍON-LÍLIO E A CÉLULA A COMBUSTÍVEL (UTILIZANDO ACV)

Estevão Brasil Ruas Vernalha^{1,2}
Sônia Regina da Cal Seixas¹

¹Universidade Estadual de Campinas

²Centro Universitário Unifaat

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.771

RESUMO

A eletrificação da frota de veículos apresenta-se como uma alternativa com grande potencialidade de redução de emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) no setor de transporte. Atualmente, o sistema mais utilizado, cujo fornecimento da propulsão ao veículo ocorre através da eletricidade, envolve o uso de baterias íon-lítio com recarga *plug-in*. Outra possibilidade que se investiga é a utilização de veículos equipados com célula a combustível (C_aC), um reator eletroquímico capaz de converter hidrogênio (H₂) e o oxigênio do ar em eletricidade. No Brasil, a utilização de etanol como insumo na produção de H₂ para abastecimento de veículos a C_aC apresenta-se como uma possibilidade expressiva, dada a magnitude da infraestrutura de produção e distribuição de etanol já previamente instaladas no país. Este artigo apresenta um estudo de Avaliação do Ciclo de Vida que compara o desempenho ambiental destes dois sistemas – i) Veículo Elétrico convencional, com baterias íon-lítio e recarga *plug-in* (VE-Li), e ii) Veículo Elétrico movido a C_aC (VE-C_aC) utilizando H₂ obtido da reforma-vapor do etanol – realizada no posto de combustível (sistema *off-board* descentralizado). O sistema VE-Li apresentou melhor desempenho em cinco categorias de impacto ambiental; o sistema VE-C_aC performou melhor em seis. Quanto à categoria Aquecimento Global (GWP100a), o sistema VE-C_aC apresentou um impacto 12% menor que o sistema VE-Li, mostrando potencial expressivo para redução de emissões de GEE. Os resultados do sistema VE-Li reforçaram a necessidade de se manter a matriz elétrica com baixa participação de combustíveis fósseis para que, em um eventual cenário de ampliação da demanda por eletricidade alavancada pela eletrificação da frota, este sistema possa representar efetivamente uma alternativa de baixa emissão.

Palavras-chave: Avaliação do Ciclo de Vida; Veículo elétrico; Hidrogênio; Etanol.

ABSTRACT

The electrification of the vehicle fleet is an alternative with great potential to reduce Greenhouse Gas (GHG) emissions in the transport sector. Currently, the most used system in which the vehicle is propelled by electricity involves the use of lithium-ion batteries with plug-in recharge. Another possibility being investigated is the use of vehicles equipped with a fuel cell (FC), an electrochemical reactor capable of converting hydrogen (H₂) and oxygen into electricity. In Brazil, the use of ethanol as an input in the production of H₂ to supply FC vehicles is a significant possibility, given the magnitude of the infrastructure for the production and distribution of ethanol previously installed in the country. This article presents a Life Cycle Assessment study that compares the environmental performance of these two systems – i) Conventional Electric Vehicle, with lithium-ion batteries and plug-in recharge (EV-Li), and ii) Electric Vehicle powered by FC (EV-FC) using H₂ obtained from the steam reforming of ethanol – carried out at the fuel station (decentralized off-board system). The EV-Li system performed better in five environmental impact categories; the EV-FC system performed better in six. As for the Global Warming category (GWP100a), the EV-FC system had a 12% lower impact than the EV-Li system, showing significant potential for reducing GHG emissions. The results of the EV-Li system reinforced the need to maintain the electrical matrix with a low participation of fossil fuels so that, in a possible scenario of increased demand for electricity leveraged by the electrification of the fleet, this system could effectively represent a low-cost alternative.

Keywords: Life Cycle Assessment; Electric Vehicle; Hydrogen; Ethanol.

1. INTRODUÇÃO

A queima de combustíveis fósseis no setor de transporte configura-se como uma das principais fontes antrópicas de emissão de gases do efeito estufa (GEE) (COVERT et al., 2016; RAMADHAS, 2016). Neste sentido, a eletrificação da frota de veículos apresenta-se como uma alternativa com potencialidade expressiva de redução de emissões no setor de transporte. O veículo elétrico não apresenta emissões de escapamento (fase de uso) e suas taxas de emissão de GEE dependem sobretudo da estruturação do sistema responsável pela geração e fornecimento da eletricidade utilizada no veículo (EGEDE, 2017), configurando-se como uma rota com possibilidade de contribuir para a transição energética da economia em direção à descarbonização.

Atualmente, o sistema mais utilizado, cujo fornecimento da

propulsão ao veículo ocorre através da eletricidade, envolve o uso de baterias íon-lítio com recarga *plug-in* (CANO et al., 2018). Alternativamente, outra possibilidade que tem sido investigada é a utilização de veículos equipados com célula a combustível (CaC) (SOUZA et al., 2020), um reator eletroquímico capaz de converter o hidrogênio e o oxigênio do ar em eletricidade – além de água e calor.

Dentre os diversos insumos que podem ser utilizados para a produção de hidrogênio, no Brasil o etanol apresenta particularidades relevantes. Considerando a magnitude da infraestrutura de produção e distribuição deste energético já instalada no país, atrelar seu uso a uma tecnologia capaz de atender às novas demandas mundiais por padrões cada vez mais elevados de sustentabilidade pode representar uma ação estratégica. Trata-se de um movimento que poderia adicionar valor a um biocombustível cuja expertise brasileira ocupa posição de destaque no cenário internacional.

2. OBJETIVO E ESCOPO

O presente artigo apresenta um estudo de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que tem como objetivo comparar o desempenho ambiental de dois sistemas capazes de atender à eletrificação da frota de veículos do Brasil – i) Veículo Elétrico convencional, com baterias íon-lítio e recarga *plug-in* (VE-Li), e ii) Veículo Elétrico movido a CaC (VE-CaC) utilizando hidrogênio obtido da reforma-vapor do etanol – realizada no posto de combustível (sistema *off-board* descentralizado). Em termos de escopo geográfico, a avaliação debruça-se sobre o cenário brasileiro. Já quanto ao escopo temporal, o estudo foca o cenário atual, obtendo-se resultados associados a uma abordagem atribucional de ACV.

Sobre as fronteiras de ambos os sistemas, os processos elementares do sistema VE-CaC estão representados pela Figura 1 e, do sistema VE-Li, pela Figura 2:

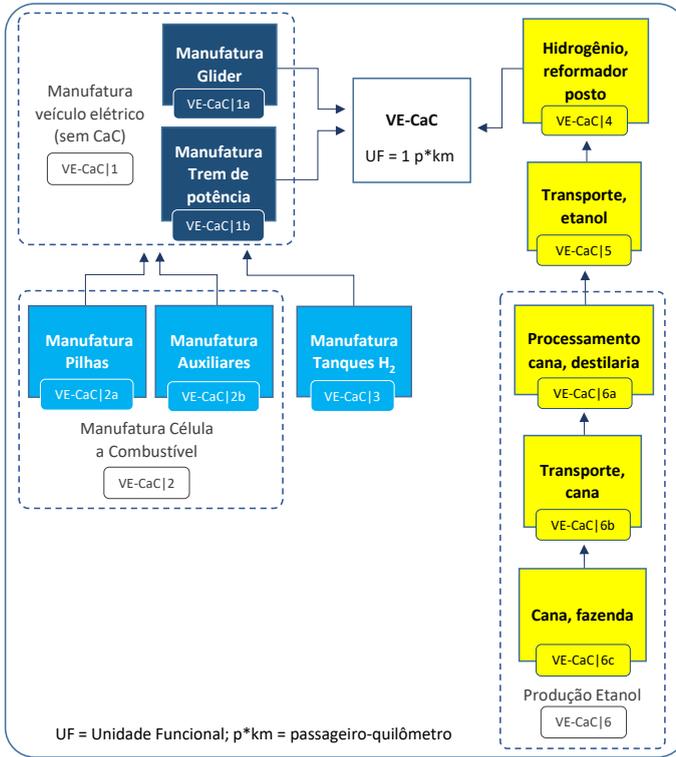


Figura 1 – Fronteiras do sistema VE-CaC

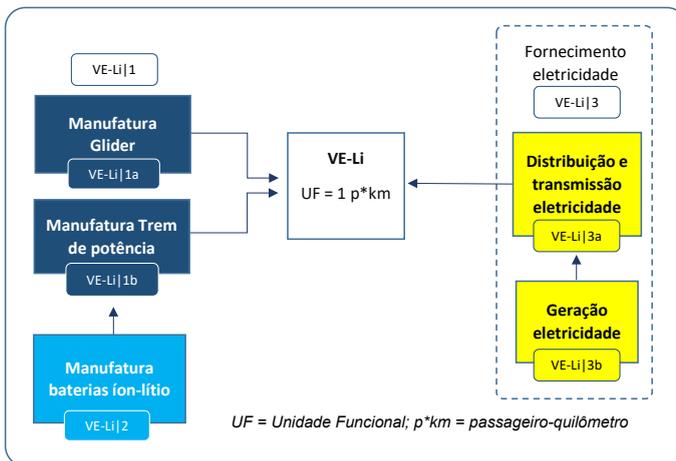


Figura 2 – Fronteiras do sistema VE-Li

Considerando a função dos sistemas analisados – transportar passageiros, a unidade funcional (UF) utilizada é 1 passageiro-quilômetro.

Quanto ao manejo dos coprodutos, o estudo utiliza o modelo de sistema da base Ecoinvent 3.8 denominado “alocação, corte por classificação”, no qual o tipo de manejo ocorre em função da classificação de cada subproduto – resíduo, material reciclável ou produto alocável (ECOINVET, 2022).

No caso do resíduo, as cargas ambientais associadas ao seu tratamento são completamente alocadas à atividade geradora do resíduo. Caso o tratamento do resíduo dê origem a algum subproduto que não seja considerado resíduo, nenhum crédito é dado à atividade geradora do resíduo, e esse subproduto é disponibilizado na base de dados como insumo inteiramente livre de cargas, podendo ser utilizado por outras atividades (ECOINVET, 2022).

Quando o subproduto é classificado como material reciclável, ele não é vinculado a nenhuma atividade de tratamento de resíduos, e é disponibilizado na base de dados como um insumo livre de cargas. Neste contexto, o ciclo de uso secundário se inicia com a coleta do material reciclável no local onde foi gerado, seguido de seu transporte ao local onde será processado (ECOINVET, 2022).

Por fim, após o manejo dos resíduos e dos materiais recicláveis, ocorre o processo de alocação para todos os subprodutos gerados pela atividade, classificados como alocáveis. Este procedimento ocorre seguindo os fatores de alocação definidos em cada conjunto de dados da base Ecoinvent, sendo que os fatores são definidos pelo autor do conjunto de dados (ECOINVET, 2022).

Sobre o método de Avaliação de Impacto do Ciclo de Vida (AICV), utilizou-se o CML-IA *baseline*, disponível no *software* OpenLCA 1.11.0 (GREENDELTA, 2020).

Visando ao atendimento do princípio da completeza – preconizado pela principal família de normas que padroniza os estudos de ACV (ABNT, 2014), o estudo contemplou todas as categorias de impacto ambiental presentes no método CML-IA *baseline*, a saber: depleção abiótica, depleção abiótica/recursos fósseis, acidificação, eutrofização, ecotoxicidade de água doce, aquecimento global (GWP100a), toxicidade humana, ecotoxicidade marinha, depleção da camada de ozônio (ODP), oxidação fotoquímica e ecotoxicidade terrestre.

Por fim, a obtenção dos dados que subsidiam a análise apoia-se majoritariamente na base de dados Ecoinvent 3.8 (WERNET et al., 2016). Adicionalmente, também conta com dados de artigos científicos de relevância internacional e dados coletados junto à empresa Hytron – Energia e Gases Industriais, que possui atuação em âmbito

internacional e contempla o processo de reforma-vapor do etanol dentre as operações que realiza. A sistematização dos dados e a realização dos cálculos envolvendo os fluxos de entrada e saída foram operadas no software OpenLCA 1.11.0 (GREENDELTA, 2020).

3. INVENTÁRIO DE CICLO DE VIDA (ICV)

Para o sistema VE-CaC, o veículo utilizado como referência de consumo médio foi o Toyota Mirai: 0,76 kg H₂/100 km (H2.LIVE, 2022), ou seja, 7,6e-3 kg H₂/km, operando com dois tanques de H₂ (TOYOTA, 2018). A potência líquida da CaC considerada foi de 80 kW, uma potência nominal representativa em se tratando de veículos de médio porte (USAI et al., 2021).

fator de consumo de etanol no reformador é 7,65 L de etanol por kg H₂ produzido – dados da empresa Hytron (LOPES, 2021). Assim, considerando-se a massa específica do etanol – 0,811 kg/L, tem-se que o fator de consumo é 7,65 L x 0,811 kg/L = 6,20 kg de etanol por kg de H₂ produzido.

A quantidade de eletricidade e água bruta necessárias para a produção de 1 kg H₂ é 2,35 kWh e 30 L, respectivamente (LOPES, 2021).

Para a modelagem do transporte do etanol – destilaria até local de reforma (posto de gasolina), considerou-se a distância entre uma das regiões do país que mais produzem etanol (São José do Rio Preto) e um dos centros que mais consomem combustível visando à mobilidade urbana (São Paulo): \cong 432 km.

Para o sistema de eletrificação envolvendo a bateria íon-lítio, o veículo considerado como referência foi o Nissan Leaf – modelo com capacidade da bateria de 40 kWh e consumo médio de 171 Wh/km (NISSAN, 2022), sendo que o peso total da bateria considerado foi 208 kg (DRIVINGCONNECTIVE, 2022).

Com relação a dados gerais de ambos os veículos, considerou-se vida útil de 150.000 km e peso total – sem baterias e sem CaC – de 1.200 kg.

As Tabelas 1 e 2 sumarizam as fontes dos dados utilizados no ICV:

Tabela 1 – Bases de dados utilizadas em cada processo do sistema VE-CaC

Processo	Base de dados - ICV
Manufatura Veículo	Ecoinvent 3.8 (WERNET et al., 2016)
Manufatura Glíder	
Manufatura Trem de Potência	

Tabela 1 – Bases de dados utilizadas em cada processo do sistema VE-CaC (cont.)

Processo	Base de dados - ICV
Manufatura Célula a Combustível	Usai et al., 2021
Manufatura Pilhas	
Manufatura Auxiliares	
Manufatura Tanques de H2	
Reforma-Vapor do etanol	Hytron (LOPES, 2021); Chen et al., 2020
Transporte Etanol	Ecoinvent 3.8 (WERNET et al., 2016)
Produção Etanol	
Transporte Cana-de-açúcar	
Produção Cana-de-açúcar	

Tabela 2 – Base de dados utilizada nos processos do sistema VE-Li

Processo	Base de dados - ICV
Manufatura Veículo	Ecoinvent 3.8 (WERNET et al., 2016)
Manufatura Glider	
Manufatura Trem de Potência	
Manufatura Bateria	
Geração, transmissão e distribuição eletricidade	

4. AVALIAÇÃO DE IMPACTO DO CICLO DE VIDA (AICV)

A Tabela 3 apresenta os resultados brutos de AICV, enquanto a Figura 3 apresenta os resultados de forma comparativa:

Tabela 3 - Resultados brutos de AICV em nível de midpoint, método CML-IA *baseline*

Indicator	VE-CaC	VE-Li	Unit
Abiotic depletion	1.02164e-5	1.24908e-5	kg Sb eq
Abiotic depletion (fossil fuels)	1.25554e+0	1.18302e+0	MJ
Acidification	1.41836e-3	5.66523e-4	kg SO2 eq
Eutrophication	6.30532e-4	2.82997e-4	kg PO4--- eq
Fresh water aquatic ecotox.	2.95083e-1	3.43945e-1	kg 1,4-DB eq
Global warming (GWP100a)	9.70362e-2	1.10999e-1	kg CO2 eq
Human toxicity	3.28573e-1	3.81067e-1	kg 1,4-DB eq
Marine aquatic ecotoxicity	3.83355e+2	4.18481e+2	kg 1,4-DB eq

Tabela 3 - Resultados brutos de AICV em nível de midpoint, método CML-IA *baseline* (cont.)

Indicador	VE-CaC	VE-Li	Unit
Ozone layer depletion (ODP)	4.77156e-8	6.72611e-9	kg CFC-11 eq
Photochemical oxidation	1.21115e-4	3.46599e-5	kg C2H4 eq
Terrestrial ecotoxicity	3.84412e-4	7.81153e-4	kg 1,4-DB eq

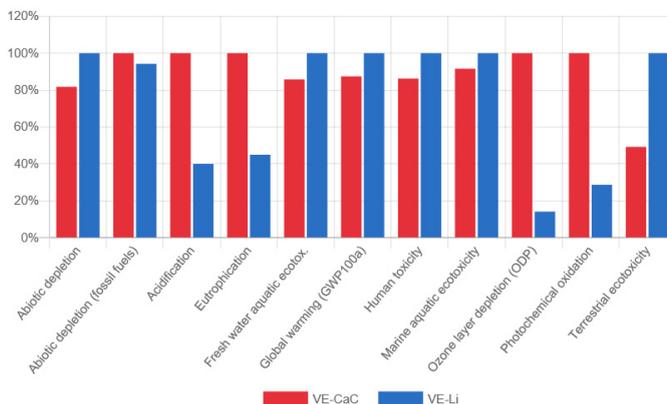


Figura 3 – Resultados comparativos de AICV em nível de *midpoint*, método CML-IA *baseline*

Em termos gerais, o sistema VE-Li mostrou-se mais impactante em seis categorias do método CML-IA *baseline*: depleção abiótica, ecotoxicidade de água doce, aquecimento global (GWP100a), toxicidade humana, ecotoxicidade marinha e ecotoxicidade terrestre. Já o sistema VE-CaC mostrou-se mais impactante em cinco categorias: depleção abiótica, acidificação, eutrofização, depleção da camada de ozônio (ODP) e oxidação fotoquímica.

No caso das mudanças climáticas – categoria de impacto comumente apontada como uma das mais graves em termos de consequências para a vida humana, o sistema VE-Li apresentou impacto 12% maior que o VE-CaC. Neste sentido, os processos do sistema VE-Li que mais contribuíram para as mudanças climáticas foram as frações do *mix* de produção de energia elétrica referentes à geração com carvão mineral e gás natural em termelétricas (Figura 4).

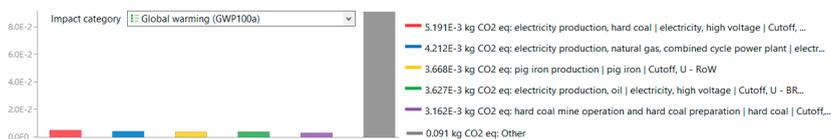


Figura 4 – Processos do sistema VE-Li com maior contribuição para Aquecimento Global

Sobre as categorias que apresentaram resultados com maiores diferenças, o sistema VE-CaC mostrou-se substancialmente mais impactante nas categorias depleção da camada de ozônio e oxidação fotoquímica, e o VE-Li revelou-se expressivamente mais impactante no tema ecotoxicidade terrestre.

5. INTERPRETAÇÃO

A matriz elétrica brasileira é composta por cerca de 84,8% de fontes renováveis, 2,2% de fontes nucleares e apenas 13% de combustíveis fósseis (EPE, 2021), constituindo um perfil de baixa emissão de GEE – sobretudo se comparada à matriz mundial (aproximadamente 63,1% de combustíveis fósseis) (IEA, 2022). Verifica-se, portanto, que o sistema VE-Li conta com uma importante contribuição do perfil da matriz elétrica brasileira no sentido de possibilitar que esse sistema alcance um desempenho de baixas emissões.

Ainda assim, no estudo o sistema VE-CaC apresentou 12% menos impacto que o VE-Li na categoria Aquecimento Global, um desempenho fortemente diferenciado, em termos de baixa emissão de GEE, do veículo com célula a combustível operando com H₂ obtido da reforma-vapor do etanol.

Outro aspecto relevante é que, mesmo com participação substancialmente baixa de gás natural e carvão mineral na matriz elétrica brasileira – 8,3% e 3,1%, respectivamente (EPE, 2021), os processos de geração de eletricidade a partir destas fontes foram os que mais contribuíram, no estudo, para a categoria Aquecimento Global dentro do sistema VE-Li. Assim, reforça-se a importância da observância quanto à necessidade de não ampliação da participação de combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira caso a implementação do sistema VE-Li venha a se tornar uma realidade predominante. Uma vez que essa implementação alavancaria a demanda por eletricidade no país, atender essa demanda adicional de geração com fontes de baixa emissão seria condição indispensável para este sistema representar, efetivamente, uma solução expressiva em termos de redução de emissões de GEE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR ISO 14040: Gestão ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura. Rio de Janeiro, 2014.

CANO, Z. P.; BANHAM, D.; YE, S.; HINTENNACH, A.; LU, J.; MICHAEL FOWLER, M.; CHEN, Z. Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets. *Nature Energy*. *Nature*. v. 3, p. 279–289, abr. 2018. Disponível em: < <https://www.nature.com/articles/s41560-018-0108-1>>. Acesso em: 27 jul. 2019.

COVERT, T.; GREENSTONE, M.; KNITTEL, C. R. Will We Ever Stop Using Fossil Fuels? *Journal of Economic Perspectives*. *American Economic Association*. v. 30, n. 1, p. 117-138, 2016. Disponível em: <<https://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/jep.30.1.117>>. Acesso em: 01 ago. 2019.

DRIVINGCONNECTIVE. How Much Does A Nissan Leaf Battery Weight. *Faq*. 29 abril 2022. Disponível em <<https://drivingconnective.com/how-much-does-a-nissan-leaf-battery-weight/>>. Acesso em: 9 abr. 2022.

ECOINVENT. System Models. Disponível em <<https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/system-models/>>. Acesso 25 mai 2022.

EGEDE, P. Electric Vehicles, Lightweight Design and Environmental Impacts. In: _____. *Environmental Assessment of Lightweight Electric Vehicles*. Switzerland: Springer Nature, 2017. cap. 2, p. 9-40. Disponível em: <<https://www.springer.com/br/book/9783319402765>>. Acesso em: 15 mai. 2019.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional – Ano Base 2020. Brasília, 2021. Disponível em < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 25 abr. 2022.

GREENDELTA. OpenLCA: The open source software for sustainability assessment. Versão 1.10.3. Berlin, 2020.

H2.LIVE. Toyota MIRAI – MIRAI means the future. Disponível em: <<https://h2.live/en/wasserstoffautos/toyota-mirai>>. Acesso em: 13 dez. 2022.

IEA - International Energy Agency. Data and statistics. Disponível em < <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=ElecGEnByFuel>>. Acesso em: 28 abr. 2022.

LOPES, D. G. RE: Doutorado Unicamp - Reforma a Vapor do Etanol. Mensagem recebida por <e-mail> em 4 nov. 2021. Fuel Performers: Product do Come – Ethanol. Hytron – Energia e Gases Industriais. NEA Group. 2021.

NISSAN. Nissan Leaf – Ano Modelo 2022. Disponível em <https://www-europe.nissan-cdn.net/content/dam/Nissan/sk/brochures/Price-lists/NEW_LEAF_SK.pdf>. Acesso em 8 abr. 2022.

RAMADHAS, A. S. Alternative Fuels for Transportation. Boca Ratón: CRC Press - Taylor & Francis Group, 2016.

SOUZA, A. B. B.; SILVA, E. P.; SILVA, D. B.; SILVA, D. O. B.; SOUZA, H. N.; PIMENTEL, J. M.; FURTADO, J. C.; RIEDEL, V. F. Sinergia entre o hidrogênio eletrolítico produzido por energia solar fotovoltaica e sua aplicação em veículos leves. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 2020. Disponível em <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/974/974>>. Acesso em 05 mai. 2022.

TOYOTA. 2018 Mirai. 2018. Disponível em: <https://www.toyota.com/content/ebrochure/2018/mirai_FuelCellTech.pdf>. Acesso em: 16 dez. 2020.

USAI, L.; HUNG, C. R.; VÁSQUEZ, F.; WINDSHEIMER, M.; BURHEIM, O. S.; STRØMMAN, A. H. Life cycle assessment of fuel cell systems for light duty vehicles, current state-of-the-art and future impacts. Journal of Cleaner Production. Elsevier, v.280, part 2, jan. 2021. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652620351301?via%3Dihub>>. Acesso em 27 out. 2021.

WERNET, G.; BAUER, C.; STEUBING, B.; REINHARD, J.; MORENO-RUIZ, E.; WEIDEMA, B., 2016. The ecoinvent database version 3 (part I): overview and methodology. The International Journal of Life Cycle Assessment, [online] 21(9), pp.1218–1230. Available at: <<http://link.springer.com/10.1007/s11367-016-1087-8>>. Acesso em 08 jun. 2021.

CADEIAS DE VALOR E MODELOS DE NEGÓCIO DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E O PAPEL DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA

Ismael Ávila¹
Monique Shiratori¹
Marcos de C. Marques¹
Guilherme F. Rissi²

¹Fundação CPQD

²CPFL Energia

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.757

RESUMO

O artigo descreve o contexto e os modelos de negócio das recargas pagas de veículos elétricos em locais públicos, na Europa e nos EUA, mercados mais avançados na mobilidade elétrica. A discussão busca delinear possíveis cenários desse serviço no Brasil e possíveis papéis a serem desempenhados pelos vários atores nesse ecossistema nascente, em especial as empresas do setor elétrico. O estudo destaca as principais características e tendências da recarga elétrica, identifica as cadeias de valor, os principais atores, bem como modelos de negócio atuais e futuros.

Palavras-chave: Mobilidade elétrica; Modelos de negócio; E-roaming; Cadeias de valor.

ABSTRACT

The paper describes the context and the business models around paid public recharges of electric vehicles, in Europe and in the USA, markets with a more developed electric mobility. The discussion aims at outlining possible scenarios for this service in Brazil and possible roles to be played by the various actors in this emerging ecosystem, especially the companies in the electricity sector. The study highlights the main characteristics and trends of electric recharge, pointing out the value chains, main actors, as well as current and future business models.

Keywords: Electric mobility; Business models; E-roaming; Value chains.

1. INTRODUÇÃO

O artigo discute aprendizados do P&D ANEEL CS3060 – Eletromobilidade e Recursos Energéticos Distribuídos: Plataforma para Ambientes Urbanos Inteligentes e Modelos de Negócios Viabilizadores, que vem sendo desenvolvido pela CPFL Energia em parceria com o CPQD, o SENAI e a Unicamp. São aqui relatados alguns dos principais resultados da análise de contexto do modelo de negócio da solução de recarga paga de veículos elétricos (VEs), tanto na perspectiva dos usuários dos veículos, quanto na dos atores que viabilizam o ecossistema de recarga elétrica: operadores de pontos de recarga (CPOs), donos de pontos de recarga (CPOw's), prestadores de serviços de mobilidade elétrica (eMSPs) e integradores (*hubs*). Estes últimos interconectam e, em certos casos, fazem a compensação financeira entre os demais atores.

A análise de contexto identificou macrotendências tanto na eletrificação da mobilidade quanto na evolução da infraestrutura que viabiliza essa transição. Previstas para um futuro próximo em mercados mais maduros na América do Norte, na Ásia e na Europa, é provável que elas em algum momento repercutam também no Brasil e, direta ou indiretamente, influenciem não somente a utilidade percebida das soluções de recarga em locais de acesso público, mas também a sua factibilidade técnica e a sua viabilidade econômica no mercado brasileiro. Essas macrotendências variadas foram categorizadas em quatro grupos: (i) Políticas e metas governamentais de eletrificação da mobilidade; (ii) Novos modelos de negócio; (iii) Transições tecnológicas, e (iv) Serviços e funcionalidades centrados nos usuários de VEs.

A Figura 1 destaca as principais tendências em cada categoria. Como sugerido pelas setas, as tendências se complementam e reforçam, como quando uma política pública viabiliza novos modelos de negócio e quando uma transição tecnológica é acelerada pelas preferências dos usuários.

Como o serviço de recarga de VEs torna-se mais eficiente e atraente quando os principais atores do ecossistema (CPOs e eMSPs) atuam de forma integrada, isso pressupõe a interoperabilidade de suas plataformas de software e a complementaridade de seus modelos de negócio, inclusive no serviço de recarga em itinerância, mais conhecido como *e-roaming*.

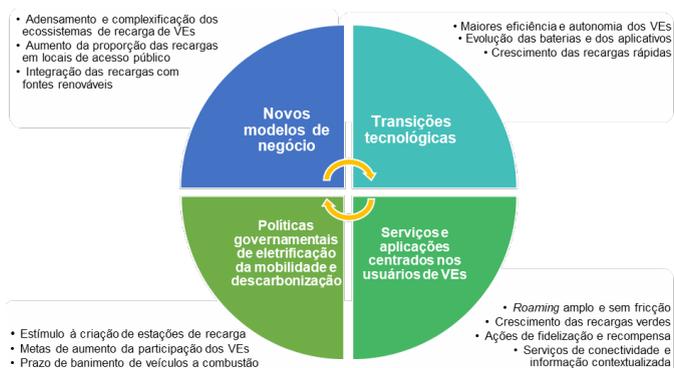


Figura 1 – Principais macrotendências na eletrificação da mobilidade

O *e-roaming* é uma das tendências mais claras na Europa e pressupõe uma boa articulação entre vários atores do ecossistema. Por isso, as políticas da União Europeia (UE) em favor do *e-roaming* sem fronteiras visam à padronização e à interoperabilidade com a adoção de protocolos para sustentar o serviço. Não surpreende, portanto, que o mercado europeu seja aquele onde os chamados integradores (*hubs*) despontam como atores-chave do ecossistema de recarga de VEs. Mas há outras políticas da UE no sentido de assegurar que as recargas elétricas possam ser feitas e pagas em qualquer estação de recarga, inclusive independentemente da prévia filiação do usuário àquele prestador de serviços. Isso pode, em tese, favorecer a mobilidade elétrica, mas pode trazer dificuldades para vários de seus atores, em especial os *hubs* (integradores).

Assim, tendo em conta os desafios atuais das recargas pagas de VEs em mercados mais maduros e os possíveis ganhos para tal ecossistema, o artigo discute como o mercado brasileiro pode fazer essa transição tecnológica e quais são os possíveis papéis a serem desempenhados por empresas dos diversos setores da economia. Mais especificamente, o estudo busca responder se há um papel relevante a ser assumido pelas concessionárias de energia elétrica e como o setor elétrico vem se posicionando nesse mercado em outros continentes.

O artigo está assim organizado: a seção 2 traz o desenvolvimento dos levantamentos e análises, com a descrição dos principais resultados da análise de contexto da recarga elétrica de VEs na seção 2.1, a discussão da cadeia de valor da recarga de VEs na seção 2.2 e, por fim, apresentação, na seção 3, de algumas conclusões dos levantamentos e análises feitos na Etapa 1 do P&D.

2. DESENVOLVIMENTO

A etapa inicial do P&D consistiu de uma análise de contexto do negócio, a qual é aqui discutida. Os resultados desta etapa permitiram mapear o modelo de negócio em termos de seus principais atores, do problema que ele endereça e da dinâmica de sua cadeia de valor, conforme detalhado a seguir.

2.1 Análise de contexto das recargas de VEs

A etapa baseou-se num amplo levantamento da literatura especializada, bem como na exploração de análises e estudos de instâncias governamentais, de agências e entidades internacionais, associações do setor e de consultorias renomadas, em torno do tema da mobilidade elétrica.

Incluiu também entrevistas com atores que já atuam em algum ou alguns dos elos dessa cadeia de valor no Brasil, bem como empresas de mobilidade ou logística que planejam eletrificar suas frotas ou, ainda, empresas que planejam se capacitar para atender esse novo segmento econômico. Os achados desses levantamentos foram então analisados, com ênfase nos fluxos de valor atuais e futuros e em novos modelos de negócio desse mercado.

Nas próximas subseções são discutidos alguns dos aprendizados mais relevantes da etapa, e apontados os desafios e as oportunidades trazidos pela mobilidade elétrica e sua infraestrutura de recarga.

2.1.1 Crescimento das recargas de VEs em locais de acesso público

Estima-se que em 2030 haverá mais de 100 milhões de VEs *plug-in* no mundo, e o mercado global de infraestrutura de recarga de VEs valerá US\$ 40 bilhões por ano (IDTECHEX, 2020). Para atender essa crescente frota de VEs e as metas estabelecidas por diversos governos, será necessário oferecer maiores disponibilidade e capacidade de recarga de VEs em locais de acesso público. Isso exigirá um aumento exponencial dessa infraestrutura (CAPGEMINI, 2019).

A expansão da recarga pública é tendência em mercados mais maduros. Um estudo específico (MCKINSEY, 2019) delineou dois cenários desse processo, um conservador e outro otimista. No conservador, entre 2020 e 2030 a fatia da recarga pública crescerá de 6% para 14% nos EUA, de 5% para 47% na Europa e de 64% para 81% na China. No cenário otimista, esse percentual irá de 28% a 33% nos EUA, de 28% a 59% na Europa e de 72% a 85% na China. Assim, a recarga em locais públicos deve crescer nos principais mercados, apesar de ca-

da um deles ter especificidades. Na China, os percentuais menores da recarga residencial se devem à grande concentração da população urbana em áreas verticalizadas e edifícios que nem sempre têm garagem. Isso dificulta ou impede a instalação de infraestrutura de recarga residencial. Essa situação é, em certa medida, similar à que se observa nos centros de grandes cidades brasileiras.

Também se prevê que, à medida que o setor evolua, os atores vão se deslocar ao longo da cadeia de valor, contribuindo para sua complexificação e seu adensamento (CAPGEMINI, 2019). Logo, nos três mercados esse processo favorece a expansão das cadeias de valor, com novos atores e surgimento de serviços de valor adicionado. As tendências principais apontadas são:

- Evolução da cadeia de valor, com novas empresas e três áreas principais: fornecimento de energia, infraestrutura de recarga e serviços adicionais;
- Movimentação de atores ao longo da cadeia de valor: novos modelos de negócio, fusões, aquisições ou desenvolvimentos internos;
- Multiplicação dos modelos de negócio: reflexo da combinação de papéis específicos no mercado e de atividades dedicadas na cadeia de valor;
- Provável reação de atores do segmento de óleo e gás: por serem os mais ameaçados, devem se transformar rapidamente ou desaparecerão.

Exemplos desses movimentos são dados mais adiante.

2.1.2 Crescimento das recargas rápidas e ultrarrápidas em locais de acesso público

Segundo algumas fontes (SMARTCAR, 2019) (GEOTAB, 2020), o aumento de locais de recarga rápida em corrente contínua (RRCC) é outra tendência. Outras fontes afirmam que essa oferta precisa crescer “a fim de cobrir regiões geográficas e conectá-las com opções de recarga em locais suficientes” (GREAT, 2021). Prevê-se manter-se o predomínio dos carregadores em corrente alternada (níveis 1 e 2), mas a RRCC (nível 3) deve passar de 9% para 20% nos EUA, de 6% para 32% na Europa e de 22% a 44% na China” (MCKINSEY, 2019).

Nos EUA, de 2012 a 2017, o aumento anual dos pontos de RRCC foi de 46%, contra 35% e 39% para carregadores níveis 1 e 2, respectivamente (ICCT, 2019). Ainda assim, o total de pontos de RRCC chegou a 7,4% do total, nas cem principais áreas metropolitanas do país (3.400 carregadores) (GREAT, 2021). A estimativa da demanda por pontos de RRCC nessas áreas em 2025 é de 10 mil, ou

o triplo do total existente no início de 2018. Essa projeção não considera os pontos de RRCC em áreas rurais ou em corredores elétricos interurbanos, onde eles tendem a ter a maior participação, com destaque para a vasta rede da Tesla.

Cerca de 90% da infraestrutura de RRCC nos EUA situa-se em espaços de varejo, sobretudo em grandes lojas, que dispõem de amplos estacionamentos e fornecimento de energia em alta capacidade, enquanto que os outros 10% se dividem entre áreas públicas, entroncamentos de transporte, estacionamentos, hospitais, hotéis, escolas, locais de lazer e condomínios (DOE, 2019).

Em termos de qualidade do serviço, as recargas rápida ou ultrarrápida podem ser vistas como serviços de valor adicionado. Se prevê que a RRCC seja de dez a vinte vezes mais rápida que as recargas atuais em corrente alternada, garantindo entre 100 km e 130 km de autonomia adicional a cada 20 minutos de carga (KORPELAINEN, 2017). Vislumbram-se, também, carregadores com potência acima de 1 MW para ônibus interurbanos elétricos, caminhões de carga pesados e médios, com curtas janelas de tempo para recarga (IEA, 2021). Essa demanda de alta capacidade ao longo de rodovias será um desafio para as distribuidoras.

2.1.3 Crescimento do *e-roaming* e o papel dos integradores nesse serviço

A menor participação da recarga doméstica implica maior dependência das recargas (pagas) em locais de acesso público, o que, por sua vez, pressupõe a contratação desse serviço junto a prestadores que disponibilizam estações de recarga nas áreas de interesse dos usuários de VEs. Adicionalmente, a provável necessidade de recarga em eletropostos de prestadores com os quais o usuário não tem contrato, em viagens longas, por exemplo, pode exigir acordos prévios entre o prestador de origem e os prestadores que operam aqueles carregadores de uso eventual, no que se define como recarga em "*roaming*".

Roaming não é um conceito novo, e já ocorre na telefonia móvel quando um cliente usa seu celular fora da área de sua operadora e, de forma automática e transparente, recebe a cobrança da chamada na sua fatura mensal. Também na telefonia o *roaming* se viabiliza mediante acordos entre as operadoras, e pode contar com a intermediação de uma entidade neutra delegada, conhecida como "*clearing house*", na compensação financeira entre as operadoras envolvidas.

De forma análoga, o *roaming* na recarga de VEs permite aos condutores recarregar fora de suas áreas de origem sem precisar ter

um contrato específico com o prestador do serviço naquele local e pagar diretamente ao seu eMSP, que então repassa aos prestadores efetivos os valores do custo da energia fornecida e do serviço prestado. Assim, o *e-roaming* é um serviço de valor adicionado e o acesso à recarga pode se dar por autorização local mediante *token* RFID (cartão ou *tag*), ou remota, em geral via aplicativo móvel. Isso exige conexão à internet nos pontos de recarga, protocolos de comunicação interoperáveis e leitores de RFID.

Além dos meios físicos ou digitais de acesso, o *e-roaming* abrangente depende de uma boa articulação entre eMSPs e CPOs. Porém, em um mercado fragmentado, com grande número de CPOs e eMSPs, como é o caso da Europa, isso implicaria estabelecer acordos, celebrar contratos e integrar sistemas de TI de parte a parte, entre cada par de empresas. Isso, como ilustrado na Figura 2a, se torna tanto mais complexo quanto mais empresas houver no ecossistema e, assim, acaba se tornando uma barreira para a sua expansão. Como resultado, um *e-roaming* abrangente baseado em acordos bilaterais provou-se difícil de realizar na Europa e a insuficiência do serviço compeliu os usuários de VEs a se filiar a vários eMSPs para ampliar o total de CPOs que os reconhecessem como clientes e, com isso, a área geográfica em que conseguiriam fazer recargas. Tal situação foi vivenciada pelos primeiros adotantes da mobilidade elétrica na Europa. Mas a multifiliação tem muitos inconvenientes: exige manter vários contratos, receber distintas faturas de recarga (dos vários eMSPs) e levar diversos “*tokens*” de identificação (cartões e *tags* RFID), cada um emitido por um dos eMSPs.

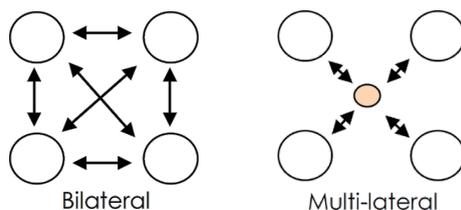


Figura 2 – Arranjos possíveis para o *e-roaming*: (a) sem integrador e (b) com integrador

Assim, pode surgir no *e-roaming* um mediador para unificar e padronizar as interações entre CPOs e eMSPs, e assumir os acertos financeiros (*clearing*) entre essas partes. E muito embora o serviço possa existir sem esse ator, ele tem um papel importante intermediando e padronizando essas inter-relações: cada parte somente precisa cuidar da interação com o integrador, como mostrado na Figura 2b. E essa

parceria com um integrador se torna tanto mais vantajosa quanto mais CPOs e eMSPs houver no ecossistema, pois evita o aumento da complexidade operacional para esses atores.

2.1.4 Pagamentos “*ad hoc*” como solução para as recargas de VEs em itinerância

Uma alternativa à multifiliação é recorrer aos chamados pagamentos “*ad hoc*”, isto é, pagar pelas recargas diretamente na estação, por meio de cartões de débito ou crédito, por exemplo. Essa alternativa dispensa o usuário de assinar um serviço de recarga e, assim, é a que mais se assemelha à experiência de pagamento no reabastecimento de veículos a combustível, com a qual a grande maioria do público já está habituada.

Em que pese essa aparente simplificação, pagamentos “*ad hoc*” podem até atenuar uma importante barreira à difusão da mobilidade elétrica, mas privam os condutores de usufruir de funcionalidades úteis de apoio à mobilidade elétrica, como a indicação das estações de recarga disponíveis em sua rota, do tipo de conector, da ocupação momentânea e dos preços praticados em cada local.

Como pagamentos “*ad hoc*” facilitam o uso dos VEs, a União Europeia tornou obrigatória essa opção de pagamento em carregadores de acesso público nos países do bloco (EUR-LEX, 2014). Mas essa política recebeu críticas de dois tipos. Primeiro, além de encarecer os equipamentos, o hardware de captura de pagamentos com cartão torna os pontos de recarga bem menos resistentes às intempéries, e grande parte deles opera em espaços abertos. Segundo, como a UE não padronizou os meios de pagamento que devem ser oferecidos, diferentes soluções vêm sendo adotadas pelos CPOs (EVROAMING4EU, 2020), o que não garante que todo usuário consiga pagar por suas recargas, independentemente do local.

2.2 A cadeia de valor da recarga de VEs e o reposicionamento de alguns atores

As cadeias de valor da recarga de VEs são extensas e diversificadas em termos de perfis de empresas participantes, diversidade que é maior conforme o elo da cadeia. Tendo o cliente final como destinatário dos fluxos de valor, as cadeias dividem-se em dois ramos de fornecimento: o de veículos e o de infraestrutura de recarga (GREAT, 2021). É nos elos iniciais deste último ramo que atuam as empresas do setor elétrico, longe, portanto, dos clientes finais.

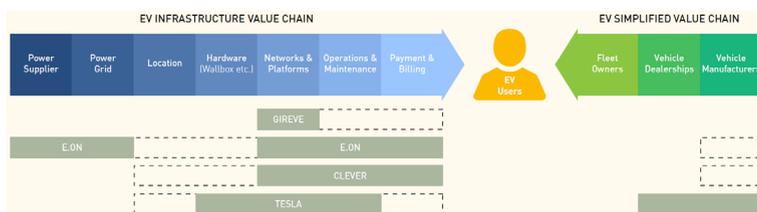


Figura 3 – Cadeias de valor dos VEs e de sua infraestrutura de recarga (GREAT, 2021)

Da perspectiva de usuários de VEs, o setor elétrico aparece na periferia do ecossistema da infraestrutura de recarga, como fornecedor de energia. Em posição intermediária estão os chamados provedores (fabricantes de veículos e de equipamentos de recarga, plataformas integradoras e CPOs). No centro do ecossistema, em contato com o cliente final, situam-se os frotistas (locadoras e aplicativos de transporte), as revendedoras de VEs e os CPOs (GREAT, 2021).

Reduzir a distância das empresas de energia em relação aos clientes finais, deslocando-as rumo à parte mais valorizada da cadeia de valor, implica passar a atuar em outros elos, em parceria com outros atores ou por aquisição de outras empresas. Essa tendência já é observada entre empresas que buscam posicionar-se mais perto da prestação do serviço de recarga, ou dos serviços de valor adicionado às recargas. Esse foi o caso de quatro grandes montadoras de automóveis europeias que se uniram na *joint venture Ionity*, que já detém ampla infraestrutura de recarga rápida e ultrarrápida na Europa. Além disso, ao criar essa infraestrutura a Ionity tende a favorecer as vendas de VEs de suas fundadoras.

No setor de energia, a E.ON, geradora e distribuidora com 33 milhões de clientes em mais de 30 países, nos últimos dez anos expandiu sua atuação para cobrir vários elos da cadeia, inclusive pela criação de uma ampla rede de pontos de recarga, em parte pela aquisição de empresas deste segmento. Em 2018, a E.ON investiu na empresa Virta, líder no desenvolvimento de plataformas de *software* para redes de recarga (EVR, 2018). Além disso, a E.ON pode extrair o valor adicionado das “recargas verdes”, pois no mercado europeu ela é referência em energia limpa e muitos consumidores aceitam pagar por esse valor *premium*.

Alguns dos atores da cadeia de valor são nativos da mobilidade elétrica, como a Gireve e a Tesla. A Gireve nasceu em 2013 como uma plataforma digital para a mobilidade elétrica, numa parceria das empresas de energia EDF, Enedis e CNR com a montadora Renault.

Já em 2015, ela lançou o serviço de *e-roaming* Boost! e em 2018 iniciou seus serviços de *clearing*. Hoje, atua como integradora, presta serviços de bilhetagem e cobrança e mantém um *marketplace* de serviços de *e-roaming*. Já a Tesla atua nos dois ramos da cadeia: é fabricante de VEs e detentora de uma vasta rede de estações de recarga na América do Norte e na Europa. Com isso, a empresa cobre vários elos da cadeia de valor, que vão da manufatura, à propriedade dos locais das estações e à bilhetagem e cobrança.

3. CONCLUSÕES

O ecossistema de recarga de VEs encontra-se em formação na maioria dos mercados, mas as metas de banimento dos veículos a combustão em vários países europeus, e os rápidos avanços da tecnologia dos VEs, concorrem para o amadurecimento das cadeias de valor nos próximos anos, sendo o ano de 2030 tido como o provável ponto de inflexão em favor da mobilidade elétrica.

As macrotendências indicam que os VEs passarão a proporcionar uma experiência de uso em nenhum aspecto inferior à de veículos a combustão. Tanto a lentidão para recarregar quanto a reduzida autonomia, desvantagens principais dos VEs, parecem estar com os dias contados, seja pela evolução das baterias, seja pelo advento das estações de recarga rápida ou ultrarrápida, estas últimas com grande impacto nas redes de distribuição de energia.

O artigo mostrou que a recarga pública cresce em todos os mercados, sobretudo onde a recarga residencial é menos viável, por características urbanísticas.

Outro aspecto é o aumento da preferência por recargas com energia de origem 100% renovável, embora essa tendência possa ter menor apelo no Brasil, em razão da matriz energética mais limpa. Ainda assim, a recarga verde é parte da tendência de soluções de recarga centradas nos usuários.

É previsto que os atores se movimentarão na cadeia de valor por meio de aquisições, fusões ou reperfilção. A depender dos papéis assumidos nesse ecossistema, a estrutura resultante poderá ter características bastante distintas. Em alguns casos, o ecossistema se moldará como uma tradicional integração vertical em que um dos atores assume diversos papéis-chave e, com isso, passa a ter um controle total sobre as interações dentro do ecossistema. Em outros, a integração poderá ser horizontal, por meio de acordos e parcerias entre atores distintos, muito possivelmente por meio de um ator integrador.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPGEMINI. Key factors defining the e-mobility of tomorrow. 2019. Disponível em: <www.capgemini.com/resources/e-mobility-of-tomorrow/> Acesso em: mai. 2021.

ELECTRIC VEHICLES RESEARCH. E.ON makes a strategic investment in Virta. 2018. Disponível em: <www.electricvehiclesresearch.com/articles/16173/e-on-makes-a-strategic-investment-in-virta> Acesso em: mai. 2021.

EUR-Lex. “Directive 2014/94/EU”. European Parliament and Council on the deployment of alternative fuels infrastructure. 2014. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0094>> Acesso em: mai. 2021.

evRoaming4EU. Comparative analysis of standardized protocols for EV roaming. Report D6.1 for the evRoaming4EU Project. Maio de 2020. Disponível em: <<https://evroaming.org/app/uploads/2020/06/D6.1-Comparative-analysis-of-standardized-protocols-for-EV-roaming.pdf>> Acesso em: jun. 2020.

GEOTAB. Electric vehicle trends 2020. 2020. Disponível em: <www.geotab.com/white-paper/electric-vehicle-trends/> Acesso em: jun. 2020.

GREAT BUSINESS MODELS – Final Report from the Action. 2019. Disponível em: <<https://great-region.org/final-report-on-business-models/>> Acesso em: mai. 2021.

ICCT. Quantifying the electric vehicle charging infrastructure gap across U.S. Markets. 2019. Disponível em: <<https://theicct.org/publication/quantifying-the-electric-vehicle-charging-infrastructure-gap-across-u-s-markets/>>. Acesso em: jun. 2020.

IDTechEx - Charging infrastructure for electric vehicles 2020-2030. 2020. Disponível em: <www.idtechex.com/en/research-report/charging-infrastructure-for-electric-vehicles-2020-2030/729> Acesso em: jun. 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Global EV Outlook 2021. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed5f4484-f556-4110-8c5c-4ede8bcba637/GlobalEVOutlook2021.pdf>> Acesso em: jan. 2022.

KORPELAINEN, A. Value creation in EV charging networks. 2017. Disponível em: <<https://aaltodoc.aalto.fi/handle/123456789/29519>> Acesso em: jun. 2020.

McKINSEY. Charging Ahead: Electric vehicle infrastructure demand. 2019. Disponível em: <www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/charging-ahead-electric-vehicle-infrastructure-demand> Acesso em: mai. 2021.

SMARTCAR. 5 EV charging trends to watch in 2020. 2019. Disponível em: <https://smartcar.com/blog/5-ev-charging-trends-to-watch-in-2020/>. Acesso em: jun. 2020.

US DEPARTMENT OF ENERGY. Energy Efficient Mobility Systems. Annual Progress Report. 2019. Disponível em: <www.energy.gov/eere/vehicles/downloads/energy-efficient-mobility-systems-fy2019-annual-progress-report> Acesso em: mai. 2021.

MELHORIA DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM MICRORREDES APLICANDO ESTRATÉGIA DE CONTROLE BASEADA EM TERMOS RESSONANTES

Vinícius Dário Bacon¹,
Luan Silverio Parro¹
Matheus Labegalini Stencil¹
Guilherme Masquetti Pelz²
Sergio Augusto Oliveira da Silva¹

¹Universidade Tecnológica Federal do Paraná

²Instituto Federal do Paraná - IFPR

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.763

RESUMO

Este trabalho propõe a aplicação de termos ressonantes para suprimir as ondulações nas tensões de uma microrrede CC (corrente contínua), as quais ocorrem com o dobro da frequência da rede elétrica em consequência da atuação de conversores de interligação CC/CA conectados à rede elétrica monofásica. A utilização de tais termos ressonantes na estratégia de controle da microrrede CC permite: o alcance de uma maior eficiência na extração da máxima potência em unidades geradoras; a diminuição do stress nas baterias, levando ao aumento da vida útil; a redução dos custos e dos impactos ambientais gerados pelo descarte destes equipamentos. Para validação do estudo, resultados de simulação computacional são apresentados considerando uma microrrede de 3 kW operando tanto conectada quanto desconectada da rede elétrica.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Eficiência Energética; Microrredes Elétricas; Baterias; Células Combustíveis.

ABSTRACT

This work proposes the application of resonant terms to suppress the ripples in the DC microgrid voltages, which occur at twice the frequency of the power grid as a result of the operation of DC/AC interconnection converters connected to the single-phase utility grid. The use of such resonant terms in the DC microgrid control strategy allows: achieving greater efficiency in extracting maximum power from generating units; the reduction of stress on the batteries leading to an increase in their useful life; the reduction of costs and environmental impacts generated

by the disposal of this equipment. In order to validate the study, simulation results are presented considering a 3 kW microgrid operating both connected and disconnected from the electrical grid.

Keywords: Distributed generation; Energy Efficiency; Electric Microgrids; Batteries; Fuel Cells.

1. INTRODUÇÃO

Com o recente aumento da integração de sistemas de geração distribuída ao sistema elétrico brasileiro, sistemas de geração de energia elétrica baseados em fontes renováveis, como a fotovoltaica e a eólica, vêm ganhando espaço (MME/EPE, 2021). Para a continuidade do avanço da geração distribuída no Brasil e no mundo, o modelo de expansão utilizando microrredes elétricas está sendo investigado.

Dentre as principais vantagens da utilização de microrredes estão o aumento da qualidade e da confiabilidade da energia fornecida ao consumidor, já que uma microrrede é capaz de manter seus clientes em operação mesmo durante a ausência de fornecimento de energia por parte da concessionária (COPEL, 2020; MME/EPE, 2022; HIRSCH et al., 2018). Para que a microrrede possa operar desconectada da rede elétrica da concessionária, as fontes consideradas intermitentes, como o caso da eólica e da fotovoltaica, cuja potência gerada depende das condições ambientais, devem operar acompanhadas de algum tipo de geração não intermitente, de modo a garantir um fornecimento continuado (HIRSCH et al., 2018).

Em conformidade com as políticas nacionais e internacionais de diminuição da emissão de carbono (MMA, 2022), microrredes utilizando células combustíveis como fonte primária de energia, atuando em conjunto com outras fontes renováveis, tornam-se uma solução baseada em geração distribuída considerada promissora e amigável com o meio ambiente (HAN et al. 2018). Em conjunto com células combustíveis, baterias também têm sido aplicadas em microrredes para suprir aumentos de carga ou absorver excedentes de energia durante o modo desconectado, enquanto a célula combustível se acomoda em um novo ponto de operação (ÁLVAREZ, 2012; SHARMA; MISHRA, 2018). Ao longo da microrrede, conversores eletrônicos de potência são necessários para processar a energia gerada pelas diferentes fontes de energia, com o intuito de alimentar as cargas locais, armazenar energia e ainda injetar o excedente da geração na rede elétrica. Além disso, visando obter o máximo aproveitamento das fontes de energia, os conversores de potência são controlados de modo a extrair a máxima potência disponível dessas fontes (HIRSCH; PARAG; GUERREIRO, 2018). Considerando que tanto as células combustíveis quanto as baterias são baseadas em tensão CC, estes recursos podem ser co-

nectados a um barramento CC compartilhado por meio de conversores CC/CC individuais. Nesse caso, a conexão com a rede elétrica e com as cargas CA é realizada por meio de um conversor de interligação CC/CA conectado entre o barramento CC compartilhado e a rede elétrica. Para baixas potências, abaixo de 10kW, na busca de menores custos, podem ser aplicados conversores CC/CA monofásicos. Entretanto, uma característica inerente à operação destes conversores é a geração de uma oscilação de tensão, de frequência igual ao dobro da frequência da rede, sobreposta à tensão de seu barramento CC (DONG, D. et al., 2013). Tais ondulações podem ser propagadas pelos conversores CC/CC até as células combustível, o que leva a erros na extração da máxima potência, como também até as baterias, aumentando o stress e diminuindo a vida útil.

Neste trabalho é apresentada e analisada uma microrrede CC de 3 kW, conectada à rede monofásica, envolvendo um sistema de geração a células combustível, baterias e cargas locais. De modo a evitar a propagação das ondulações de tensão no dobro da frequência da rede elétrica até as baterias e as células combustível, é proposta uma estratégia de controle baseada na inclusão de termos ressonantes aos controladores dos conversores CC/CC. Além disso, o trabalho apresenta uma análise sobre os estados de operação conectado e ilhado da microrrede em estudo, de modo a explicar o surgimento de ondulações no barramento CC da microrrede. Para validação do estudo, são apresentados resultados de simulações por meio dos quais é possível notar a significativa diminuição das ondulações nas tensões dos recursos CC da microrrede quando utilizada a estratégia de controle proposta.

2. MICRORREDE CC EM ESTUDO

A microrrede em estudo é composta por dois barramentos, sendo um CA e o outro CC, conforme a Figura 1. No intuito de compreender a operação da microrrede deve-se considerar dois modos de operação para o sistema: conectado à rede elétrica e desconectado da rede elétrica, ou seja, ilhado.

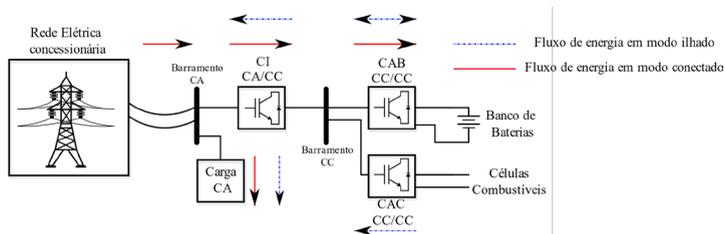
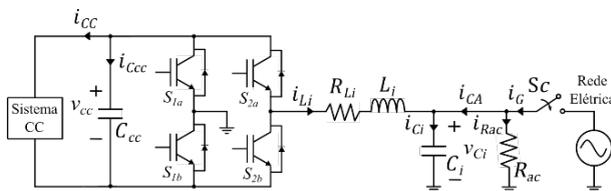


Figura 1 – Configuração da microrrede

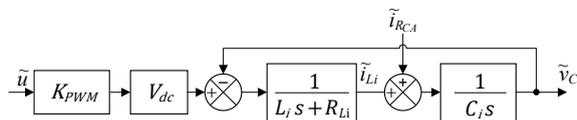
No modo conectado, a rede elétrica é responsável por alimentar a carga local e fornecer a energia para carregamento do banco de baterias. Nesse caso, o conversor CA/CC, nomeado como Conversor de Interligação (CI), drena energia ativa da rede elétrica, enquanto o conversor CC/CC conectado às baterias, nomeado como Conversor de Acoplamento das Baterias (CAB), controla o armazenamento dessa energia. Por sua vez, o conversor CC/CC conectado ao arranjo de células combustível, nomeado como Conversor de Acoplamento das Células Combustível (CAC), fica desativado, já que essa geração não necessita estar em funcionamento. Já na operação ilhada, considerando a ausência da rede elétrica, as células combustível passam a atuar como a fonte primária de energia para suprimento da carga. Nestas circunstâncias, o CAC atua na extração da energia gerada pelas células combustível, enquanto o CI promove a manutenção do fornecimento de energia para a carga CA. Considerando as variações de carga, as baterias se carregam caso a energia gerada seja maior que a energia consumida, ou então se descarregam caso a energia gerada seja menor que a energia consumida. Dessa forma, para permitir tanto o carregamento quanto o descarregamento das baterias, um fluxo bidirecional de energia flui por meio do CAB durante o modo ilhado.

2.1 Conversor de Interligação (CI)

A topologia CC/CA Ponte Completa monofásica, mostrada na Figura 2 (a), tem sido amplamente empregada como CI em aplicações envolvendo a conexão de sistemas CC com a rede elétrica CA (DONG, D. et al., 2013). Conforme o acionamento da chave de conexão (S_c), o CI pode operar tanto conectado quanto desconectado da rede elétrica.



(a)



(b)

Figura 2 – Conversor de Interligação (CI) CC/CA:
(a) Circuito; (b) Modelo Matemático

No modo conectado, o CI atua como uma fonte de corrente senoidal injetada/drenada por meio do indutor de filtragem, representado na Figura 2 pela indutância L_i e pela resistência série R_{L_i} , além de atuar como uma fonte de tensão CC conectada ao barramento CC compartilhado. Já no modo ilhado, com a ausência da rede elétrica, o CI atua como uma fonte de tensão senoidal para a carga CA, representada na Figura 2 por R_{CA} .

Durante os modos de operação citados para o CI, o fluxo de energia pode fluir bidirecionalmente através do conversor. Nesse contexto, por conta da conexão monofásica, a potência instantânea CA (p_{CA}) que flui pelo indutor L_i terá uma componente (\tilde{p}_{CA}) ondulatória no dobro da frequência fundamental, ou seja, 120 Hz, sobreposta a uma componente média (P_{CA}) que representa a parcela ativa da potência, sendo que $p_{CA} = \tilde{p}_{CA} + P_{CA}$. Quando o CI envia/absorve potência de/para o barramento CA, a potência ondulatória passa a fluir também pelo lado CC do conversor, o que resulta em ondulações na tensão no capacitor C_{cc} (v_{CC}) no dobro da frequência fundamental, ou seja, em 120 Hz. Conforme dado por (DONG, D. et al., 2013), é possível obter a equação 1, que representa a tensão v_{CC} em função do tempo e que expressa a amplitude de oscilação em 120 Hz (A).

$$v_{cc}(t) = \sqrt{V_{cc}^2 + A \text{sen}(2\omega_0 t - 2\varphi + \theta)}$$

$$A = \sqrt{P_{CA}^2 + \left(\frac{\omega_0 L_i I_{L_i}^2}{2} - P_{CA} \frac{\text{sen}(\varphi)}{\text{cos}(\varphi)}\right)^2} / \sqrt{\left(\frac{P_{CA}}{V_{cc}^2}\right)^2 + (\omega_0 C_{cc})^2}; \tag{1}$$

$$\theta = \arctan\left(\frac{P_{av}}{\frac{\omega_0 L_i I_{L_i}^2}{2} - P_{av} \frac{\text{sen}(\varphi)}{\text{cos}(\varphi)}}\right) - \arctan(C_{cc} V_{cc}^2 / P_{CA}); P_{CA} = \frac{V_{C_i} I_{L_i}}{2} \text{cos}\varphi;$$

onde: V_{cc} é a tensão média no capacitor C_{cc} ; ω_0 é a frequência angular fundamental da rede elétrica, φ é a diferença angular entre a corrente na indutância L_i e a tensão no capacitor C_i ; V_{C_i} é a tensão de pico no capacitor C_i ; I_{L_i} é a amplitude de corrente na indutância L_i .

Como pode ser notado na equação 1, o aumento da capacitância C_{cc} leva à atenuação da amplitude de oscilação A, entretanto traz maiores volume e custo para o conversor. Nesse sentido, normalmente a capacitância C_{cc} é dimensionada de forma que atenua a oscilação em dupla frequência o suficiente para permitir a operação do conversor CC/CA. Nesse caso, uma oscilação de tensão residual permanece, de forma que o sistema CC conectado a C_{cc} pode ser prejudicado pela oscilação em dupla frequência.

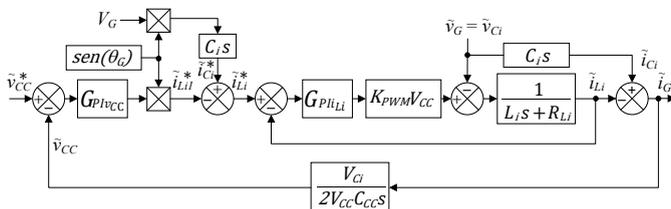
Para obtenção do modelo matemático para o lado CA do CI, considera-se o circuito dado na Figura 2(a) no modo ilhado, ou seja, S_c desligada, acionado com a técnica de modulação PWM senoidal de três níveis. Dessa forma, aplicando a técnica de modelagem por análise de pequenos sinais, e desprezando a conexão da carga local CA, é possível obter a representação matemática para o CI dado no diagrama de blocos equivalente mostrado na Figura 2(b), onde $K_{PWM}=1/V_{tri}$, sendo V_{tri} o pico da portadora triangular utilizada na modulação PWM.

Considerando agora o lado CC do CI, a equação que representa matematicamente o capacitor C_{CC} é dada pela equação 2, que descreve a relação entre a pequena variação na amplitude da parcela ativa da corrente drenada da rede elétrica (\tilde{I}_G) e a pequena variação na tensão no barramento CC (\tilde{v}_{CC}).

$$\frac{\tilde{v}_{CC}(s)}{\tilde{I}_G(s)} = \frac{V_{Ci}}{2V_{CC}C_{CC}s} \tag{2}$$

onde: V_{Ci} e V_{CC} são as tensões de pico nos capacitores C_i e C_{CC} , respectivamente.

Desprezando variações na corrente da carga CA, ou seja $\tilde{i}_{RCA}=0$, uma pequena variação na corrente do indutor L_i (\tilde{i}_{Li}) leva a uma pequena variação na corrente da rede (\tilde{i}_G), sendo $\tilde{i}_G = \tilde{i}_{Ci} - \tilde{i}_{Li}$ conforme os sentidos de corrente adotados na Figura 2(a), o que resulta em variação na tensão no barramento CC (\tilde{v}_{CC}). Dessa forma, durante o modo conectado, o CI controla a tensão no capacitor C_{CC} variando a corrente que flui pelo indutor L_i . Considerando a equação 2 em conjunto com o diagrama da Figura 2(b), é aplicada a estratégia de controle dupla malha com os controladores PI $G_{PIv_{CC}}$ e $G_{PIi_{Li}}$, a qual é representada na Figura 3(a).



(a)

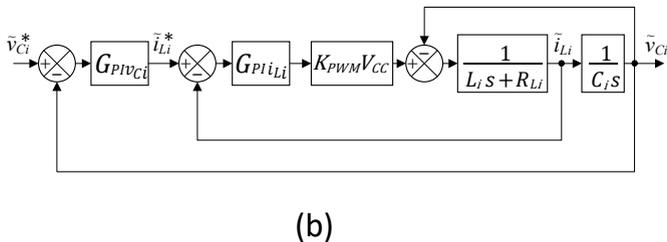


Figura 3 – Controle do Conversor de Interligação CC/CA:
a) Modo conectado; b) Modo ilhado

Considerando agora o modo de operação ilhado, o controlador $G_{P_{V_{C_i}}}$ atua na tensão do capacitor C_i (\tilde{v}_{C_i}) definindo a referência de corrente \tilde{i}_{L_i} , enquanto o controlador $G_{P_{I_{L_i}}}$ atua no controle da corrente no indutor L_i , como representado na Figura 3(b). Nessa estratégia a referência \tilde{v}_{C_i} é calculada como $V_{C_i} \text{sen}(\theta^*)$, sendo V_{C_i} e θ^* a tensão de pico e o ângulo de fase desejados.

2.2 Conversor CC/CC de acoplamento das Baterias (CAB)

A topologia utilizada para o CAB é mostrada na Figura 4(a), enquanto o modelo matemático de tal conversor, obtido a partir da técnica de modelagem por pequenos sinais e representação no domínio da frequência, é representado na Figura 4(b).

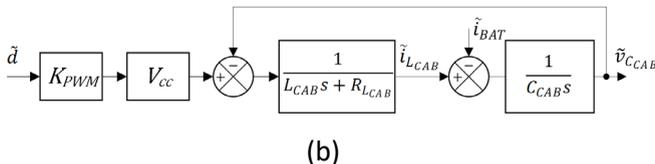
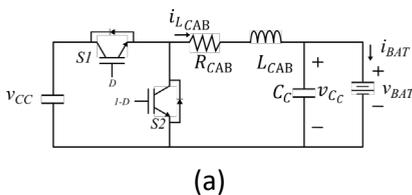


Figura 4 – Conversor de acoplamento das baterias:
a) Circuito; b) Modelo Matemático

Durante o modo conectado, o CAB controla a tensão nas baterias para promover o carregamento. Dessa forma, é possível aplicar a estratégia de controle dupla malha utilizando os controladores PI $G_{PI_{i_{CAB}}}$ e $G_{PI_{V_{CAB}}}$, dados na Figura 5, os quais atuam na corrente na indutância L_{CAB} ($i_{L_{CAB}}$) e na tensão no capacitor C_{CAB} , a mesma aplicada às baterias ($V_{C_{CAB}}=V_{Bat}$). No intuito de zerar o erro de regime estacionário em 120 Hz, de modo a mitigar as ondulações de tensão nas baterias, é aplicado um termo ressonante nessa frequência, sendo ele $G_{CR_{CAB}} = \frac{K_{RC} s}{s^2 + m\omega_2^2}$ para $\omega_2 = 2\pi 120$, em conjunto com o controlador $G_{PI_{V_{CAB}}}$, como apresentado na Figura 5 para S_R fechada. Por outro lado, durante o modo ilhado, o CAB deixa de controlar a tensão das baterias para controlar a tensão do barramento CC, de forma que não há mais a possibilidade de utilizar os termos ressonantes para mitigar as ondulações de tensão nas baterias.

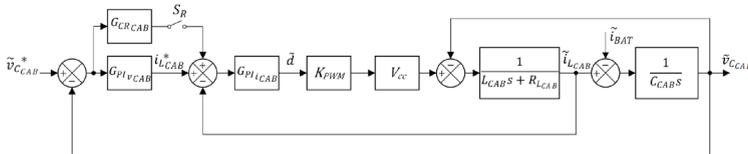
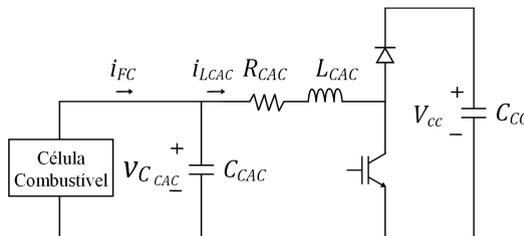


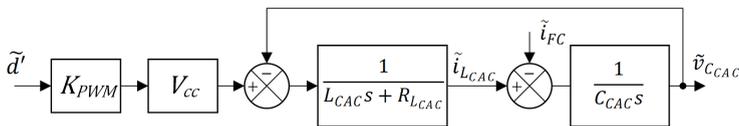
Figura 5 – Controle do conversor de acoplamento das baterias no modo conectado

2.3 Conversor de Acoplamento das Células Combustíveis (CAC)

A topologia utilizada para o CAC é mostrada na Figura 6(a), enquanto o modelo matemático de tal conversor, obtido a partir da técnica de modelagem por pequenos sinais no domínio da frequência, é representado na Figura 6(b), sendo d' o complemento da razão cíclica da chave utilizada no CAB.



(a)



(b)

Figura 6 – Conversor de acoplamento das Células Combustível:
(a) Circuito; (b) Modelo

Este conversor atua apenas no modo ilhado quando é necessário controlar a tensão nas células combustível $v_{C_{CAC}}$ para buscar a operação em máxima potência. Dessa forma, é possível aplicar a estratégia de controle dupla malha utilizando os controladores $PI_{G_{PI_{i_{CAC}}}}$ e $G_{PI_{v_{CAC}}}$ dados na Figura 7, os quais atuam na corrente na indutância ($i_{L_{CAC}}$) e na tensão no capacitor C_{CAC} , a mesma aplicada às células combustível ($v_{C_{CAC}} = v_{Bat}$). Além disso, para mitigar os distúrbios em 120 Hz, é aplicada a estratégia utilizando um termo ressonante, sendo eles $G_{CR_{CAC}} = \frac{K_{RC} s}{s^2 + m\omega_z^2}$ para $\omega_z = 2\pi 120$, em conjunto com o controlador ($G_{PI_{v_{CAC}}}$) como apresentada na Figura 7 para S_R fechada. É válido salientar que o cálculo do erro na malha externa ocorre com sinais trocados para compensar o efeito da entrada do modelo matemático \tilde{d}' .

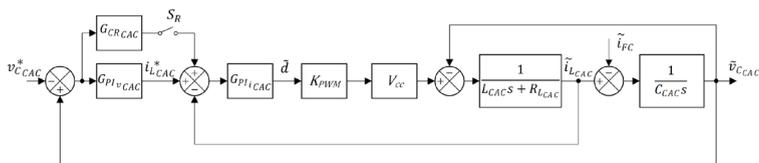


Figura 7 – Controle do conversor de acoplamento para a célula combustível no modo ilhado

3. RESULTADOS

Na Tabela 1 são apresentados os parâmetros elétricos e de controle utilizados para obtenção dos resultados de simulação, apresentados na Figura 8, os quais foram obtidos por meio do ambiente MATLAB/Simulink. O sistema mostrado na Figura 1 é analisado em modo conectado (Testes 1a e 1b) para um carregamento das baterias a 3000 W pela rede elétrica e em modo ilhado (Testes 2a e 2b), considerando uma célula combustível operando a 2500 W em conjunto

com o banco de baterias fornecendo mais 500 W para suprir a carga CA de 3000 W. Nos testes 1a e 2a, aplicou-se apenas controladores PI, enquanto nos testes 1b e 2b os termos ressonantes foram adicionados fechando as chaves S_R nas malhas de controle das Figuras 5 e 7. Verifica-se na Figura 8 (a) e (b) que o CI foi capaz de drenar energia da rede elétrica no modo conectado, bem como foi capaz de fornecer energia para a carga no modo ilhado. Na Figura 8 (c) nota-se a oscilação de tensão em 120 Hz no barramento CC (V_{CC}) em torno de 50 V pico a pico durante todos os testes realizados. A melhoria de desempenho resultante dos termos ressonantes é notada nas Figuras 8(d) e 8(e) para o modo conectado e ilhado, respectivamente. Como pode ser notado nas figuras, oscilações de 120 Hz na tensão e na corrente das baterias (V_{Bat} e i_{Bat}), bem como na tensão e na corrente das células combustível (V_{FC} e i_{FC}) são notadas apenas nos testes 1a e 2a. Dessa forma, comprava-se que as oscilações de 120 Hz são consideravelmente mitigadas quando os termos ressonantes são utilizados (testes 1b e 2b).

Tabela 1 – Parâmetros da Microrrede Parâmetros Gerais

Potência nominal = 3000 W		Frequência de chaveamento =20 kHz
Frequência de amostragem = 60 kHz		$K_{P_{PWM}}=1/5000$
Rede Elétrica da Concessionária		
Tensão de fornecimento =220 V		Frequência de fornecimento =60 Hz
Barramento CC		
Tensão =400 V		Capacitor =470 μ F
Conversor CC/CA de Interligação		
$R_L = 0,18 \Omega$	$L_i = 2 \text{ mH}$	$C_i = 88 \mu\text{F}$
PI de corrente (G_{PI_i})	Ganho proporcional = 210,10	Ganho integral = $7,08 \cdot 10^5$
PI de tensão (G_{PI_v})	Ganho proporcional = 0,30	Ganho integral = 387,99
Conversor CC/CC de Acoplamento das Baterias		
Tensão nominal do banco =249,9 V		Capacidade do banco = 11 Ah
$R_{L_{CAB}} = 0,18 \Omega$	$L_{CAB} = 1 \text{ mH}$	$C_{CAB} = 270 \mu\text{F}$
PI de corrente ($G_{PI_{CAB}}$)	Ganho proporcional =73,03	Ganho integral = $1,82 \cdot 10^5$
PI de tensão ($G_{PI_{V_{CAB}}}$)	Ganho proporcional =1,16	Ganho integral = $1,06 \cdot 10^3$
Conversor CC/CC de Acoplamento das Células Combustíveis		
Potência nominal do arranjo =3000 W		Tensão nominal do arranjo =106 V
$R_{L_{CAC}} = 0,18 \Omega$	$L_{CAC} = 1 \text{ mH}$	$C_{CAC} = 270 \mu\text{F}$
PI de corrente ($G_{PI_{CAC}}$)	Ganho proporcional =73,03	Ganho integral = $1,82 \cdot 10^5$
PI de tensão ($G_{PI_{V_{CAC}}}$)	Ganho proporcional =1,16	Ganho integral = $1,06 \cdot 10^3$
Controle Ressonante		
$n=2$ (120Hz)	Ganho ressonante	$K_{CR2} = 5,58$

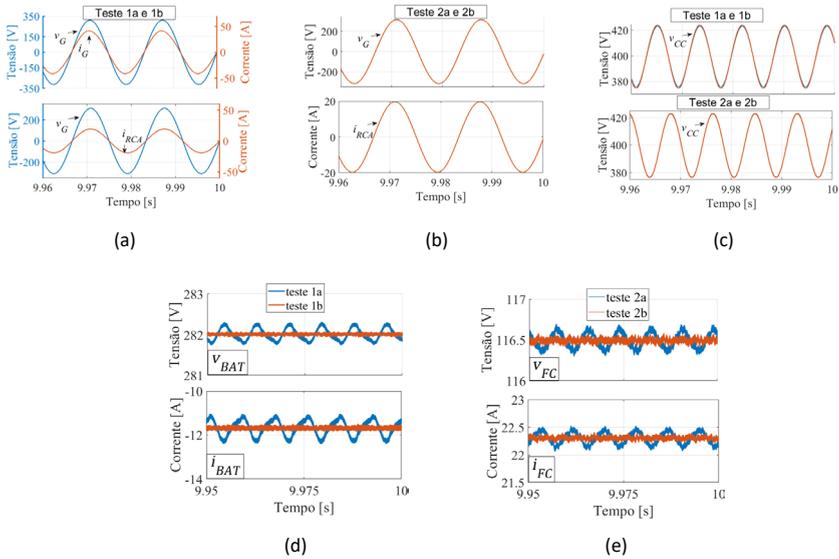


Figura 8 – Resultados de Simulação a) tensões e correntes na rede e na carga no modo conectado (teste 1a e 1b); b) tensão e corrente na carga no modo ilhado (testes 2a e 2b); c) tensão no barramento CC (testes 1a, 1b, 2a e 2b); d) tensão e corrente nas baterias (teste 1a e 1b); e) tensão e corrente na célula combustível (teste 2a e 2b)

4. CONCLUSÕES

O presente artigo apresentou a análise de uma microrrede CC e avaliou as melhorias provenientes da utilização de termos ressonantes utilizados em conjunto com controladores PI utilizados na operação de conversores CC/CC para acoplamento de baterias e células combustível. Por meio dos resultados computacionais, verificou-se que a utilização da estratégia de controle ressonante traz a mitigação da propagação das oscilações em 120 Hz para recursos da microrrede como sistemas de geração e armazenamento. Logo, a utilização de termos ressonantes é capaz de promover maior eficiência nas gerações e aumentar a vida útil dos recursos conectados à microrredes CC.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ÁLVAREZ, V.; GARCÍA, A. F.; RAMOS-PAJA, C. A.; SAAVEDRA-MONTES, A. J.; ARANGO, E. I. Design of a Low Power System Based on Fuel Cells (Diseño de un Sistema de Baja Potencia Basado en Celdas de Combustible). *Revista EIA*, v. 9, n. 17, p. 85–103, 2013. Disponível em: <https://revistas.eia.edu.co/index.php/reveia/article/view/453> Acesso em: 25 mai. 2022.

BACON, V. D. et al. Stability analysis and performance evaluation of a single-phase phase-locked loop algorithm using a non-autonomous adaptive filter. *“IET Power Electronics”*, v. 7, n. 8, p. 2081–2092, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2013.0728>

COPEL, Companhia Paranaense de Energia. “Chamada Pública Copel DIS GD 001/2020 - Compra De Energia Elétrica De Geração Distribuída”. Curitiba: COPEL, 2020.

DONG, D. et al. Grid-Interface Bidirectional Converter for Residential DC Distribution Systems - Part One: High-Density Two-Stage Topology. *“IEEE Transactions on Power Electronics”*, v. 28, n. 4, p. 1655–1666, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2212462>

HAN, B.; BAI, C.; LEE, J. S.; Kim, M. Repetitive Controller of Capacitor-Less Current-Fed Dual-Half-Bridge Converter for Grid-Connected Fuel Cell System. *“IEEE Transactions on Industrial Electronics”*, v. 65, n. 10, p. 7841–7855, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2804898>

HIRSCH, A.; PARAG, Y.; GUERRERO, J. Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *“Renewable and Sustainable Energy Reviews”*, v. 90, p. 402–411, 2018. Disponível em: <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.040>

MMA, Ministério do Meio Ambiente. “Diretrizes para uma Estratégia Nacional para Neutralidade Climática”. Brasília: MMA, 2022.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia do Brasil. Empresa de Pesquisa Energética: “Plano Decenal de Expansão de Energia 2031”. Rio de Janeiro: EPE, 2022.

MME/EPE, Ministério de Minas e Energia do Brasil, Empresa de Pesquisa Energética: “Balanço Energético Nacional”. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

SHARMA, R K; MISHRA, S. Dynamic Power Management and Control of a PV PEM Fuel-Cell-Based Standalone ac/dc Microgrid Using Hybrid Energy Storage. "IEEE Transactions on Industry Applications", v. 54, n. 1, p. 526–538, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2756032>

UNFCCC, United Nation Framework Convention Climate Changes. "Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Paris Agreement". Paris, França: UNFCCC, 2021.

DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS PARA INTEGRAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA E VEÍCULOS ELÉTRICOS

Moises Machado¹
Mauricio de Campos¹
Paulo Sausen¹
Mauricio Sperandio²

¹Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul

²Universidade Federal de Santa Maria

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.761

RESUMO

A mobilidade elétrica impõe às redes elétricas um aumento de demanda de potência, que se caracteriza por ser variável tanto no tempo quanto no espaço, associada ao carregamento das baterias. Adicionalmente, as variabilidades intrínsecas das fontes de geração renováveis, sobretudo solar, aumentam de forma expressiva as incertezas atreladas à operação dos sistemas elétricos. Desta forma, a presente pesquisa objetiva estudar os impactos da difusão de sistemas de geração fotovoltaicos (PVs) e de veículos elétricos (VEs). Para cumprir com esse propósito são empregados indicadores probabilísticos de desempenho para análise de um sistema real, utilizando técnicas de simulação de Monte Carlo. Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs e VEs. Em especial, identificaram-se elevada probabilidade de ocorrências de sobretensões, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica; Veículos Elétricos; Indicadores Probabilísticos de Desempenho.

ABSTRACT

Electric mobility imposes on electrical networks an increase in power demand, which is characterized by being variable both in time and space, associated with the recharging of batteries. In addition, the intrinsic variability of renewable energy generation, especially photovoltaic generation, brings significant uncertainties related to the operation of electrical systems. Thus, this research aims to study the impacts of photovoltaic generation systems (PVs) and electric vehicles (EVs) on a

real system. To comply with this purpose, probabilistic performance indicators are used for the analysis of a system, using Monte Carlo simulation techniques. The results show the degradation of the operating conditions of the system as long the level of penetration of PVs and EVs increases. In particular, possible overvoltage was identified, as well as overloads in distribution transformers and conductors.

Keywords: Photovoltaic Generation; Electric Vehicles; Probabilistic Performance Index.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de energia em todo o mundo estão passando por mudanças significativas, impulsionadas principalmente por três tendências de escala global: a digitalização; a descarbonização; e a descentralização. Em especial, as tendências de descarbonização se encontram inseridas em um contexto de substituição de fontes de energia oriundas de combustíveis fósseis por fontes renováveis de energia. A repercussão dessa tendência no setor elétrico é o uso das energias alternativas distribuídas, principalmente a eólica e a solar fotovoltaica (PV), bem como o aumento da mobilidade elétrica.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA – do inglês: *International Energy Agency*), prevê-se um aumento de 50% (1.220 GW) de capacidade de geração de energia elétrica renovável até 2024 (EIA, 2020). Dentre as tecnologias de geração renovável, a PV assume papel de protagonista, sendo responsável por quase 60% (700 GW) de toda a expansão da capacidade renovável. Em particular no Brasil, a geração fotovoltaica passou de uma promessa e se transformou em realidade. Segundo as projeções da EPE (2019), haverá 1,3 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída fotovoltaica, totalizando 11,4 GW.

Em relação à mobilidade elétrica, a IEA apresenta um estudo detalhado de prospecção da expansão de veículos elétricos (VEs) até 2030 (IEA, 2020a). O estoque global de VEs (excluindo veículos de duas/três rodas) expande de cerca de 8 milhões em 2019 para 50 milhões em 2025 e, aproximadamente, 140 milhões até 2030, correspondendo a uma taxa média de crescimento anual próxima a 30%. Como este aumento contínuo na participação nas vendas, os VEs devem representar cerca de 7% da frota global de veículos em 2030. No Brasil, o desenvolvimento da mobilidade elétrica, ainda, encontra-se em fase incipiente. No primeiro trimestre de 2022, as vendas de veículos elétricos leves atingiram o número de 9.844 unidades, contra 4.582 no mesmo período de 2021 (ABVE, 2022). Deste total de VEs leves, 6.711 são HEV (elétricos híbridos), 1.845 são PHEV (elétricos

híbridos *plug-in*) e 1.288 do tipo BEV (elétricos 100% a bateria) ABVE (2022).

Neste contexto de contínua expansão de PVs e VEs é fundamental garantir a flexibilidade operacional, que se refere à capacidade de um sistema de energia de manter serviço contínuo em face de oscilações rápidas e grandes na oferta ou demanda, qualquer que seja a causa. Desse modo, este trabalho realiza um estudo de caso. Especificamente, busca-se identificar os impactos da difusão de sistema de geração PVs e de VEs no sistema de distribuição do município de Ijuí, Rio Grande do Sul, de modo a planejar medidas adequadas para apoiar a expansão e a operação do sistema local.

2. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO ESTUDO DE CASO

O sistema elétrico de distribuição da área urbana da cidade de Ijuí, localizado na região noroeste do estado do Rio Grande de Sul (Figura 1), é atendido pelo Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI), que é uma concessionária pública de distribuição de energia elétrica, que tem trabalhado em parceria neste trabalho de investigação. Mais informações sobre a distribuidora podem ser obtidas em www.demei.com.br.



Figura 1 - Ilustração da localização do município de Ijuí/RS

Atualmente, o DEMEI possui 33.994 consumidores atendidos em uma área de concessão de 45 km². Até o mês de março de 2022 se encontravam conectados ao sistema de distribuição do DEMEI 1.232 sistemas fotovoltaicos de mini e microgeração distribuída (MMGD), to-

talizando 8.862 kWp de potência instalada. Esse crescimento acelerado da capacidade instalada traz desafios relevantes e requer diferentes medidas para apoiar o planejamento e operação do sistema.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

A partir de dados disponibilizados pelo DEMEI, procedeu-se à modelagem da rede elétrica no software OpenDSS (*The Open Distribution System Simulator*), desenvolvido em 1997 pela EPRI (*Electric Power Research Institute*) (DUGAN, 2018). Levaram-se em conta na modelagem os parâmetros das redes de distribuição de média tensão (23kV) e de baixa tensão (380/220 V), os modelos de transformadores de distribuição com suas conexões, tensão, potência, bem como os reguladores de tensão, os bancos de capacitores *shunt*, os modelos de cargas e, em especial, os sistemas de PVs e os VEs.

3.1 Parâmetros gerais e premissas

A primeira etapa da metodologia consiste na leitura de todas as variáveis e constantes para realização dos cálculos, sendo que dentre essas vale citar: características dos PVs e dos VEs, limites de níveis de tensão e desequilíbrios de tensão, capacidade de carregamento de transformadores e condutores, dentre outras informações, para caracterizar adequadamente o sistema de distribuição em análise.

3.2 Definição de cenários de penetração de PVs e VEs

A evolução do índice de penetração dos PVs considera os dados históricos da distribuidora e a aplicação do método de difusão de sistema de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) da EPE, denominado “Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD)” (MME, 2018). Até o momento de elaboração deste trabalho não havia consumidores adotantes de VEs no município de Ijuí. Desse modo, prospecta-se o início de inserção de VEs no ano de 2024, com índice de penetração de 2%, seguido de 5% e 10% em 2025 e 2026, respectivamente, tendo por base as projeções internacionais de IEA (2020a).

3.3 Simulações de Monte Carlo

As técnicas de Simulações de Monte Carlo (SMC) são muito flexíveis, permitindo a representação de inúmeros aspectos do funcionamento dos sistemas que, às vezes, os modelos analíticos têm dificuldade em capturar (MIRANDA, 2015). Tal característica possibilita

avaliar diferentes impactos, variando os níveis de penetração de PVs e de VEs, a partir de variáveis de entrada aplicadas ao modelo determinístico. Desse modo, é possível obter a resposta do sistema em função do comportamento estocástico da geração de PVs e do ciclo de recarga de VEs e da demanda, conforme ilustrado na Figura 2.

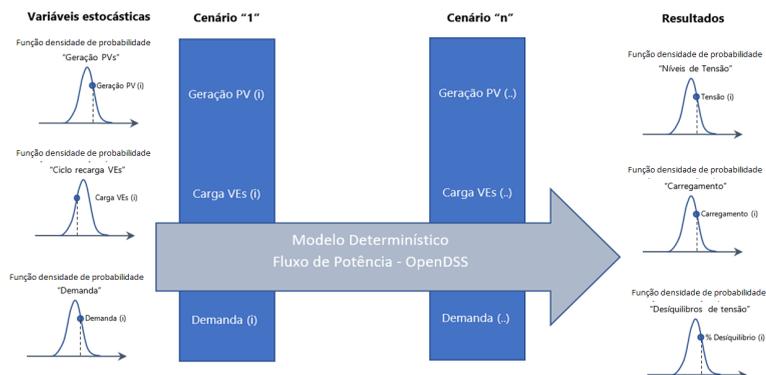


Figura 2 - Estratégica de simulação de Monte Carlo

A avaliação dos impactos faz uso de funções de densidade de probabilidade (fdp) de geração PVs, demanda e de carregamento de VEs. Essas informações servem como dados de entrada para o cálculo do fluxo de potência probabilístico, que determinará as condições de operação do sistema elétrico.

3.4 Índices de desempenho

Os índices de desempenho probabilísticos considerados são a seguir detalhados:

- i. Probabilidade de Subtensão (PQT): estabelece a probabilidade de ocorrência de subtensão, ou seja, tensão inferior a 0,95 pu.

$$fpc_v(0,95) = P(v < 0,95pu) = \int_{-\infty}^{0,95} fdp_v(x)dx \quad (1)$$

$$PQT = 1 - fpc_v(0,95) \quad (2)$$

em que f_{pc_v} é a função de densidade de probabilidade acumulada de níveis de tensão; e f_{dp_v} é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

ii. Probabilidade de Sobretensão (PST): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobretensão, ou seja, tensão superior a 1,03 pu.

$$PST = P(v > 1,03) = \int_1^{\infty} f_{dp_v}(x) dx \quad (3)$$

em que f_{pc_v} é a função de densidade de probabilidade de níveis de tensão.

iii. Probabilidade de Violação do Fator de Potência (PFP): estabelece a probabilidade de ocorrência de violação do fator de potência, ou seja, tensão inferior a 0,92 pu.

$$f_p(0,92) = P(fp < 0,92 pu) = \int_{-\infty}^{0,92} f_{dp_{fp}}(x) dx \quad (4)$$

$$PQT = 1 - f_{pc_{fp}}(0,92) \quad (5)$$

em que $f_{pc_{fp}}$ é a função de densidade de probabilidade acumulada do fator de potência; e $f_{dp_{fp}}$ é a função de densidade de probabilidade do fator de potência.

iv. Probabilidade de Sobrecarga (PSC): estabelece a probabilidade de ocorrência de sobrecarga em transformadores e condutores ao longo da rede

$$PSC = P(c > 1) = \int_1^{\infty} f_{dp_c}(x) dx \quad (6)$$

em que f_{dp_c} é a função de densidade acumulada do carregamento de transformadores e condutores ao longo da rede de distribuição. Neste estudo, foi considerada a capacidade nominal (1 pu) como o limite de carregamento.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida. Um dos circuitos alimentadores primários do sistema de distribuição de energia do DEMEI é considerado no estudo.

4.1 Critérios e premissas

Na representação dos VEs na rede é considerada exclusivamente a inserção de VEs puros (*plug-in*). O horário de conexão de VEs é modelado através de uma fdp normal, com média 18 horas e desvio padrão 0,5 hora do instante de início da recarga (horário de retorno da viagem habitual do motorista). A distância diária percorrida pelos VEs também é modelada por uma fdp, com média de 40 km e desvio padrão de 4 km.

As demais premissas consideradas compreendem:

- i. a recarga tem características residenciais através de carregador embarcado no próprio veículo;
- ii. todas as barras estão sujeitas à conexão de recarga de VEs;
- iii. supõe-se o restabelecimento do SOC da bateria do veículo independentemente da preservação de sua vida útil;
- iv. o modelo V2G (Vehicle-to-Grid) não é explorado neste trabalho; e
- v. sistema de recarga considera o VE modelo Nissan Leaf, cuja potência é de 3,6 kW e o rendimento de 83%.

Os cenários analisados consideram os seguintes índices de penetração de PVs e VEs:

- i. cenário de base: sem conexão de PVs e VEs (ano 2022);
- ii. cenário A (2022): índice de penetração de 8,25% de PVs sem VEs;
- iii. cenário B (2023): índice de penetração de 12,2% de PVs sem VEs;
- iv. cenário C (2024): índice de penetração de 15,3% de PVs e 2% de VEs.;
- v. cenário D (2025): índice de penetração de 18% de PVs e 5% de VEs; e
- vi. cenário E (2026): índice de penetração de 25,4% de PVs e 10% de VEs.

As restrições operacionais se baseiam nos limites definidos em ANEEL (2021). A seguir são apresentados os resultados e discussões de cada cenário avaliado.

4.2 Análises de cenários

No cenário de base é considerado alimentador sem inserção de PVs e VEs. Os resultados obtidos neste cenário indicam a probabilidade nula de violações de limites de tensão, assim como de fator de potência e de carregamento de transformadores de distribuição e condutores. Por outro lado, no cenário A são considerados os PVs atualmente instalados no circuito alimentador em estudo, cuja potência total é de 1.504,8 kWp. Na Figura 3 apresenta-se a geração de potência dos sistemas PVs, considerando os dados históricos de monitoramento de irradiação e temperatura.

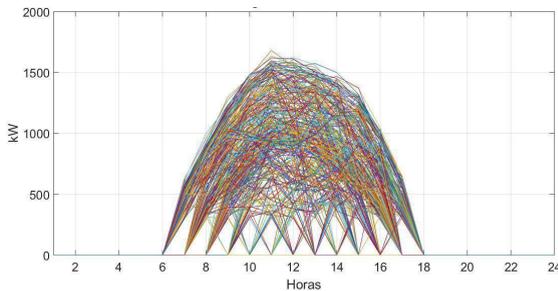


Figura 3 - Geração dos sistemas PVs - cenário A

Neste cenário, não são identificadas violações de limites de tensão, assim como de desequilíbrio de tensão e de fator de potência. No entanto, verificam-se sobrecargas no sistema, como por ser observado na Figura 4.

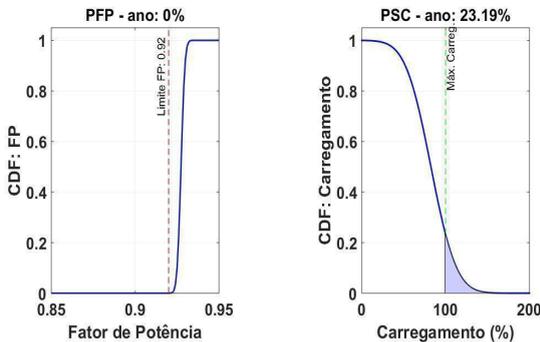


Figura 4 - CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário A

Os resultados indicam a probabilidade de 23,19% de ocorrência de sobrecarga em transformadores de distribuição e condutores ao longo do AL-13. No cenário B, à medida que o índice de penetração de sistemas PVs aumenta, a probabilidade de ocorrências de sobrecargas também aumenta, conforme pode ser observado nas Figuras 5.

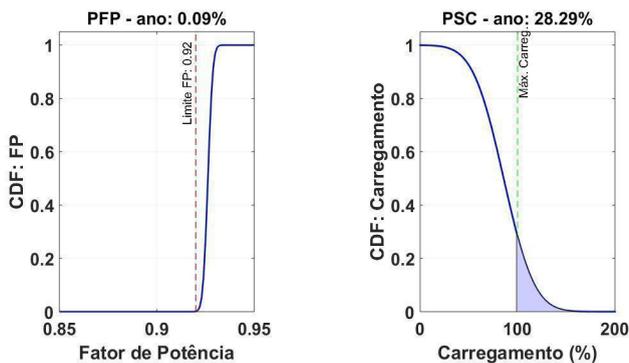


Figura 5 - CDF violação do limite de fator de potência e de sobrecarga – cenário B

Este caso tem a probabilidade de ocorrência de sobrecarga (PSC) de 28,29%, e a probabilidade de ocorrência de violação de fator de potência (PFP) de 0,09%. A partir do ano de 2024 (cenários C, D e) as condições operacionais se degradam ainda mais e são identificadas, além de sobrecargas, sobretensões ao longo da rede secundária do AL-13, conforme sintetizado na Tabela 1.

Tabela 1 – Síntese dos indicadores de desempenho

Cenário	Índice penetração PVs (%)	Índice penetração VEs (%)	PQT (%)	PST (%)	PFP (%)	PSC (%)
Base	0	0	0	0	0	0
A	8,85	0	0	0	0	23,19
B	12,2	0	0	0	0,09	28,29
C	15,3	2	0	0	1,15	36,31
D	18	5	0	4,41	5,62	43,85
E	25,4	10	0	25,47	33,34	65,74

No cenário D, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) na rede secundária de distribuição é de 4,14%. Na rede primária de distribuição (média tensão) não são identificadas violações de níveis de tensão. As probabilidades de ocorrências de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 43,85% e 5,62%, respectivamente. No cenário “E”, as condições operacionais se degradam significativamente. Neste caso, a probabilidade de ocorrência de sobretensões (PST) é 25,47%. As probabilidades de ocorrência de sobrecargas (PSC) e violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente. Neste cenário, também não são verificadas violações de tensão na rede primária de distribuição.

5. CONCLUSÕES

Os resultados obtidos sinalizam a degradação das condições operacionais do sistema em regime permanente à medida que se eleva o nível de penetração de sistemas PVs. Em especial, identificaram-se possíveis sobretensões na rede elétrica de baixa tensão, assim como de sobrecargas em transformadores de distribuição e condutores ao longo do alimentador AL-13. Adicionalmente, verificaram-se violações de fator de potência, em relação ao valor de referência. No cenário mais crítico (cenário E), a probabilidade de ocorrência de sobretensões na rede baixa tensão (PST) é de 25,47% e as probabilidades de ocorrência de sobrecargas (PSC) e de violações de fator de potência (PFP) se elevam para 65,74% e 33,34%, respectivamente.

Em relação aos VEs, não foram identificados impactos consideráveis até o ano de 2026, possivelmente em função dos leves índices de penetração de VEs considerados. Os índices de penetração de VEs avaliados levaram em consideração o fato de não haver adotantes de VEs no município de Ijuí, atualmente. Contudo, a ampla adoção de VEs esperada pode ser realmente desafiadora para a adequação e a operação segura do sistema elétrico, tais como problemas de congestionamento em redes já muito carregadas, problemas de baixa tensão e o aumento de perdas de energia elétrica.

Em termos gerais há duas principais abordagens para acomodar a difusão massiva de PVs e VEs pelas redes de distribuição, evitando os problemas acima mencionados. A primeira abordagem, e a mais dispendiosa financeiramente, é reforçar as infraestruturas de rede de forma que possam acomodar qualquer cenário de penetração de PVs e VEs. A segunda abordagem, e a mais promissora, é promover sinergia entre o conceito de redes inteligentes e os PVs e VEs, de modo a desenvolver funcionalidades capazes de controlar os ciclos de recarga de VEs e de operação de PVs de acordo com as necessidades da rede e os requisitos de seus proprietários. Esses aspectos trazem

novas possibilidades de estudos para o sistema de distribuição de energia elétrica do município de Ijuí.

6. AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS) a partir do Edital 04/2019 – ARD (19/2551- 0001329-9).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABVE. Associação Brasileira do Veículo Elétrico. “Distribuição do mercado de eletrificados por motorização no Brasil – primeiro trimestre de 2022”, 2022. Disponível em: <<http://www.abve.org.br/eletrificados-em-alta-115-no-1o-trimestre/#>>. Acesso em 03.05.2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica”, 2021. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em 15.03.2022.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS), Electric Power Research Institute, Apr. 2018.

EIA. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2020. Disponível em <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>>. Acesso em 10.03.2022.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2019. Disponível em <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a18d104e-4a3f31a8-f2cf-382e654dbd20&groupId=36189>

IEA. International Energy Agency. Global EV Outlook 2020. Disponível em <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>>. Acesso em 12.04.2022.

MIRANDA, V. Fiabilidade em Sistemas de Potência- uma Introdução, FEUP Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.

MME. Ministério de Minas e Energia. Modelo de mercado de micro e minigeração distribuída (4MD). Empresa de Pesquisa Energética - EPE: Nota Técnica EPE 028/2018.

ROAD TO NET-ZERO CARBON: A TECNOLOGIA CCUS E O MERCADO DE CRÉDITOS DE CARBONO COMO INSTRUMENTOS COMPLEMENTARES À MITIGAÇÃO E COMPENSAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO SETOR UPSTREAM

Gustavo Castro Ribeiro Ferreira Silva¹
Virginia Parente¹
Edmilson Moutinho dos Santos¹

¹Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.754

RESUMO

A partir do conceito de captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS, na sigla em inglês), é possível contribuir diretamente para uma solução a nível global, visando a mitigação direta de um poluente extremamente nocivo ao meio ambiente e, além disso, destinar sua utilização para fins técnicos e agregar valor econômico nas operações. Além da mitigação das emissões de CO₂ em operações de produção de petróleo e gás natural, cabe ainda destaque às medidas compensatórias para níveis que ainda persistirem. No caso, o mercado de créditos de carbono funciona como um mecanismo de comercialização, visando compensar, de forma econômica e sustentável, a emissão do poluente através de alternativas e projetos ambientalmente favoráveis.

Palavras-chave: *Upstream*; Transição energética; GEE; CCUS; Créditos de carbono.

ABSTRACT

Based on the concept of carbon capture, utilisation, and storage (CCUS), it is possible to directly contribute to a global solution, aiming at the direct mitigation of an extremely harmful pollutant to the environment and, in addition, making their use for technical purposes and adding economic value to operations. In addition to mitigation of CO₂ emissions in oil and natural gas production operations, it is also worth mentioning the compensatory measures for the levels that persist. In this case, the carbon credit market works as a carbon trading mechanism, aiming to compensate, economically and sustainably, the emission of the pollutant through environmentally favourable alternatives and projects.

Keywords: *Upstream*; Energy transition; GHG; CCUS; Carbon credits.

1. INTRODUÇÃO

A fim de contribuir para um quadro mais efetivo e abrangente de mitigação e compensação das emissões, é possível propor, de forma complementar às soluções técnicas para as atividades operacionais, novas opções para maximizar possíveis resultados positivos e atingir as metas *net-zero carbon*, que é a tendência das empresas de petróleo e gás para as próximas décadas. Trazendo o estudo para o cenário brasileiro, especificamente para a produção no polígono do Pré-Sal, rica em CO₂, a tecnologia CCUS (*Carbon Capture Utilisation and Storage*) pode continuar sendo aprimorada e aplicada nas instalações das Bacias de Santos e Campos.

Após a captura do CO₂ nas correntes de produção de petróleo e gás natural, por meio de membranas de separação, o mesmo é reinjetado nos poços, aumentando a pressurização dos reservatórios como um método de recuperação da produção. Modelos de *benchmark* apontam que a utilização do CO₂ como EOR (*Enhanced Oil Recovery*), assim como o armazenamento do poluente em campos offshore, pode proporcionar uma redução nas emissões operacionais de 41% e um aumento de até 20% no Valor Presente Líquido dos projetos (RODRIGUES et al., 2021).

Além da tecnologia CCUS, o mecanismo do mercado de créditos de carbono também surge como uma possível alternativa para solucionar o quadro de emissões no setor petrolífero. O dinamismo do modelo oferece ao Brasil uma posição privilegiada para atrair investimentos na agenda climática internacional, com possibilidade de acelerar o desenvolvimento da indústria de biocombustíveis, o manejo sustentável do solo e a preservação de florestas através de sumidouros naturais, por exemplo.

O mercado de créditos de carbono já existe há pelo menos 30 anos, com mecanismo consistindo na emissão de um certificado eletrônico equivalente a uma tonelada de CO₂ evitada. Diversas *supermajors* do setor de óleo e gás já estão, cada vez mais, utilizando o mercado de créditos de carbono como meio compensatório para atingir metas na Europa e nos Estados Unidos. Segundo uma previsão da consultoria McKinsey & Company (2020), nos próximos anos será possível reduzir significativamente as emissões a um custo médio inferior a US\$ 50/tCO_{2eq}.

Nesse sentido, o presente trabalho tem como objetivo analisar as principais oportunidades de práticas sustentáveis com aplicabilidade na indústria petrolífera, abordando como foco específico a tecnologia CCUS e a dinâmica do mercado de créditos de carbono. A partir de uma revisão bibliográfica, é proposto um estudo de caso aplicado ao cenário operacional *offshore*, sendo possível identificar um quadro de

oportunidades para tornar a indústria petrolífera nacional promissora também em uma transição energética sustentável, eficaz e segura.

2. DISCUSSÃO E DESENVOLVIMENTO

2.1 Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS)

Importante alternativa para contribuir para uma descarbonização tecnicamente segura e economicamente viável, as tecnologias CCUS podem e devem estar presentes no futuro das operações de baixo carbono. Ao abordar os principais aspectos econômicos sobre CCUS, Greig and Uden (2021) destacam modelos de escala global para *net-zero emissions by 2050*, como um recente estudo da Princeton University, indicando que a não utilização do CCUS tornaria a mitigação das emissões mais cara, difícil e eventualmente improvável nas principais economias do mundo, como nos Estados Unidos, impactando diretamente no combate às mudanças climáticas.

Ao mitigar o lançamento de CO₂ para a atmosfera, os volumes capturados do contaminante podem ser direcionados aos ativos de armazenamento geológico, utilizados em métodos de reinjeção em poços de petróleo e até, embora ainda seja um desafio, convertidos em moléculas de alto valor agregado. A estratégia de utilizar a tecnologia nos países produtores e exportadores de petróleo, de acordo com dados da OIES (2021), embora pareça atualmente complexa, contribuirá diretamente com a competitividade de um setor tão estratégico no curso da transição energética para emissões líquidas zero.

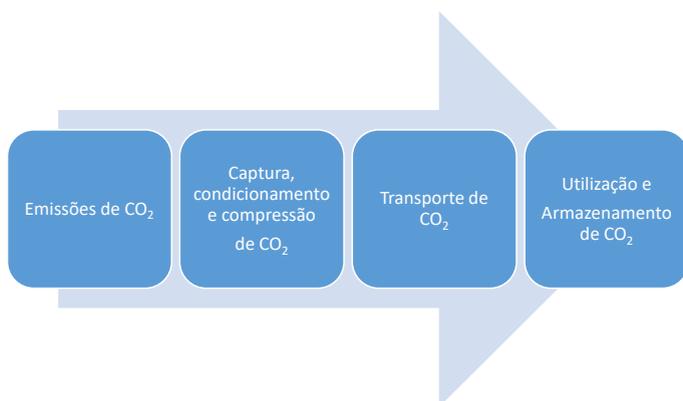


Figura 1 – Cadeia de valor da tecnologia CCUS (Elaborado a partir de Janakiram et al., 2020)

Visando uma cooperação de mercado, a utilização da tecnologia CCUS no *upstream* poderia ainda funcionar como uma forma de certificação ao exportar um petróleo produzido em operações de baixo teor de carbono, incentivando a promoção de políticas regulatórias e acordos climáticos de maneira integrada a partir de produtores e consumidores (OIES, 2021). Na Figura 2 é exposto um gráfico contendo a possível contribuição da tecnologia CCUS no caminho para descarbonização até 2050.

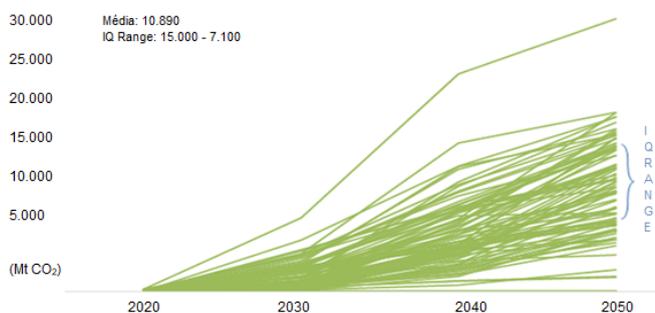


Figura 2 – Potencial de redução de CO₂ a partir da tecnologia CCUS (OIES, 2021)

Segundo Ramos (2021), a configuração integrada de um sistema CCUS pode apresentar as etapas de captura, separação, purificação, compressão, transporte e injeção de CO₂ em estruturas geológicas, ou a utilização para outra finalidade. Além da geração de energia, que é o principal setor para aplicação das tecnologias CCUS, também é possível destacar outras áreas com potencial, como os processos industriais e químicos que geram CO₂ como subprodutos, e nas futuras produções em larga escala de combustíveis com uso de hidrogênio.

Embora exista uma gama tecnológica para a separação em fluxos gasosos, atualmente a captura de carbono ocorre em três variantes: combustão oxí-combustível, pré-combustão e pós-combustão. As principais tecnologias de separação física e química incluem absorção, adsorção, uso de membranas e criogenia, (RAMOS, 2021).

Após a captura do CO₂, é necessário realizar a etapa de condicionamento através de purificação e, então, o contaminante é direcionamento aos ciclos de compressão, onde a pressão inicial pode atingir até 100 psi (6.895 bar) e a final 2.200 psi (151.685 bar) (RAMOS, 2021). Para os processos que envolvem a liquefação do CO₂, além do resfriamento, são necessários de três a cinco estágios de compressão (MONTEIRO et al., 2020).

No caso do CO₂ condicionado longe do local de armazenamento geológico ou utilização, é necessário realizar o transporte do mesmo, que pode ser realizado por meio de dutos, rodovias ou ferrovias. Além das rotas tradicionais, o transporte marítimo do CO₂ vem ganhando relevância, principalmente em projetos de HUBs no Mar do Norte, que envolvem o deslocamento do carbono a partir de navios com tanques criogênicos para *offloading* em FPSOs e posterior injeção em reservatórios geológicos *offshore* (MONTEIRO et al., 2020).

Nas operações *offshore* de produção de petróleo e gás natural, especialmente nas unidades FPSOs em águas profundas, a tecnologia CCUS já é utilizada no próprio local de captura. No Brasil, a captura e o armazenamento em reservatórios carbonáticos no Pré-Sal da Bacia de Santos ocorrem no campo de Lula, considerado o único projeto em larga escala na América Latina, com capacidade de capturar uma média de 3 Mtpa (milhões de toneladas métricas por ano) de CO₂ associado à produção de gás natural (BIROL and ALLAWI, 2021); (RODRIGUES et al., 2021).

Destaque como uma iniciativa da Petrobras recentemente reconhecida e premiada internacionalmente, a tecnologia aplicada no Pré-Sal vem sendo aprimorada desde 2009, e com a entrada de novas unidades há previsão para atingir um volume acumulado de captura e reinjeção de até 40 milhões de toneladas de CO₂ até 2025, se estabelecendo como o maior projeto CCUS *offshore* do mundo (PETROBRAS, 2022). Na Tabela 1, é destacado a capacidade de diferentes opções armazenamento, com destaque para as alternativas *offshore*, como os oceanos e as formações salinas profundas.

Tabela 1 – A capacidade mundial de potenciais reservatórios de armazenamento (Adaptado de Ramos, 2021)

Opção de armazenamento	Capacidade mundial
Oceanos	1000s GtC*
Formações salinas profundas	100s-1000s GtC
Reservatórios de O&G depletados	100s GtC
Jazidas de carvão (coal seams)	10s – 100s GtC
Utilização em processos	10s GtC
Utilization	< 1 GtC/yr

*GtC (gigatoneladas de carbono) = 1 bilhão de tonelada métrica de carbono equivalente

Um estudo de Rodrigues et al. (2021) menciona a utilização de CCUS em FPSOs através de membranas e a reinjeção alternada com água (WAG) como método *Enhanced Oil Recovery* (EOR); além de auxiliar a prevenção da incrustação de calcita nas estruturas operacio-

nais, e a produção com baixo teor de carbono, apresentou uma redução em até 41% das emissões operacionais de CO₂. A Figura 3 apresenta um modelo esquemático para um sistema interligado de poços produtores e injetores em campos do Pré-Sal brasileiro.

A utilização das tecnologias CCUS em produções offshore, além de contribuir diretamente com a mitigação de gases de efeito estufa (GEE), pode ainda auxiliar na produção de petróleo e gás natural como um método de recuperação. É possível ainda transportar o CO₂ por meio de uma rede de gasodutos interligando a captura e o armazenado em campos depletados, formando um HUB de CCUS, e contribuindo para a formação de uma economia de baixo carbono.

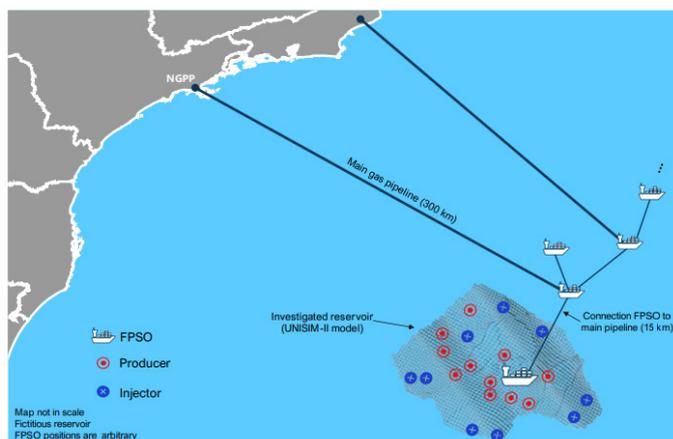


Figura 3 - Projeto hipotético de CCUS baseado no Pré-Sal da Bacia de Santos (RODRIGUES et al., 2021)

2.2 Mercado de Crédito de Carbono

Apesar de atingir notoriedade recentemente, o conceito e o mecanismo do mercado de crédito de carbono existem há pelo menos 40 anos (ANDRIW et al., 2021). O sistema consiste na geração de um certificado eletrônico equivalente a uma tonelada de CO₂ que deixou de ser emitido à atmosfera.

O dinamismo do mercado, segundo Meneguín (2012), é estabelecido por uma autoridade governamental que estabelece metas de redução de GEE em áreas com alta emissão de CO₂, como setores de energia, petróleo e gás, por exemplo. Ainda conforme exposto pelo autor, ao citar as diretrizes do Acordo de Paris, empresas que não

conseguirem atingir suas metas obrigatórias podem pagar por licenças e financiar projetos e iniciativas para reduzir a emissão de CO₂.

As metas podem ser alcançadas através do sistema *cap-and-trade*, mais estruturado e com parâmetros pré-estabelecidos a partir de diretrizes internacionais, ou também por meio do mercado voluntário de carbono (MVC), cujos agentes envolvidos são comprometidos, voluntariamente, em ações envolvendo o mercado de créditos de carbono e tecnologias sustentáveis. As ações, após avaliação, têm validade, contabilização e certificação (LUDENA et al., 2015); (ANDRIW et al., 2021).

A aplicação do mecanismo de crédito de carbono no setor petrolífero, como alternativa de compensação, já vem sendo realizada em projetos de *supermajors* internacionais em regiões dos Estados Unidos e Europa. Na Noruega, já é conhecida a parceria entre a petroleira Equinor e o governo local na busca por uma solução econômica e social para compensar as emissões de GEE. No caso, no país nórdico já existe uma espécie de imposto compensatório das operações de exploração e produção de petróleo e gás desde o início dos anos 2000 (EQUINOR, 2021).

Ainda no Mar do Norte, tem destaque também as ações da britânica BP, historicamente pioneira em projetos de compensação de carbono há mais de duas décadas. Destaque igualmente para projetos como o BP Target Neutral e Global Environmental Products (GEP) em 17 sistemas de comércio de carbono em países da União Europeia, América do Norte, Ásia e Oceania (BP, 2021).

Brasil tem um grande potencial para o desenvolvimento de ações compensatórias como o mercado de crédito de carbono. Mas, também, cabe ressaltar outros pontos potenciais, como os sumidouros naturais a partir de áreas florestais preservadas e também a produção de combustíveis renováveis, principalmente através de políticas já implementadas, como o RenovaBio e os CBios.

3. COMENTÁRIOS FINAIS

Alternativas de mitigação das emissões de gases de efeito estufa são essenciais para a construção de uma transição energética segura e sustentável. Assim como outros pontos com potencial aplicabilidade em operações da área *upstream*, a tecnologia de captura e armazenamento de carbono poderá contribuir para reduzir os índices de descarbonização da indústria petrolífera. A tecnologia, além de mitigar a emissão do poluente, também tem um grande potencial para fins econômicos, seja a partir de CCUS como métodos de recuperação em campos de petróleo ou e na produção de produtos com valor agregado. O amadurecimento da tecnologia caminha a passos largos para se concretizar uma transição, seguindo os princípios necessários de mitigação.

Embora carente de mais incentivos, o mercado de créditos de carbono já se mostrou uma opção compensatória para empresas ao redor do mundo, seja no mercado regulado ou voluntário. Cada vez mais, empresas petrolíferas assumem o compromisso de participar de projetos em prol da sustentabilidade ambiental e social, e é também do ponto econômico que o mecanismo de comércio de carbono tem seu ponto positivo, fazendo da transição energética segura um movimento não só eficaz, como extremamente possível e alcançável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRIW, A., LIMA, L., RIBEIRO, G., 2021. Mercado de carbono como instrumento de redução das emissões do setor petrolífero brasileiro : Evidências a partir do Brasil e do exterior.

BIROL, F., ALLAWI, A., 2021. Commentary: Without help for oil-producing countries, net zero by 2050 is a distant dream [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/commentaries/without-help-for-oil-producing-countries-net-zero-by-2050-is-a-distant-dream>

BP, 2021. Carbon Offset [WWW Document]. URL <https://www.bp.com/en/global/bp-trading-and-shipping/what-we-do/low-carbon-trading/carbon-offset.html>

EQUINOR, 2021. Carbon Pricing [WWW Document]. URL <https://www.equinor.com/en/magazine/carbon-pricing.html>

GREIG, C., UDEN, S., 2021. The value of CCUS in transitions to net-zero emissions. *Electr. J.* 34, 107004. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2021.107004>

JANAKIRAM, S., MARTÍN ESPEJO, J.L., YU, X., ANSALONI, L., DENG, L., 2020. Facilitated transport membranes containing graphene oxide-based nanoplatelets for CO₂ separation: Effect of 2D filler properties. *J. Memb. Sci.* 616, 118626. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2020.118626>

LUDENA, C., NETTO, M., RYFISCH, D., 2015. Estudos sobre Mercado de Carbono no Brasil.

MCKINSEY & COMPANY, 2020. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize [WWW Document]. URL <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>

MENEGUIN, F.B., 2012. O que é o mercado de carbono e como ele opera no Brasil?

MONTEIRO, J., ROS, J., SKYLOGIANI, E., SVENDSEN, H.F., KNUUTILA, H., MOSER, P., HARTONO, A., WIECHERS, G., CHARALAMBOUS, C., GARCIA, S., 2020. Accelerating Low carbon Industrial Growth through CCUS 691712, 3–9.

OIES, 2021. Carbon Capture and Storage : The perspective of oil and gas producing countries.

PETROBRAS, 2022. Programa de CCUS da Petrobras no pré-sal é o maior do mundo em volume de gás carbônico (CO₂) reinjetado [WWW Document]. URL <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/programa-de-ccus-da-petrobras-no-pre-sal-e-o-maior-do-mundo-em-volume-de-gas-carbonico-co2-reinjetado.htm>

RAMOS, G., 2021. Decarbonization for Oil and Gas Value Chain: An Update Review. Angolan Ind. Chem. Eng. J. 1, 1–5. <https://doi.org/10.47444/aincej.v1i1.5>

RODRIGUES, H., MACKAY, E., ARNOLD, D., 2021. Multi-objective Optimization of CO₂ Recycling Operations for CCUS in a Brazilian Pre-Salt Benchmark Model. SSRN Electron. J. 44, 1–12. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3811515>

ROTAS PARA POTENCIAIS GANHOS NA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E NA GESTÃO HÍDRICA E NA BUSCA DE REDUÇÕES NA INTENSIDADE DE EMISSÕES DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE CELULOSE E PAPEL

Mauro Donizeti Berni¹
Flávio Roberto de Carvalho Mathias¹
Sergio Valdir Bajay¹

¹*Universidade Estadual de Campinas*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.755

RESUMO

Neste trabalho foram analisados dados recentes de consumo específico de energia e de água, e de intensidade de emissões na produção de celulose de mercado e de papel, em fábricas de celulose, fábricas de papel e em plantas integradas. Utilizando tais dados, junto com estatísticas de desempenho das melhores tecnologias e práticas disponíveis no mercado, são estimados potenciais técnicos de melhorias nas plantas brasileiras em relação a estes três indicadores. Medidas que podem concretizar esses potenciais são mencionados no trabalho, com destaque para as que proporcionam ganhos em mais de um desses indicadores. Novos programas governamentais que podem aumentar os ganhos nesses três tipos de indicadores também são propostos aqui.

Palavras-chave: Eficiência energética; Economia de água; Redução de emissões.

ABSTRACT

Recent data on the specific energy and water consumption, and the emissions intensity in the production of market pulp and paper, in pulp mills, paper mills and in integrated plants were evaluated in this paper. Using these data, together with performance statistics of the best technologies and practices available in the market place, technical potentials for improvements in the Brazilian plants regarding these three indicators are estimated. Measures that can materialize these potentials are presented, highlighting those that can improve more than one of the indicators. New government programs that can increase the gains in these three types of indicators are also proposed here.

Keywords: Energy efficiency; Water economy; Emissions reduction.

1. INTRODUÇÃO

O setor de celulose e papel (C&P) destaca-se no parque industrial brasileiro, tendo contribuído, em 2020, com 0,4% do PIB nacional e 2,5% de seu componente industrial. Naquele ano, o país foi o segundo maior produtor e o maior exportador mundial de celulose, tendo destinando 75% da sua produção de 20,9 milhões de toneladas para o mercado externo, com um superávit de 6,9 bilhões de dólares na balança comercial desta *commodity*. A maior parte da produção nacional de papel, de 10,2 milhões de toneladas em 2020, foi destinada ao mercado interno. O setor pode ser segmentado em plantas de celulose, plantas de papel utilizando celulose de mercado, papéis reciclados, ou ambos, e plantas integradas, que produzem C&P.

O setor é um grande consumidor de energia e água, e suas emissões são significativas. É o terceiro maior consumidor de energia na indústria brasileira. Seu consumo energético passou de 5% do consumo energético industrial em 1970, para 16% em 2020, com um crescimento médio de 5,4% a.a.

O cozimento da madeira para extração da polpa no processo *Kraft*, principal processo de produção de celulose no Brasil, gera um líquido rico em compostos de sódio e matéria orgânica, o licor negro. Este é queimado em caldeiras para recuperação de reagentes químicos, produção de vapor e geração de eletricidade. Algumas plantas já realizam biorrefinamento, produzindo hidrogênio verde e metanol consumidos nas próprias plantas, e outros produtos, como a lignina. As unidades também realizam cogeração a partir de caldeiras de biomassa, fazendo com que essa indústria tenha índice de renovabilidade acima de 85%, e elevada autoprodução de energia elétrica.

O processo de produção de papel é diferenciado, com menor consumo energético específico e sem coprodutos para viabilizar a cogeração. Há consumo de energia elétrica em basicamente todas as etapas, como prensagem e refino, e demanda de vapor para secagem.

As próximas seções apresentam, nesta sequência: (i) potenciais de redução dos consumos específicos de energia e água deste segmento industrial, e das suas emissões de gases que causam o efeito estufa; (ii) medidas que podem concretizar esses potenciais; (iii) propostas de novos programas governamentais de fomento a ganhos de eficiência na indústria brasileira; e (iv) as conclusões do trabalho.

2. POTENCIAIS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA E DE ÁGUA, E DE REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES QUE CAUSAM O EFEITO ESTUFA

O monitoramento dos consumos específicos de energia, de água e de emissões, e a adoção de medidas visando a sua redução, são importantes nessa indústria. Os potenciais ganhos desses indicadores são elevados, conforme apresentado nas próximas subseções.

2.1 Potenciais ganhos de eficiência energética

Em uma mesma rota tecnológica, como o processo *Kraft*, o consumo específico de energia térmica pode variar de 10 a 14 GJ/t, enquanto o consumo específico de energia elétrica varia de 600 a 1200 kWh/t (EUROPEAN COMMISSION, 2001).

Em meados de 2014 houve uma fusão entre a Associação Brasileira de Celulose e Papel (Bracelpa) e algumas outras associações que têm florestas plantadas como principal matéria prima, formando a Indústria Brasileira de Árvores (IBÁ). Um aspecto negativo dessa fusão foi a descontinuidade da publicação de estatísticas detalhadas da indústria de papel e celulose, como as contempladas anteriormente nos relatórios estatísticos da Bracelpa, o que dificulta a realização de estudos detalhados sobre consumo e autoprodução de energia nesta indústria. Hoje, por exemplo, a IBÁ não disponibiliza estatísticas sobre a produção de celulose e papel por tipo de fábrica.

Apesar desta dificuldade, neste trabalho se apresenta uma estimativa aproximada do potencial técnico total de conservação de energia nessa indústria, em 2020, cujo cálculo requer uma estimativa do consumo energético específico das melhores tecnologias e práticas disponíveis no mercado (BATs – *Best Available Technologies*), que representaram o *mix* brasileiro de produção de celulose e papel naquele ano. Para tanto é necessário, primeiro, se obter a distribuição dos componentes da produção física desta indústria naquele ano e se estimar em que tipos de fábricas estes componentes foram produzidos.

Do portal da IBÁ na Internet (IBÁ, 2022) se pode compilar que a produção física total desta indústria em 2020, que foi 31.137×10^3 t, foi composta por 20.953×10^3 t de celulose, 5.496×10^3 t de papéis para embalagens, 2.008×10^3 t de papéis de imprimir e escrever, 1.300×10^3 t de papéis para fins sanitários, 800×10^3 de papel cartão, 500×10^3 t de outros tipos de papéis e 80×10^3 t de papel imprensa. As participações relativas destes componentes da produção física setorial são os pesos da média ponderada no cálculo do consumo energético específico das BATs que representam o *mix* de produção de celulose e papel no país em 2020.

A estimativa dos tipos de fábricas que produzem cada um dos componentes da produção física de papel e celulose requer a adoção de várias hipóteses, já que não existem dados recentes publicados a respeito. Como a maior parte da produção brasileira de celulose utiliza o processo *Kraft* para fabricar celulose branqueada de eucalipto, assume-se aqui que toda a produção emprega este processo e que o consumo energético específico de sua BAT é 11,1 GJ/t (MATHIAS, 2019). Segundo a Associação Nacional dos Aparistas de Papel (ANAP), em 2019 foram recicladas as seguintes porcentagens de tipos de papel: aparas de papel de embalagem – 79,8% do consumo aparente, ou 71,7% da produção; aparas de papel de imprimir e escrever – 35,0% do consumo aparente, ou 25,9% da produção; e aparas de papel cartão – 5,6% do consumo aparente, ou 4,6% da produção (ANAP, 2020). Um índice de perdas de massa de 10% é comum na conversão de aparas em papel reciclado; este valor foi adotado aqui para todos os tipos de aparas. Assumiu-se, então, que 64,5% ($71,7\% \times 0,9$) da produção de papel para embalagens ocorreu em fábricas de papel reciclado, com um consumo energético específico de sua BAT de 5,381 GJ/t (JACOBS e IPST, 2006), e o restante foi produzido em fábricas integradas, com uma BAT de consumo energético específico de 17,6 GJ/t (MATHIAS, 2019). Analogamente, foi assumido que 23,3% ($25,9\% \times 0,9$) da produção de papéis de imprimir e escrever e 4,1% ($4,6\% \cdot 0,9$) da produção de papel cartão ocorreram em fábricas de papéis reciclados, cujos consumos energéticos específicos das BATs são assumidos como sendo 5,381 GJ/t (JACOBS e IPST, 2006). O restante da produção de papéis de imprimir e escrever e de papel cartão em 2019 teria sido proveniente de fábricas integradas, cujos consumos energéticos específicos das BATs são de 18,3 GJ/t e 11,8 GJ/t, respectivamente (MATHIAS, 2019). Assumiu-se que toda a produção de papéis para fins sanitários e de outros tipos de papéis, entre os quais se destacam os chamados papéis especiais, ocorre em fábricas de papel que utilizam celulose de mercado, e cujos consumos energéticos específicos de suas BATs são, respectivamente, 10,5 GJ/t e 10,4 GJ/t (MATHIAS, 2019). Finalmente, assumiu-se que todo o papel jornal é produzido em fábricas integradas, com um consumo energético específico de 6,6 GJ/t na BAT correspondente (MATHIAS, 2019).

A utilização destes valores permite calcular o consumo energético específico da BAT equivalente, que representa o mix de produção de celulose e papel no país em 2020, como sendo de 11,1 GJ/t. Confrontando este valor com o consumo energético específico da indústria de papel e celulose brasileira em 2020, que foi de 17,7 GJ/t, se chega a um potencial técnico de conservação de energia de 37,2%.

No âmbito do Projeto Meta, em 2016, a QUALITEC–APPLUS levantou, através de visitas técnicas, e analisou dados sobre consumos

energéticos específicos de 17 fábricas de papel e celulose, agregadas em quatro categorias: produtores de celulose de mercado; fábricas integradas; fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de celulose de mercado; e fabricantes de papel a partir de, majoritariamente, aparas. O relatório da QUALITEC–APPLUS (2018) não apresenta a desagregação da amostra de 17 fábricas entre as quatro categorias supracitadas e nem classifica os consumos energéticos específicos por tipo de celulose e de papel.

Entre os produtores de celulose de mercado, a QUALITEC–APPLUS encontrou consumos específicos de energia elétrica variando entre 620 kWh/t e 850 kWh/t, com uma média de 698,42 kWh/t (2,514 GJ/t), e consumos específicos de energia térmica entre 11 GJ/t e 18 GJ/t, com uma média de 15,623 GJ/t. Comparando, então, o consumo energético específico total médio desta amostra de produtores de celulose de mercado, de 18,137 GJ/t, com o consumo energético específico da BAT do processo *Kraft*, de 11,1 GJ/t, se obtém um potencial técnico de conservação de energia de 38,8%.

Na amostra de fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de celulose de mercado, a QUALITEC–APPLUS calculou um consumo específico médio de energia elétrica de 960,78 kWh/t (3,459 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 7,270 GJ/t. A comparação entre o consumo energético específico total médio, de 10,729 GJ/t, com o consumo energético específico médio da BAT correspondente (valor médio entre os diversos tipos de papel), de 7,7 GJ/t, permite o cálculo de um potencial técnico de conservação de energia de 28,2%.

Entre as plantas integradas analisadas pela QUALITEC–APPLUS, encontrou-se um consumo específico médio de energia elétrica de 1.309,13 kWh/t (4,713 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 14,632 GJ/t. Comparando o consumo energético específico total médio dessas plantas, de 19,345 GJ/t, com o consumo energético específico médio da BAT correspondente (valor médio entre os diversos tipos de papel), de 18 GJ/t, obtém-se um potencial técnico de conservação de energia de 6,9%, valor que parece ser muito baixo, provavelmente pelo fato da amostra de plantas não ter contemplado diversas fábricas integradas antigas, de baixo rendimento.

Entre os fabricantes de papel a partir, majoritariamente, de aparas, a QUALITEC–APPLUS calculou um consumo específico médio de energia elétrica de 543,84 kWh/t (1,958 GJ/t) e um consumo específico médio de energia térmica de 4,970 GJ/t. O potencial técnico de conservação de energia obtido para este tipo de fabricante de papel, de 22,3%, reflete o consumo energético específico total médio destas fábricas, de 6,928 GJ/t, vis-à-vis o consumo energético específico médio da BAT de papel-cartão reciclado, de 5,381 GJ/t (JACOBS e IPST, 2006).

2.2 Potenciais economias de água

O consumo específico de água no processo *Kraft* varia de 20 a 100 m³/t (EUROPEAN COMMISSION, 2001).

O consumo específico de água captada na indústria de celulose brasileira foi reduzido, em média, 4% ao ano no período de 1970 a 2015, quando se observou uma faixa de consumo específico entre 22 e 40 m³/t celulose (MATHIAS, 2019). Comparando o valor médio desta faixa, de 31 m³/t celulose, com o consumo específico da BAT do processo *Kraft*, 20 m³/t celulose, obtém-se um potencial técnico de economia de água de 35% nesta indústria, em 2015.

2.3 Potenciais reduções nas emissões de gases de efeito estufa

O setor diminuiu a intensidade das emissões de CO₂ em 8,2% na última década, de 0,171 para 0,157 GgCO₂ eq/t, devido a melhorias na sua eficiência energética e substituição de combustíveis fósseis. Existe, ainda, um potencial significativo de redução dessas emissões.

3. MEDIDAS CAPAZES DE MATERIALIZAR ESSES POTENCIAIS

As melhores práticas e tecnologias disponíveis no mercado, e/ou emergentes, que promovem a proteção ambiental e oportunidades de melhoria na eficiência energética dos equipamentos e processos na produção de P&C (fábricas integradas e não integradas a partir de pasta de madeira pelo processo *Kraft*), em curto e médio prazo, são identificadas a seguir, além do benefício ambiental que possibilitam às instalações industriais.

Entre as medidas transversais e melhores práticas para o segmento de C&P destacam-se: a utilização, pelas empresas, de um sistema de gestão da energia, como o proposto pela norma ISO 50.001 (*Energy Management Systems*); emprego de um sistema de monitoramento e gestão do consumo e do tratamento de água e efluentes, contemplando aumentos do reuso (recirculação ou reutilização) de água e efluentes; gerenciamento de resíduos com foco na redução da geração na fonte, no uso energético de resíduos do processo, no aumento da reciclagem e na reutilização interna de materiais; e o monitoramento e controle das emissões de gases de efeito estufa (GEE) decorrentes dos processos industriais e da combustão de combustíveis fósseis nas fábricas e nas florestas que suprem a madeira para produção de celulose, incluindo o transporte da madeira para as fábricas.

Na fabricação de celulose as melhores tecnologias incluem a substituição de transportadores pneumáticos por transportadores de correia, que podem propiciar uma redução no consumo de energia em 17,2 kWh/t no transporte de cavacos e aparas. Na preparação de material, o descascador tipo berço consome menos energia do que os outros métodos de descasque; estima-se uma redução no consumo energético em 0,025 GJ/t de toras descascadas e apresenta um potencial de redução nas emissões de 2,93 kg CO₂/t de madeira. A implantação de um sistema de controle contínuo do digestor possui um potencial de economia de energia de 1%. A utilização do aditivo auxiliar de polpa -ChemStone OEA-11 aumenta a eficácia do licor de cozimento, previne o cozimento excessivo e melhora a uniformidade e o rendimento do produto; estima-se uma economia de energia de 0,131 GJ/t de madeira processada. Foram relatadas economias de energia de 8 a 10% com o emprego de fosfato como aditivo na polpação.

Na fabricação de papel, a utilização de unidades de cogeração pode melhorar a eficiência energética na produção e gerar uma economia com combustíveis de 10 a 20%. A otimização do sistema de vácuo para desaguamento na máquina de papel pode gerar economias de energia entre 20 e 40%. A adoção da tecnologia *Evaporador Thermodyne* reduz o consumo de energia na secagem do papel em até 50%. O uso do *software Dryer Management System* no controle do secador pode reduzir o consumo de vapor em 2 t/h. A otimização dos requisitos de ar da máquina de papel pode gerar uma redução do consumo energético específico de até 0,76 GJ/t de papel e uma redução de até 6,3 kWh/t de papel, no consumo específico de eletricidade. A substituição dos secadores tradicionais por sifões estacionários pode gerar uma economia de até 0,89 GJ/t de papel, devido à maior eficiência na secagem. Estima-se uma economia de até 1,1 GJ/t de papel com o emprego de cilindro de secagem direta. Uma redução no consumo de vapor de 1,6 GJ/t de papel pode ser obtida com a utilização do sistema Condebelt na secagem do papel. O emprego da radiação infravermelha para controle do perfil de umidade da folha de papel propicia uma economia de 0,7 GJ/t de papel. Estima-se uma economia de 5 GJ/t de papel com a utilização da tecnologia de conformação a seco da folha de papel. O pré-tratamento da polpa antes da secagem possibilita uma economia de 1,7 GJ/t de papel.

Descrições mais detalhadas sobre essas tecnologias podem ser encontradas em IETD/IIP (2019), EPE (2018) e EUROPEAN COMMISSION (2015).

4. PROPOSTAS DE NOVOS PROGRAMAS GOVERNAMENTAIS DE FOMENTO A GANHOS DE EFICIÊNCIA NA INDÚSTRIA BRASILEIRA

Em um recente trabalho de consultoria para o Procel, visando prover subsídios para o Plano Decenal de Eficiência Energética (PDEf), foram propostos novos programas governamentais de eficiência energética para diversos setores no Brasil, inclusive o setor industrial (SANTOS et al., 2021).

Das cinco propostas de novos programas de eficiência energética para o setor industrial, três envolvem participação voluntária e duas são mandatórias. Três das cinco propostas envolvem estruturas de mercado. Todas as cinco propostas, com algumas variantes, estão sendo aplicadas com sucesso em diversos países (IX ESTUDOS E PROJETOS, 2020).

A primeira ação de cunho voluntário e envolvendo a criação de um mercado associado, concerne leilões de eficiência energética, tanto leilões descentralizados, no âmbito do Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL, como, sobretudo, leilões centralizados. Os leilões podem alavancar muito mais projetos industriais do que os programas e mecanismos de eficiência energética hoje existentes no Brasil conseguem atrair, sobretudo projetos que, de outra forma, provavelmente não se viabilizariam por terem períodos de retorno do investimento superiores aos atualmente praticados na indústria.

Ainda de cunho voluntário e com um mercado associado, a segunda proposta para o setor industrial é a ampliação dos acordos voluntários para empresas não energointensivas e fábricas de médio porte, neste último caso junto com a criação de redes de eficiência energética.

A tendência mundial é a de se adotar uma combinação de mecanismos mandatórios com instrumentos de mercado para se obter ganhos substanciais de eficiência energética nos vários setores da economia e, particularmente, no setor industrial, com vistas a uma significativa descarbonização das matrizes energéticas.

Os consultores propõem, como um programa mandatório combinado com um instrumento de mercado, a imposição, no médio prazo, de metas de ganhos de eficiência energética para consumidores industriais energointensivos, junto com a criação de um mercado de certificados brancos para as economias de energia que excederem as metas destes consumidores, nos moldes do bem sucedido programa indiano *Perform, Achieve and Trade* (PAT). Além dessas metas, estes grandes consumidores industriais também teriam que ter um “gerente de energia” e um Sistema de Gestão da Energia.

A imposição de metas de economia de energia, no Brasil, para instalações industriais de médio porte é inviável, por conta dos elevados custos de transação que esta medida ocasionaria. Já a imposição legal de que estas instalações tenham gerentes de energia, com a responsabilidade de liberar os dados necessários para a realização de diagnósticos energéticos periódicos mandatórios por auditores de energia independentes, e pelo fornecimento de relatórios sobre o consumo energético, os resultados dos diagnósticos energéticos e a implantação das medidas de eficiência energética, é factível para este tipo de instalação e não incorre em altos custos de transação.

A quinta e última nova medida proposta para o setor industrial é a criação do Sistema Integrado de Informações em Eficiência Energética (SI2E2) e a incorporação de dados técnicos de tecnologias, consumos energéticos específicos, etc., deste setor no sistema, preenchendo uma grande lacuna hoje existente sobre estes tipos de dados na indústria brasileira.

5. CONCLUSÕES

A comparação do consumo energético específico do setor de C&P no país, em 2020, com os consumos energéticos específicos das melhores tecnologias disponíveis no mercado (BATs) revelou o elevado potencial técnico de 37,2%. O consumo específico de água captada na indústria de celulose brasileira foi reduzido, em média, 4% ao ano no período de 1970 a 2015. Na última década o setor diminuiu a intensidade das emissões de CO₂ em 8,2%, de 0,171 para 0,157 GgCO₂eq/t. Portanto, há um potencial significativo para a redução dos consumos específicos de energia e água, e das emissões específicas neste importante setor da indústria brasileira. As medidas capazes de materializar este potencial e as propostas de novos programas governamentais de eficiência energética na indústria também são contribuições deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANAP. Relatório Anual 2019 - 2020. Associação Nacional de Aparistas de Papel (ANAP), 2020.

EPE/MME. Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados. Segmento celulose e papel. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética (EPE) / Ministério de Minas e Energia (MME), 2018.

EUROPEAN COMMISSION, Integrated pollution prevention and control (IPCC), reference document on Best Available Techniques in the pulp and paper industry, December, 2001.

EUROPEAN COMMISSION, Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Production of Pulp, Paper and Board. Disponível em: <http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/PP_revised_BREF_2015.pdf>. Acesso em: 01/02/2017.

IBA. Dados estatísticos. São Paulo: Indústria Brasileira de Árvores (IBA), 2022. Disponível em: <<https://iba.org/>>. Acesso em: 10/03/2022.

IETD/IIP. Industrial Efficiency Technology Database: Pulp and Paper. Institute for Industrial Productivity, 2019. Disponível em: <<http://www.iipinetwork.org/wp-content/ietd/content/pulp-and-paper.html#benchmarks>>. Acesso em: 16/06/2019.

IX ESTUDOS E PROJETOS, Produto 7: Propostas de Novas Ações no Setor Industrial, Prestação de Serviço de Consultoria para Elaboração do Plano Decenal de Eficiência Energética – PDEf, Provendo um Portfólio de Ações para o Avanço dos Ganhos de Eficiência Energética no Brasil, Contrato no ECE-DSS-4299/2019 com a Eletrobrás, Itajubá, MG, dezembro de 2020, 320 p.

JACOBS and IPST. Pulp and paper industry – Energy bandwidth study, report for the American Institute of Chemical Engineers, USA, August 2006.

MATHIAS, F. R. C. Gestão da energia, água e emissões em segmentos energo-intensivos da indústria brasileira, tese de doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos, agosto de 2019, FEM/Unicamp.

QUALITEC–APPLUS. Análise da eficiência energética em segmentos industriais selecionados – Segmento celulose e papel, Projeto de Assistência Técnica dos Setores de Energia e Mineral (Projeto META), Contrato N° CT-EPE-004/2017, Rio de Janeiro, 2018.

SANTOS, A. H. M.; HADDAD, J.; BAJAY, S. V. Eficiência energética e sua inserção no planejamento energético brasileiro, Revista Brasileira de Energia, 27 (3): 85-109, 2021.

ENSAIO SOBRE O IMPACTO DOS CONTRATOS DE ENERGIA TÉRMICA INFLEXÍVEL NO CUSTO DE OPERAÇÃO DO SUBSISTEMA SE/CO

Larissa Sbrissia Santos¹
Daniel Henrique Marco Detzel¹

¹*Universidade Federal do Paraná*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.765

RESUMO

As usinas térmicas são empreendimentos estratégicos na composição da matriz energética para a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Elas têm capacidade de fornecer energia despachável, aumentando a segurança e confiabilidade energética do sistema, mas impactam o custo de operação, a depender do combustível usado para gerar energia. Espera-se que nesta década os subsídios e contratos para a geração de energia térmica terminem, o que torna necessária a análise de diferentes mecanismos de contratação para esse tipo de fonte de energia visando a otimização do aproveitamento do parque gerador térmico brasileiro. Este trabalho tem como objetivo analisar o comportamento do custo de operação do subsistema Sudeste/Centro-Oeste do SIN, considerando dois cenários: um deles no qual há a vigência dos contratos de energia térmica inflexível, enquanto o outro não apresenta contratos de energia térmica inflexível. Os resultados mostram um custo operacional maior no cenário em que se considera a vigência dos contratos de energia térmica inflexível.

Palavras-chave: Custo da Operação; Termelétricas; Contratos de Energia.

ABSTRACT

Thermal power plants are strategic assets for the operation of any electrical system, as they provide dispatchable energy, increasing system's reliability, and at the same time impact on system's operating cost. In Brazil, government benefits for thermal energy generation will expire in this decade, therefore it is important to investigate how to optimize the contracting of thermal energy. This work aims to analyze the behavior of the operational cost of Brazil's Southeast/Center-West subsystem in two different scenarios: considering inflexible thermal energy contracts and not considering inflexible thermal energy

contracts. The results show a higher operating cost in the scenario in which the inflexible thermal energy contracts are considered.

Keywords: Operational Cost; Thermal Energy; Energy Contracts.

1. INTRODUÇÃO

As Usinas Termelétricas (UTES) têm um papel estratégico importante na segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), pois diferentemente das fontes de energia renováveis, como eólica, solar e hidrelétrica a fio de água, a energia termelétrica é despachável, ou seja, pode ser acionada a qualquer tempo para atender a demanda. Elas começaram a ganhar mais espaço na matriz elétrica brasileira a partir dos anos 1990 e se consolidaram após a crise energética de 2001, com a implementação de incentivos para a geração de energia termelétrica, como os do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) e os subsídios ao custo de combustíveis promovidos pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Entretanto, sua principal desvantagem é o comportamento do custo marginal da operação, pois os combustíveis têm a componente de custo variável. Além disso, atualmente esses custos estão com tendência de alta, por estarem sujeitos às flutuações do mercado internacional, o que pode afetar a formação de preços de energia e, por consequência, o aumento do custo operacional do sistema elétrico.

Nos próximos dez anos haverá o término do prazo de concessão de incentivos aos custos de operação das UTES, com o término dos contratos CCEAR e do PPT (que possui prazo estabelecido de 20 anos após o início da operação, conforme o Decreto nº 3.371/2000). Dessa forma, esse momento se faz propício para analisar os mecanismos de contratação dos diferentes tipos de energia térmica no setor elétrico, e buscar a reorganização desses mecanismos para se otimizar a operação do SIN tanto em termos energéticos quanto em termos econômicos.

Tendo em vista esse objetivo, este trabalho propõe analisar o comportamento do Custo Operacional (CO) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) do SIN através da modelagem da operação do subsistema, considerando dois cenários que diferem quanto à forma de contratação da energia térmica: o cenário 1, que representa um cenário baseado no quadro atual, no qual se tem parte do parque gerador térmico comprometido com contratos de geração de energia inflexível, e o cenário 2, no qual se tem um parque gerador térmico inteiramente à disposição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sem contratos de geração de energia inflexível.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo

Para a análise, realizaram-se simulações da operação do sub-sistema SE/CO utilizando uma simplificação do modelo de otimização proposto por Lopes (2007). O modelo representa um sistema hidro-térmico composto por usinas hidrelétricas, usinas térmicas e fontes alternativas de energia. A capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) é representada por um único reservatório equivalente. De forma análoga, a capacidade de geração hidrelétrica é representada por uma única usina equivalente. O armazenamento nos reservatórios é descrito como energia potencial (MW-médio), considerando um valor médio de produtividade, assim como as vazões afluentes e defluentes.

2.1.1 Balanço hidro energético

O Balanço Hidro Energético do modelo é dado pelas seguintes equações:

$$EAR_t = EAR_{t-1} + ENA_t - GH_t - VT_t \quad (1)$$

$$EAR_{cenário\ 1} \approx EAR_{cenário\ 2} \quad (2)$$

Onde:

- EAR_t – Energia armazenada no patamar de tempo t (MWmédio)
- EAR_{t-1} – Energia armazenada no patamar de tempo $t-1$ (MWmédio)
- ENA_t – Energia natural afluente no patamar de tempo t (MWmédio)
- GH_t – Geração hidráulica no patamar de tempo t (MWmédio)
- VT_t – Vertimento no patamar de tempo t , se existir (MWmédio)

A Energia Armazenada (EAR) corresponde à energia potencial equivalente ao volume de água armazenado no respectivo patamar de tempo (MWmédio). A Energia Natural Afluente (ENA) é a energia referente à vazão natural afluente para todas as usinas do sistema (considerando a produtividade média das usinas). Como o objetivo desse ensaio é investigar o impacto do modo de contratação das UTEs no CO do sistema, condicionou-se que a EAR do cenário 1 seja próxima à EAR do cenário 2, para que as variações de custo entre os cenários não sejam decorrentes de variações da geração hidráulica.

2.1.2 Balanço energético do modelo

O balanço de energia do subsistema é dado pela Equação 3.

$$DE_t = GH_t + GTinf_t + GTdesp_t + Gpct_t + Gpch_t + GE_t + GS_t + INT_t + DEF_t \quad (3)$$

Onde:

DE_t – Demanda de energia elétrica do subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

GH_t – Geração hidrelétrica no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTinf_t$ – Geração termelétrica inflexível no patamar de tempo t (MWmédio)

$GTdesp_t$ – Geração termelétrica despachável no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpct_t$ – Geração de Pequenas Centrais Termelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

$Gpch_t$ – Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas no patamar de tempo t (MWmédio)

GE_t – Geração eólica no patamar de tempo t (MWmédio)

GS_t – Geração solar no patamar de tempo t (MWmédio)

INT_t – Intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (MWmédio)

DEF_t – Déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (MWmédio)

Para o modelo, as variáveis da equação são a geração hídrica GH_t e a geração térmica despachável $GTdesp_t$. Os demais termos são dados de entrada.

2.1.3 Custo da operação

O custo operacional de cada patamar de tempo é dado pela Equação 4:

$$CO_t = CGTdesp_t + CDEF_t + CINT_t \quad (4)$$

Onde:

CO_t – Custo da operação no patamar de tempo t (R\$)

$CGTdesp_t$ – Custo da geração termelétrica despachável no patamar de tempo t (R\$)

$CINT_t$ – Custo do intercâmbio líquido de energia para o subsistema no patamar de tempo t (R\$)

$CDEF_t$ – Custo do déficit de atendimento da demanda no patamar de tempo t (R\$)

2.1.4 Problema de otimização

O modelo de otimização tem como objetivo minimizar o custo de operação do sistema, conforme a Equação 5:

$$\min (CO) = CGTdesp + CDEF + CINT \quad (5)$$

A equação de otimização (5) está sujeita à equação de balanço de energia (3), à equação de balanço hidro energético (1) e às seguintes restrições:

$$DEF_t \geq 0 \quad (6)$$

$$GH_t \leq ENA_t + EAR_{t-1} \quad (7)$$

$$GTdesp_t \leq CTdisp_t \quad (8)$$

$$EAR_t \geq \varphi * EARmax \quad (9)$$

$$GHmin_t \leq GH_t \leq GHmax_t \quad (10)$$

Onde:

$CTdisp_t$ – Capacidade térmica disponível para despacho (MWmed)

$EARmax$ – Energia armazenada máxima do subsistema (MWmês)

φ – Coeficiente referente ao limite inferior da EAR

$GHmin_t$ – Geração hidrelétrica mínima no patamar de tempo t (MW-médio)

$GHmax_t$ – Geração hidrelétrica máxima no patamar de tempo t (MWmédio)

A otimização foi feita utilizando uma planilha eletrônica do Microsoft Excel, juntamente com o suplemento *solver*, que tem seus direitos autorais registrados pela empresa *Frontline Systems Inc.* e *Optmal Methods Inc.*

2.2 Ensaio

O ensaio consiste na simulação da operação horária do subsistema SE/CO. O período da análise é a semana do dia 06/06/2021 até o dia 12/11/2021, no qual o subsistema passava por um período hidrológico desfavorável e recebia, portanto, um montante significativo de energia proveniente de outros subsistemas do SIN (ONS, 2022).

A operação do subsistema foi simulada em dois cenários diferentes: o cenário 1, no qual se considera a vigência de contratos de geração térmica inflexível, e o cenário 2, no qual o subsistema opera sem contratos de energia térmica inflexível, com 100% do potencial térmico disponível para despacho.

2.2.1 Dados de entrada do modelo

Os dados de entrada estão representados na Figura 1 e disponíveis no site do ONS e no *deck* de dados do DESSEM, no site da CCEE. São eles: a Energia Natural Afluyente (ENA) média diária, a geração eólica, solar, térmica inflexível, de PCHs, de PCTs, o intercâmbio de energia entre o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e outros subsistemas e a demanda ao longo do tempo.

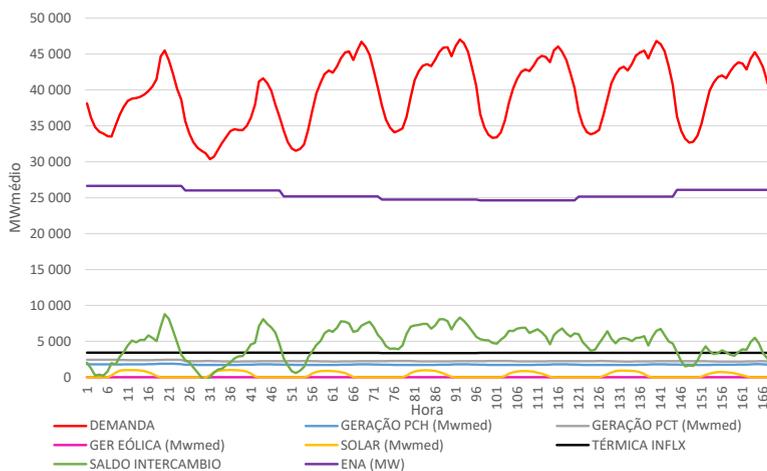


Figura 1 – Dados de Entrada do Modelo
(A Autora, baseado nos dados da CCEE e ONS, 2022)

Os dados de entrada fixos, referentes as condições de contorno do modelo são:

- Capacidade máxima de geração termelétrica disponível para despacho: 7.878 MWmédios (a lista de UTEs será detalhada no próximo item);
- Energia Armazenada EAR na primeira hora de análise: 38.061 MWmês, o equivalente a 25.100.981 MWmédio;
- Capacidade máxima de armazenamento do subsistema Sudeste/Centro-Oeste: 204.560 MWmês, o equivalente a 147.283.807 MWmédio.

Em relação ao coeficiente ϕ , observou-se a menor EAR ocorrida nos resultados operativos da semana analisada e estabeleceu-se um limite inferior de 17% para o problema de otimização.

2.2.2 Custos fixos e curvas de custo marginal da geração térmica

O custo do déficit de suprimento de energia elétrica foi o valor de R\$ 7643,82/MWh (CCEE, 2022). O custo do intercâmbio de energia considerado foi de R\$ 132,73/MWh. Este custo foi calculado pela média dos custos dos contratos de intercâmbio de energia (importação) para o subsistema SE/CO em novembro de 2021, disponíveis no site da CCEE, no *deck* de dados do DESSEM (CCEE, 2022).

A curva de custo marginal foi calculada baseada no parque termelétrico a disposição do SIN no subsistema SE/CO. Considera-se que as UTEs vão sendo acionadas por ordem do menor para o maior custo por MW, com exceção das UTEs que possuem contratos de geração de energia fixa. Foram desenvolvidas duas curvas, considerando os cenários com e sem geração inflexível:

- Cenário 1: considera-se que há contratos de energia térmica inflexível vigentes, logo, a curva de custo marginal da energia térmica abrange apenas a potência de geração térmica disponível para despacho, excluindo a potência que já está contratada;
- Cenário 2: considera-se que não há contratos de geração inflexível vigentes e, dessa forma, todo parque gerador térmico do subsistema está disponível para despacho e é considerado na curva do custo marginal.

Segundo os dados da CCEE na semana da análise, existiam 23 usinas térmicas à disposição do SIN, dentre as quais nove tinham contratos de geração inflexível.

A Figura 2 e a Figura 3 representam o gráfico do custo marginal da geração térmica. As curvas de tendência de cada um dos gráficos foram usadas para a atribuição de custo da energia térmica despachável no modelo de otimização.

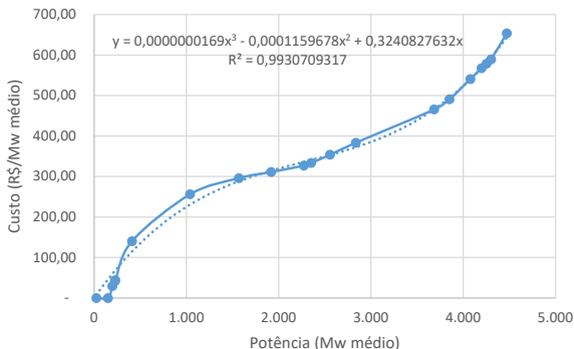


Figura 2 – Custo pela potência acumulada - Cenário 1 (considera-se os contratos vigentes)

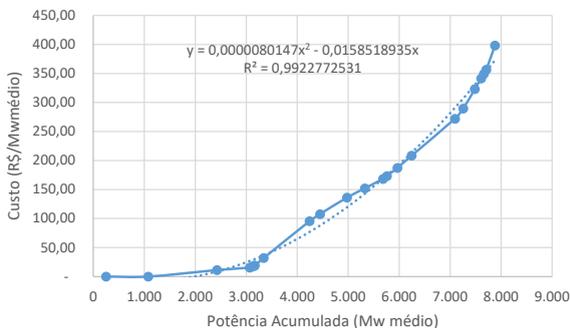


Figura 3 – Custo pela potência acumulada - Cenário 2 (não se considera os contratos vigentes)

3. RESULTADOS

Na Figura 4 mostra-se a variação da EAR que, como explicado no item 2.1.1, é semelhante nos cenários 1 e 2. Na Figura 5 estão representados o balanço energético do sistema e a variação do custo médio da operação nos cenários 1 e 2. A “geração total fixa” é igual para os dois cenários e consiste na soma das gerações eólica, solar, de Pequenas Centrais Térmicas (PCT), de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e do saldo do intercâmbio de energia. Para fins comparativos há, no cenário 1, uma curva representando a geração térmica despachável e outra curva representando a geração térmica total (que consiste na soma da geração despachável com a geração proveniente

dos contratos de energia térmica inflexível). Já no cenário 2, como não há contratos de energia térmica inflexível, a energia térmica despachável representa também o total da geração térmica.

O CO médio no cenário 1 é de 152,72 R\$/MW, e no cenário 2 é de 128,73 R\$/MW. Como descrito no item 2.1.3, no cálculo do custo médio da operação do cenário 1 considera-se apenas a energia térmica despachável e não a energia térmica inflexível. Colocando o preço dos contratos de energia térmica inflexível no cálculo do custo operacional, tem-se uma pequena variação para 156,87 R\$/MW (ou seja, a média do custo por MW dos contratos é maior que o CO médio apontado pelo modelo).

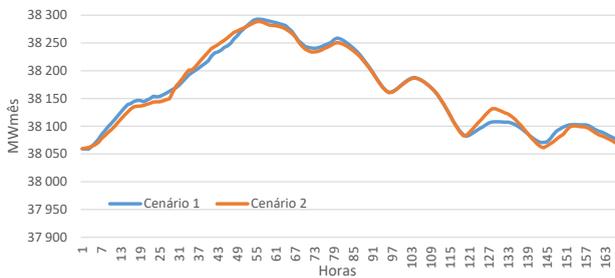


Figura 4 – Energia Armazenada Cenário 1 x Cenário 2

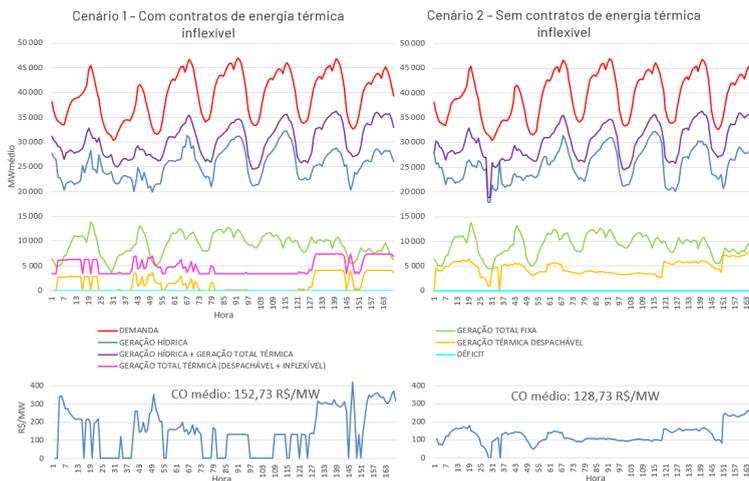


Figura 5 – Balanço Energético e CO médio: Cenário 1 x Cenário 2

4. CONCLUSÕES

As análises foram aplicadas a todas as 161 UHEs em operação com data base de janeiro de 2022. Os dados foram coletados diretamente do *deck* de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e se referem a vazões naturais médias anuais entre 1931 e 2020. Inicialmente, os testes foram aplicados a todo o histórico, permitindo a caracterização da condição de estacionariedade de todas as UHEs estudadas na data mais atual disponível. Posteriormente, fez-se uma análise comparativa entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020, com intenção de verificar o possível impacto da forte crise hídrica observada na última década.

Observando os dados da Tabela 1 e as curvas do custo marginal da energia térmica das Figuras 2 e 3, chega-se à conclusão de que a presença dos contratos de energia inflexível aumenta a taxa de crescimento do custo marginal da energia térmica disponível para despacho, especialmente no intervalo entre 0 e 3000 MW médios. O CO médio no cenário 2 é 15,7% menor que no cenário 1. Tendo em vista que a EAR dos dois cenários é a mesma, pode-se considerar que a variação do custo foi consequência principalmente da diferença das curvas de custo marginal da energia térmica de cada cenário. Ou seja, apenas mudando a hierarquia de acionamento das usinas, sem variar significativamente a geração térmica total, pode-se reduzir o CO médio do sistema, e isso deve ser levado em conta quando forem analisadas as propostas de novos subsídios voltados para a geração de energia termelétrica.

É importante notar que este modelo não considera rampas de transição ou penalidades no acionamento de cada unidade de geração térmica, nem a diminuição na eficiência para geração abaixo da potência ótima. Entretanto, ainda assim pode-se observar na geração térmica do cenário 2 uma curva mais homogênea com a presença de patamares, o que reforça a hipótese de que operar as térmicas utilizando esses patamares pode ser economicamente mais vantajoso para um sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CCEE. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 20 Janeiro 2022.

CCEE. CCEE, 2022. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-divulgacao-do-custo-de-deficit-e-memoria-de-calculo-referente-ao-ano-2022>>. Acesso em: 15 Janeiro 2022.

LOPES, J. E. G. Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica. USP. 2007.

ONS. Dados Abertos, 2022. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 Janeiro 2022.

ESTUDO DO IMPACTO DE GERAÇÃO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL POR MEIO DA ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

Raquel Ayumi Aita¹
Daniel Henrique Marco Detzel¹
Marcelo Bessa¹

¹Universidade Federal do Paraná

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.769

RESUMO

O despacho hidrotérmico das usinas do Sistema Interligado Nacional é influenciado por uma imensa quantidade de parâmetros e variáveis. Visando otimizar a geração, frequentemente questiona-se quais usinas mais impactam o resultado, e quais as consequências causadas por determinadas simplificações do problema. Propondo a Análise de Componentes Principais como metodologia de estudo, este trabalho busca mensurar o peso de cada usina hidrelétrica (UHE) com capacidade de regularização intramensal, acrescidas das UHE Itaipu e UHE Belo Monte, na geração hidrelétrica otimizada resultante do Modelo LYNX. A aplicação do método obteve uma explicação de cerca de 90% da variância total pelas cinco primeiras componentes principais. Notavelmente, o contraste entre a análise feita sem as UHEs Belo Monte e Itaipu com as que estão inclusas ressalta o impacto que elas possuem frente as outras usinas do sistema. Ao final, foi possível concluir que as UHEs Belo Monte, Tucuruí e Itaipu apresentaram os maiores impactos na variância da geração final, nesta ordem.

Palavras-chave: Planejamento energético; Análise de Componentes Principais; Geração hidrelétrica; Despacho hidrotérmico.

ABSTRACT

The hydrothermal dispatch of power plants in the Brazilian National Interconnected System is affected by an immense number of parameters and variables. Aiming to optimize the energy generation, it is often questioned which hydropower plants impact the result the most, and what are the consequences triggered by certain simplifications of the problem. Proposing the Principal Component Analysis as method of research, this study seeks to measure the weight of each hydroelectric power plant (HPP) with intra-monthly regularization capacity, plus Itaipu

HPP and Belo Monte HPP, in the optimized hydroelectric generation resulting from the LYNX Model. The method estimated that about 90% of the total variance is explained by the first five principal components. Notably, the contrast between the analysis done without Belo Monte and Itaipu with the one that they are included highlights their impact against the other hydropower plants in the system. In the end, it was possible to conclude that the Belo Monte, Tucuruí and Itaipu HPPs had the greatest impacts on the final generation variance, in that order.

Keywords: Energy planning; Principal Component Analysis; Hydroelectric generation; Hydrothermal dispatch.

1. INTRODUÇÃO

O planejamento energético a nível nacional é objeto de pesquisa e estudo há décadas, devido a grande complexidade inerente ao problema, em número de variáveis significativas, tamanho e diversidade do parque hidrelétrico brasileiro. Uma vez que as usinas hidrelétricas (UHEs) são despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma questão é repetidamente trazida à tona: como assegurar o atendimento da demanda, minimizando os custos do processo?

Assim, uma das alternativas na busca pela resposta é a simplificação do problema por meio da redução da dimensionalidade. Historicamente, esta foi uma opção muito utilizada, motivada por dois pontos: primeiro, a limitação computacional de processamento dos computadores; segundo, complementarmente ao ponto anterior, a inexistência de métodos que permitam a resolução do problema de forma analítica. Até hoje, o ONS resolve o despacho hidrotérmico brasileiro por meio de uma simplificação do parque de usinas hidrelétricas como reservatórios equivalentes, cada um acumulando informações de um dos subsistemas brasileiros (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) (ONS, 2022).

Contudo, a proposta da simplificação do sistema também traz seus problemas. Além dos erros inerentes às hipóteses, há também a dúvida sobre o que priorizar na otimização. Uma vez que a previsão de vazões é incerta para horizontes de médio e longo termo (DETZEL et al., 2016), é impossível desvincular um dado despacho a um risco de desabastecimento, ou, analogamente, a um custo de operação. O tópico ganha cada vez mais importância conforme o tempo passa, pois sabe-se que a demanda tem crescido drasticamente nos últimos anos, sem um crescimento correspondente da capacidade de regularização do sistema (BERTONE et al., 2019; FALCETTA, 2015). Assim, questiona-se: qual deve ser a priorização dentro das usinas existentes no parque brasileiro?

Este estudo se insere nesta problemática e tem por objetivo identificar quais UHEs são responsáveis pela maior parcela da variância na energia hidrelétrica gerada no sistema, isto é, aquelas com a maior capacidade de impacto na variabilidade do desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim, propõe-se o uso da Análise de Componentes Principais (PCA) sobre o conjunto de geração hidrelétrica composto por usinas com reservatório de regularização, dentro do horizonte de planejamento do sistema de 60 meses à frente. Com o fim de retirar a influência das decisões operativas e manter apenas o impacto das características invariantes do problema, estas são removidas do resultado do modelo de otimização LYNX.

A apresentação do estudo se divide então em quatro partes, sendo esta introdução a primeira delas. A segunda seção apresenta os materiais e métodos utilizados na análise, descrevendo brevemente o modelo LYNX e a proposta de estudo do trabalho. Os resultados obtidos para os casos aferidos são discutidos na sequência, e, por fim, apresentam-se as considerações finais do trabalho, onde também se propõe refinamentos ao estudo.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Para realizar o estudo proposto, este trabalho utiliza a saída de Geração Hidrelétrica (GH) otimizada do Modelo LYNX como dado de entrada na análise, feita por meio da Análise de Componentes Principais (PCA). Os resultados apresentados neste artigo seguem duas premissas importantes. A primeira é que as séries submetidas ao teste estatístico são em escala anual. A razão para essa escolha é que o que se investiga aqui são eventuais tendências advindas de fenômenos de grande escala. Além disso, a sazonalidade é um fator que não é levado em consideração pelo método proposto. A segunda premissa é que o nível de significância considerado é de 5%. Assim sendo, p-valores inferiores a esse percentual indicam não estacionariedade.

2.1 Modelo LYNX

O LYNX é um modelo de otimização do despacho hidrotérmico aplicado a usinas individualizadas e que considera uma abordagem estocástica não linear implícita. A função objetivo está estruturada de modo a minimizar os custos de geração térmica e eventuais déficits de energia para diferentes níveis de risco. Séries sintéticas de vazões afluentes às UHEs são geradas por meio de um modelo multivariado autorregressivo de médias móveis contemporâneo, com subsequente amostragem não equiprovável para a redução da dimensão do problema (INSTITUTOS LACTEC, 2019).

No presente estudo, o LYNX considera 200 cenários sintéticos

e risco de desabastecimento mínimo, sendo também configurado para otimizar o despacho hidrotérmico considerando séries históricas organizadas em janelas móveis de 60 meses de duração.

A escolha do uso da GH otimizada no lugar da GH histórica das usinas do sistema se dá em busca da eliminação da influência do operador, tornando assim a análise subsequente baseada puramente nos aspectos físicos e hidrológicos das UHEs, e não das decisões tomadas em sua operação.

2.2 Análise de Componentes Principais (PCA)

A PCA é um método estatístico multivariado que data de 1901, elaborado por Karl Pearson. Sua proposta é buscar, dentro de uma coleção de variáveis em análise, quais explicam a maior parcela da variação do conjunto como um todo. Para o problema deste trabalho, especificamente, investiga-se quais UHEs causam maior impacto na produção otimizada do SIN.

Manly (2019) aponta que o método possui maiores chances de apresentar resultados satisfatórios quando as variáveis de entrada estão altamente correlacionadas, o que se sabe ser o caso da análise em questão. Assim, considera-se o seguinte problema: seja o conjunto de dados em análise, composto pela geração hidrelétrica (GH) otimizada das usinas em estudo – GH_1, GH_2, \dots, GH_n – ao longo de 60 meses. A interpretação de tal resultado é complexa, pois envolve a análise de n séries diferentes, uma para cada UHE. Estatisticamente, pode-se dizer que, devido ao fato de a matriz de covariância não ser esparsa, isto é, dos dados estarem correlacionados entre si, há informações em redundância, o que complica a mensuração da importância de cada uma das séries frente às demais.

Baseando-se então na teoria da Álgebra Linear, o método se propõe a reescrever o sistema analisado, apresentando não mais as GHs por usina, e sim por combinações entre elas. Essas novas séries, por sua vez, permitem uma interpretação mais direta do conjunto. Coloquialmente, pode-se dizer que a ACP muda o ponto de vista do problema, simplificando a visualização dos resultados.

A formalização do método se dá da seguinte forma: dada a matriz de covariância (C), calculada para as n séries de GH, correspondentes a cada uma das UHEs e ordenadas em coluna na matriz A , fatora-se:

$$C = PDP^T \quad (1)$$

onde a matriz P , construída por meio dos autovetores de C , dispostos

em coluna, permite reescrever os dados iniciais como:

$$B = AP \quad (2)$$

As colunas de B são chamadas de Componentes Principais (CPs), e estão associadas aos valores da diagonal da matriz D , que são as variâncias relativas a cada uma das CPs. Sendo esta uma decomposição por autovetores, as colunas de B não estão mais correlacionadas entre si, visto que a nova matriz de covariância (D) é diagonal e concentra as variâncias máximas possíveis, assim otimizando a análise a um menor número de componentes (STRANG, 2005).

Portanto, a proposta do método é realizar o descarte de parte das novas variáveis, visto que uma pequena parcela delas já concentra a maior parte da variância do conjunto. A escolha da quantidade de variáveis a se manter foi feita com a análise do *scree plot* da PCA.

Contudo, um problema pode surgir ao realizar a troca do sistema de referência do conjunto. Suas GHs, anteriormente associadas apenas a uma usina, são combinadas entre si, de forma que cada CP e variância está associada à várias usinas simultaneamente. Desta forma, uma grande variância expressa pela primeira CP não equivale diretamente a uma das variáveis originais em estudo. Todavia, notavelmente para este caso, foi possível identificar as usinas de maior impacto através da interpretação direta dos vetores obtidos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados foram obtidos em duas etapas: na primeira, aplicou-se a PCA no conjunto de GHs das usinas com capacidade de regularização, e, posteriormente, acrescentou-se UHE Belo Monte e UHE Itaipu ao caso anterior. Desta forma, pretende-se mensurar o impacto destas na variância total e a diferença de interpretação quando desconsideradas da análise. Ambas as aferições foram realizadas com o mesmo *deck* de resultados do LYNX, e implementadas na linguagem de programação Python. Ressalta-se que é particularmente importante que o estudo seja feito nesta ordem (com a retirada das usinas a fio d'água após a otimização do sistema), pois, caso contrário, a GH otimizada não seria verossímil frente ao parque real de UHEs. A investigação foi então realizada repetidamente com os resultados da otimização de cada um dos 200 cenários sintéticos.

A determinação do número de CPs a serem descartadas indica que, em geral, as cinco primeiras acumulam em torno de 90% da variância do conjunto. Este número foi então padronizado para todas as análises. A Figura 1 apresenta um dos *scree plots* obtidos, que mostra um decaimento mais suave a partir da quinta componente.

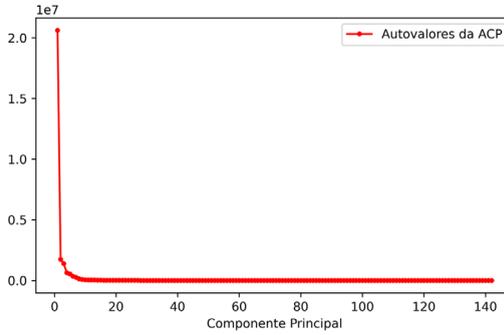


Figura 1 – Scree plot da análise de componentes principais para um dos cenários analisados

O resultado da PCA aplicada a um dos cenários sintéticos é apresentado na Figura 2. Neste gráfico de barras acumulado, é exibido o peso de cada UHE com reservatório de acumulação, em cada uma das cinco primeiras CPs. A legenda mostra a magnitude relativa de cada uma destas em termos de porcentagem da variância total do conjunto. O mesmo resultado foi obtido para os outros 199 casos, que apresentaram forma e valores semelhantes. As medidas no eixo x foram omitidas por questão de clareza, visto que tais números não possuem significado quando vistos individualmente, ao invés de forma comparativa.

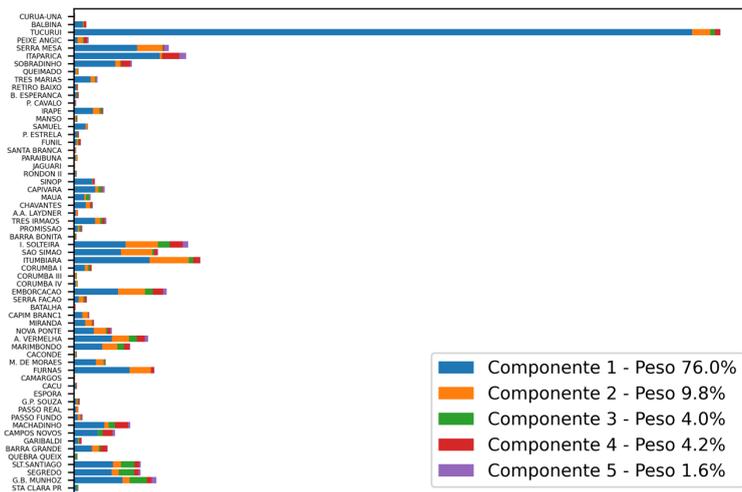


Figura 2 – Impacto de cada UHEs com reservatório na variância total do conjunto analisado

A figura deve ser interpretada da seguinte forma: a componente de GH que acumula 76% da variância do conjunto é resultado de uma combinação ponderada entre todas as usinas, sendo exibida em cada barra a magnitude da contribuição de cada UHE. Esse valor também foi ponderado pelo peso de cada CP. O mesmo pode ser interpretado para cada uma das outras quatro componentes. Por fim, o tamanho total da barra pode ser então compreendido como um estimador do impacto de uma usina em relação as outras. Ressalta-se, contudo, que esta soma deve ser considerada cautelosamente, uma vez que agrega coeficientes ponderados relativos a componentes distintas.

Com a introdução da UHE Belo Monte e UHE Itaipu, a comparação entre o gráfico anterior e o apresentado na Figura 3 permite observar o efeito causado pela retirada destas na consideração global. O peso da UHE Belo Monte ultrapassa o da UHE Tucuruí, ainda que esta apareça com relativa magnitude na maior CP. A UHE Itaipu também apresenta contribuição, porém inferior as duas supracitadas. As outras usinas, por sua vez, contribuem com um peso menor que o anterior. Notoriamente, a UHE Tucuruí é responsável por grande parte da variação no sistema em ambas as considerações.

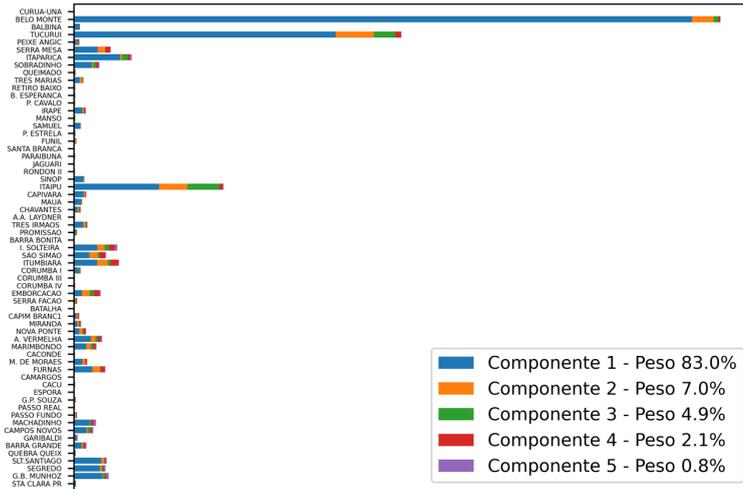


Figura 3 – Impacto de cada UHEs com reservatório (+ UHE Belo Monte e UHE Itaipu) na variância total do conjunto analisado

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O problema do despacho envolve, invariavelmente, modelos de otimização e hipóteses simplificadoras em sua resolução. Particularmente, processo de otimização agrega as características físicas e hidrológicas de cada usina do parque para a tomada de decisão. A aplicação do método no resultado permitiu mensurar o impacto de cada UHE nesta que é a solução ótima. Desta forma, as variáveis que influenciam o desempenho de uma usina são agregadas ao resultado, o que permitiu revelar o peso de cada usina como combinação destes fatores, e não separadamente por sua capacidade de geração, acumulação ou hidrologia.

Assim, observou-se que UHE Belo Monte e UHE Tucuruí acumulam boa parte da variância do sistema, sendo estratégicas ao operador. Mesmo não possuindo reservatório de acumulação, Belo Monte e Itaipu agregam boa parcela de variabilidade ao sistema, visto que a cascata de usinas à montante age em função delas, resultado da otimização do Modelo LYNX considerando-se reservatórios descentralizados.

Estudos em andamento buscam explorar características em comum nas usinas que apareceram com destaque na componente de maior peso. A análise também será aplicada na investigação da variância sazonal da energia gerada por empreendimento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BERTONE, A. C.; BUENO, M. L.; KEPPEM, R. P.; DETZEL, D. H. M. Accumulation and run-of-the-river hydropower plants: a case study of the Brazilian hydroenergetic system. In: Proceedings of the 38th IAHR World Congress. Panamá City, 2019.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L.; OENING, A. P.; MARCILIO, D. C.; TOSHIOKA, F. Acerca da quantidade de simulações estocásticas de vazão no contexto do planejamento energético. In: Revista Brasileira de Energia v.22.2 (2016), pp. 21–32.

FALCETTA, F. A. M. Evolução da capacidade de regularização do Sistema Elétrico Brasileiro. 2015. 65 p. Dissertação (mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Hidráulica e Ambiental. 2015.

INSTITUTOS LACTEC. Projeto PD 6491-0307/2013 - Projeto LYNX - Otimização em larga escala aplicada ao despacho hidrotérmico brasileiro: modelos hierárquicos de operação e planejamento em médio e curto prazos com integração de energia e potência: Relatório Técnico ANUAL - Dez/2017 -Nov/2018. Curitiba: 2019.

MANLY, B. F. J.; ALBERTO, J. A. N. Métodos estatísticos multivariados: uma introdução. 4 ed. Porto Alegre: Bookman, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). O que é o ONS? Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 5 jun. 2022.

STRANG, G. Linear algebra and its applications. 4th ed. Cengage Learning, 2005.

APLICAÇÃO DE ALGORITMOS DE OTIMIZAÇÃO PARA DETERMINAÇÃO DO MONTANTE ÓTIMO DE DEMANDA CONTRATADA

Walter Aguiar Martins Júnior¹
Débora Finazzi Luz Farah¹
Carla Cristiny Esteves de Oliveira¹
Danilo Ferreira de Souza²
Felipe Moya Scarsi²
Rogerio Lucio Lima²
Jakson Paulo Bonaldo²

¹*Tribunal de Contas do Estado de Mato Grosso*

²*Universidade Federal de Mato Grosso*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.759

RESUMO

A energia elétrica é um dos mais elevados custos do serviço público no Brasil. Assim, o uso racional de energia elétrica faz parte de um conjunto de estratégias responsáveis por reduções de perdas e racionalização técnico-econômica. A otimização da contratação e do uso da energia elétrica é uma ação que compõe o conjunto de técnicas referentes à eficiência energética atuando em reduções de custos administrativas envolvendo aspectos contratuais, mudança de hábitos e procedimentos internos. Este trabalho demonstra a utilização de algoritmos de otimização para definição automática do montante ótimo de demanda a ser contratada, para um estudo de caso aplicado a quatro unidades consumidoras (UCs) de um Órgão Público do estado de Mato Grosso, tomando como base o histórico de demanda consumida e contratada, bem como os custos relacionados a estes montantes. Foram aplicados três métodos de otimização: Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG) Não Linear; Método 2 – Evolucionário e; Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicada ao Nível Ótimo de Contratação de Demanda. Considerando a escolha do melhor método em cada UC da entidade, houve redução de 12,96% da somatória da Demanda Contratada e redução de 2,13% na somatória das faturas de energia elétrica.

Palavras-chave: Tarifação; Demanda contratada; Demanda medida; Algoritmos de otimização.

ABSTRACT

Electricity represents an important cost for the public service in Brazil. Therefore, efficient use of electricity is a key part of strategies targeting economic efficiency based on costs cutting and losses reduction. Therefore, the optimization of contracted demand represents an important part of actions aiming the increase of energy efficiency and reduction of energy costs including contractual aspects, behavior changing and internal procedures. In the present work the optimum value of the nominal demand is calculated through the use of optimization algorithms considering a case study based on past data of demand and energy costs of four energy consumer unities (UC) that composes the energy distribution system of a public building of Mato Grosso state. Three optimization algorithms were tested: Method 1 – Reduced Generalized Gradient (GRG); Method 2 – Evolutionary Algorithm; and Method 3 – Modern Financial Theory. Considering the results of the best method applied to each UC it is achieved a decrease of 12.96% in the contracted demand and a decrease of 2.13% of the overall energy cost considering the sum of the four UCs.

Keywords: Pricing; Contracted demand; Measured demand; Optimization Algorithms.

1. INTRODUÇÃO

Consumidores de energia conectados em tensões de fornecimento superiores a 2,3 kV, enquadrados na modalidade tarifária azul ou verde, devem instituir em contrato com a concessionária de energia elétrica um montante de demanda fixa a ser contratado no horário de ponta e no horário fora-de-ponta (ANEEL Res. 1000, 2021). Caso seja verificado no período mensal de medição demandas que ultrapassem o montante contratado, penalidades monetárias são aplicadas ao consumidor. Nos casos em que a demanda medida for menor que a demanda contratada, o consumidor paga por um montante de demanda que não estaria sendo plenamente utilizado. Idealmente, deseja-se que o montante de demanda medido seja igual ao montante de demanda contratado.

A determinação da demanda a ser contratada, em geral, é feita a priori da conexão do consumidor ao sistema elétrico, tomando como base a carga instalada e o perfil de utilização dos equipamentos. No entanto, é comum solicitar à concessionária de energia elétrica o ajuste do montante de demanda contratada depois de conhecer o perfil de carga da instalação. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 10000 (2021), é possível alterar a demanda em intervalos não inferiores a 12 meses.

O reajuste da demanda contratada, em geral, se faz através da análise do histórico de demanda medida, de modo a prever um valor que se aproxime das medições dos meses subsequentes. No entanto, devido à característica intermitente e sazonal das cargas, o valor ajustado para a demanda pode ficar abaixo ou acima do efetivamente utilizado em um determinado mês. Por este motivo, geralmente, a demanda é sobre-contratada (demanda contratada a mais e não efetivamente utilizada) gerando custos adicionais para o consumidor. Estes custos podem ser considerados no instante da definição do montante de demanda a ser repactuado.

Por este motivo, este trabalho apresenta a utilização de três metodologias específicas para cálculo de otimização da demanda a ser contratada, tomando como base o histórico de utilização da demanda e os custos totais com energia elétrica.

2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA OTIMIZAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA

Um dos fatores fundamentais para a escolha de uma metodologia de estimação de valores ótimos de demanda a serem contratados é a sua facilidade de aplicação e possibilidade de replicação. Por isso, este trabalho foca na utilização da ferramenta de planilhas eletrônicas Microsoft Excel, a qual é largamente utilizada pelos profissionais responsáveis pelo gerenciamento de energia de unidades consumidoras.

Assim, foram definidos dois métodos numéricos de otimização, nativos do software Microsoft Excel (MICROSOFT, 2022), e um método analítico para definição do valor ótimo de demanda contratada, que proporcionem o menor custo total com essa parcela da fatura de energia elétrica.

2.1 Método 1 – Gradientes Reduzidos Generalizados (GRG)

O algoritmo GRG é amplamente usado para solução de problemas de otimização numérica que apresentam restrições lineares. O algoritmo é geralmente aplicado para solução de problemas de maximização ou minimização, conforme a equação 1. Este método foi concebido para determinar a direção de máxima variação que converge para solução do problema, chegando, assim, rapidamente ao resultado da otimização (WOLFE, 1963). Desta forma, o algoritmo (GRG) toma como base o gradiente de uma função ou de um conjunto de dados.

$$\begin{array}{ll}
 \text{Mín} & f(x) \\
 \text{s.a.} & Ax = b \\
 & x \geq 0
 \end{array} \tag{1}$$

2.2 Método 2 – Evolucionário

A meta-heurística Algoritmo Genético (AG) faz parte de um conjunto de algoritmos mais abrangente, chamados de Algoritmos Evolutivos (GOMES, 2017). As pesquisas nesta área convergiram para a mimetização do mecanismo de evolução biológica dos seres vivos a fim de resolver problemas de otimização, resultando em diferentes abordagens e algoritmos, sendo os AG os principais algoritmos a empregarem esta abordagem. A utilização de AG para otimização de problemas envolve a criação de uma população inicial que buscará as possíveis soluções do problema. A busca converge para os caminhos que apresentam as soluções mais viáveis (mínimos ou máximos locais ou globais). Esta busca é mantida até que algum critério de parada seja atingido. Durante a execução do AG, pode haver a recombinação de populações, a geração de filhos que percorrem ramificações dos caminhos principais e a mutação dos entes da população para buscar por características específicas da solução.

Os métodos 1 e 2 são amplamente utilizados, devido à sua simples implementação e devido ao fato de serem disponibilizados de forma nativa no pacote Solver disponível no Microsoft Excel (GARCIA-NETO, 2017).

2.3 Método 3 – Moderna Teoria Financeira aplicada ao nível ótimo de contratação de demanda

O método de otimização da demanda baseado na Moderna Teoria Financeira é utilizado devido à semelhança existente entre a metodologia de faturamento de energia elétrica e a teoria das opções financeiras. “A metodologia afirma a necessidade de se trabalhar com uma razoável quantidade de dados históricos acerca do comportamento da demanda da UC” (OLIVEIRA, 2006).

O modelo consiste na aplicação das equações 2 e 3. Sendo que C_D representa a demanda ótima a contratar (kW), D_μ a média logarítmica das demandas registradas no período (kW), σ_L o desvio padrão das demandas registradas, N o número de amostras de demandas registradas (no caso do presente estudo $N = 48$), TD a tarifa de demanda contratada (R\$/kW) e, por fim, TS representa a tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kW).

$$C_D = D_\mu \cdot e^{\sigma_L \cdot N^{-1} \cdot \left(1 - \frac{TD}{TS}\right)} \quad (2)$$

$$D_{\mu} = e^{\mu L} = \left(\prod_{t=1}^N D_{R_t} \right)^{\frac{1}{N}} \quad (3)$$

3. METODOLOGIA DE IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Definição de Escopo e Cenário de Análise

Inicialmente, levantou-se o banco de dados com todas as informações das faturas de energia elétrica de quatro Unidades Consumidoras (UCs) de um órgão público do estado de Mato Grosso. Em seguida, definiu-se o período a ser utilizado no cenário de análise. As faturas mensais das quatro UCs em análise foram planilhadas entre o período de 2013 e 2021. Verificou-se que as faturas dos meses de referência, de janeiro de 2013 a abril de 2016, não apresentavam a informação da Demanda Medida, impossibilitando a análise comparativa entre a Demanda Contratada e a máxima demanda efetivamente mensurada no mês de referência. A partir de março de 2020, a entidade apresentou uma dinâmica diferenciada no que diz respeito ao consumo de energia elétrica, devido à pandemia de Covid-19. Isso aconteceu devido a aplicação do regime de teletrabalho, o que levou ao esvaziamento do espaço físico, conseqüentemente a redução do consumo de energia elétrica.

Considerou-se, portanto, o cenário de análise de quatro anos, entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, a fim de verificar a variação mensal do perfil de consumo da entidade e a variação anual. As análises foram realizadas para cada UC individualmente. As quatro UCs analisadas são atendidas em alta tensão (13,8 kV), com contratação de demanda de potência (kW). A Tabela 1 apresenta um resumo das Unidades Consumidoras da entidade e suas principais características.

Tabela 1 - Informações de modalidade tarifária e demanda contratada das UCs do TCE/MT

Unidade Consumidora	Modalidade Tarifária	Demanda Contratada (kW)
UC 1	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220
UC 2	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	650
UC 3	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	299
UC 4	Subgrupo A4; Modalidade tarifária horária verde	220

3.2 Histórico de Demanda Contratada e Medida

As Tabelas 2, 3, 4 e 5 apresentam um resumo do histórico das demandas contratadas, medidas e não consumidas para duas das quatro UCs analisadas, já considerando o intervalo de análise de quatro anos.

Tabela 2 - Histórico de demanda da UC 1

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	220	220	0	JAN/2018	220	167,3	52,7
FEV/2016	220	220	0	FEV/2018	220	159,9	60,1
MAR/2016	220	220	0	MAR/2018	220	184,5	35,5
ABR/2016	220	220	0	ABR/2018	220	187	33
MAI/2016	220	184,5	35,5	MAI/2018	220	155	65
JUN/2016	220	166,1	53,9	JUN/2018	220	148,8	71,2
JUL/2016	220	155	65	JUL/2018	220	156,2	63,8
AGO/2016	220	157,4	62,6	AGO/2018	220	146,4	73,6
SET/2016	220	177,1	42,9	SET/2018	220	172,2	47,8
OUT/2016	220	200,5	19,5	OUT/2018	220	204,2	15,8
NOV/2016	220	201,7	18,3	NOV/2018	220	187	33
DEZ/2016	220	173,4	46,6	DEZ/2018	220	191,9	28,1
JAN/2017	220	180,8	39,2	JAN/2019	220	166,1	53,9
FEV/2017	220	132,8	87,2	FEV/2019	220	148,8	71,2
MAR/2017	220	167,3	52,7	MAR/2019	220	167,3	52,7
ABR/2017	220	177,1	42,9	ABR/2019	220	177,1	42,9
MAI/2017	220	173,4	46,6	MAI/2019	220	167,3	52,7
JUN/2017	220	183,3	36,7	JUN/2019	220	4,9	215,1
JUL/2017	220	172,2	47,8	JUL/2019	220	159,9	60,1
AGO/2017	220	161,1	58,9	AGO/2019	220	161,1	58,9
SET/2017	220	187	33	SET/2019	220	189,4	30,6
OUT/2017	220	188,2	31,8	OUT/2019	220	194,3	25,7
NOV/2017	220	214	6	NOV/2019	220	178,4	41,6
DEZ/2017	220	191,9	28,1	DEZ/2019	220	182	38

Tabela 3 - Histórico de demanda da UC 2

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	650	650	0	JAN/2018	650	616	34
FEV/2016	650	650	0	FEV/2018	650	630	20
MAR/2016	650	650	0	MAR/2018	650	686	-36
ABR/2016	650	650	0	ABR/2018	650	588	62
MAI/2016	650	602	48	MAI/2018	650	602	48
JUN/2016	650	546	104	JUN/2018	650	574	76
JUL/2016	650	504	146	JUL/2018	650	560	90
AGO/2016	650	560	90	AGO/2018	650	546	104
SET/2016	650	602	48	SET/2018	650	672	-22
OUT/2016	650	504	146	OUT/2018	650	686	-36
NOV/2016	650	602	48	NOV/2018	650	686	-36
DEZ/2016	650	574	76	DEZ/2018	650	682	-32
JAN/2017	650	574	76	JAN/2019	650	658	-8
FEV/2017	650	546	104	FEV/2019	650	658	-8
MAR/2017	650	532	118	MAR/2019	650	682	-32
ABR/2017	650	560	90	ABR/2019	650	682	-32
MAI/2017	650	602	48	MAI/2019	650	682	-32
JUN/2017	650	574	76	JUN/2019	650	644	6
JUL/2017	650	504	146	JUL/2019	650	574	76
AGO/2017	650	546	104	AGO/2019	650	574	76
SET/2017	650	644	6	SET/2019	650	672	-22
OUT/2017	650	672	-22	OUT/2019	650	714	-64
NOV/2017	650	686	-36	NOV/2019	650	644	6
DEZ/2017	650	658	-8	DEZ/2019	650	602	48

Tabela 4 - Histórico de demanda da UC 3

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	299	312,48	-13,48	JAN/2018	299	189	110
FEV/2016	299	299	0	FEV/2018	299	205,8	93,2
MAR/2016	299	299	0	MAR/2018	299	218,4	80,6
ABR/2016	299	299	0	ABR/2018	299	184,8	114,2
MAI/2016	299	309,96	-10,96	MAI/2018	299	218,4	80,6
JUN/2016	299	247,8	51,2	JUN/2018	299	168	131
JUL/2016	299	205,8	93,2	JUL/2018	299	210	89
AGO/2016	299	222,6	76,4	AGO/2018	299	163,8	135,2
SET/2016	299	277,2	21,8	SET/2018	299	193,2	105,8
OUT/2016	299	243,6	55,4	OUT/2018	299	226,8	72,2
NOV/2016	299	239,4	59,6	NOV/2018	299	218,4	80,6
DEZ/2016	299	243,6	55,4	DEZ/2018	299	153,75	145,25
JAN/2017	299	268,8	30,2	JAN/2019	299	239,4	59,6
FEV/2017	299	189	110	FEV/2019	299	231	68
MAR/2017	299	214,2	84,8	MAR/2019	299	239,4	59,6
ABR/2017	299	214,2	84,8	ABR/2019	299	226,8	72,2
MAI/2017	299	214,2	84,8	MAI/2019	299	189	110
JUN/2017	299	201,6	97,4	JUN/2019	299	184,8	114,2
JUL/2017	299	142,8	156,2	JUL/2019	299	135,2	163,8
AGO/2017	299	168	131	AGO/2019	299	159,6	139,4
SET/2017	299	214,2	84,8	SET/2019	299	210	89
OUT/2017	299	205,8	93,2	OUT/2019	299	239,4	59,6
NOV/2017	299	226,8	72,2	NOV/2019	299	260,4	38,6
DEZ/2017	299	205,8	93,2	DEZ/2019	299	189	110

Tabela 5 - Histórico de demanda da UC 4

Mês	Demanda (kW)			Mês	Demanda (kW)		
	Contratada	Medida	Não Consumida		Contratada	Medida	Não Consumida
JAN/2016	220	220	0	JAN/2018	220	131,61	88,39
FEV/2016	220	220	0	FEV/2018	220	137,76	82,24
MAR/2016	220	220	0	MAR/2018	220	146,37	73,63
ABR/2016	220	220	0	ABR/2018	220	140,22	79,78
MAI/2016	220	154,39	65,61	MAI/2018	220	135,3	84,7
JUN/2016	220	134,07	85,93	JUN/2018	220	141,45	78,55
JUL/2016	220	134,07	85,93	JUL/2018	220	115,62	104,38
AGO/2016	220	124,23	95,77	AGO/2018	220	115,62	104,38
SET/2016	220	141,45	78,55	SET/2018	220	127,92	92,08
OUT/2016	220	191,88	28,12	OUT/2018	220	143,91	76,09
NOV/2016	220	174,66	45,34	NOV/2018	220	148,83	71,17
DEZ/2016	220	167,28	52,72	DEZ/2018	220	153,75	66,25
JAN/2017	220	166,05	53,95	JAN/2019	220	150,06	69,94
FEV/2017	220	158,67	61,33	FEV/2019	220	141,45	78,55
MAR/2017	220	150,06	69,94	MAR/2019	220	152,52	67,48
ABR/2017	220	153,75	66,25	ABR/2019	220	151,29	68,71
MAI/2017	220	161,13	58,87	MAI/2019	220	141,45	78,55
JUN/2017	220	148,83	71,17	JUN/2019	220	134,07	85,93
JUL/2017	220	142,68	77,32	JUL/2019	220	126,69	93,31
AGO/2017	220	119,31	100,69	AGO/2019	220	118,08	101,92
SET/2017	220	174,66	45,34	SET/2019	220	157,44	62,56
OUT/2017	220	167,28	52,72	OUT/2019	220	161,13	58,87
NOV/2017	220	163,59	56,41	NOV/2019	220	158,67	61,33
DEZ/2017	220	152,52	67,48	DEZ/2019	220	146,37	73,63

Evidenciou-se uma oportunidade de adequação das demandas contratadas das UCs em análise, haja visto a persistência mensal de parcela significativa de Demanda não Consumida ou de Ultrapassagem de Demanda. Ambas as situações representam desperdício de recursos financeiros que podem ser mitigados.

3.3 Tratamento dos dados para posterior aplicação dos métodos de otimização

A etapa 3.3 consistiu em separar as UCs e tabular, para cada mês de referência, as seguintes informações: a) Demanda Contratada (em kW); b) Demanda Medida (em KW); c) Demanda Não Consumida (em kW); d) Valor da Fatura (em R\$); e) Tarifa da Demanda (em R\$/kW); f) Tarifa da Demanda de Ultrapassagem (em R\$/kW); g) Custo com Demanda Contratada (em R\$); h) Parcela do Custo referente à Demanda Medida (em R\$); i) Parcela do Custo referente à Demanda Não Consumida (em R\$); j) Parcela do Custo referente à Ultrapassagem da Demanda Contratada (em R\$/kW).

Ressalta-se que os custos com i) demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda podem ser interpretados como desperdício de recursos. Por isso, estes parâmetros são utilizados como restrições (menor e maior demanda registradas no período em análise). A somatória dos custos referentes à i) à demanda não consumida e ii) ultrapassagem de demanda contratada também é utilizada como restrição, pois o algoritmo de otimização busca o menor valor possível para esta parcela, otimizando para o montante ótimo de demanda a ser contratada.

Para cada Unidade Consumidora da entidade foi criada uma pasta de planilha eletrônica com as seguintes configurações: a) Coluna A2:A49: Demanda Contratada; b) Coluna B2:B49: Demanda Medida; c) Coluna C2:C49: Demanda Não Consumida; d) Coluna D2:D49: Custo da Demanda Contratada; e) Coluna E2:E49: Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); f) Coluna F2:F49: Custo da Demanda Não Consumida; g) Coluna G2:G49: Custo da Demanda de Ultrapassagem; h) Coluna H2:H49: Tarifa de Demanda; i) Coluna I2:I49: Tarifa da Demanda de Ultrapassagem; j) Coluna J2:J49: Valor da Fatura; k) Célula K2: Valor da demanda contratada, a ser ajustada pelo algoritmo otimizador; l) Célula L2: menor demanda medida no período; m) Célula M2: maior demanda medida no período; n) Célula D50: Total do Custo da Demanda Contratada; o) Célula E50: Total do Custo da Demanda Contratada (Entre 100% e 105%); p) Célula F50: Total do Custo da Demanda Não Consumida. q) Célula G50: Total do Custo da Demanda de Ultrapassagem; r) Célula G51: Total do Custo de Desperdício. As colunas possuem 48 células, uma para cada mês de referência (janeiro de 2016 a dezembro de 2019).

Na sequência, para os métodos 1 e 2, em que são utilizados algoritmos do Solver[®] incorporados no Microsoft[®] Excel[®], foi usada a seguinte sequência de cálculos: a) Dados, Análise e Solver; b) Definir Objetivo: \$G\$51: Total do Custo de Desperdício; c) Para: Mín; d) Alterando Células Variáveis: \$K\$2: Valor da demanda contratada;

e) Sujeito às Restrições; e.1) $\$K\$2 \leq \$L\2 (Menor demanda no período); e.2) $\$K\$2 \leq \$M\2 (Maior demanda no período); f) Habilitar opção Tornar Variáveis Irrestritas Não Negativas; g) Selecionar um Método de Solução: Método 1: GRG Não Linear ou Método 2: Evolutionary; h) Resolver. Um tutorial detalhado sobre a utilização dos recursos de otimização do Microsoft Excel está disponível em (MICROSOFT, 2022).

O método 3 foi implementado através de fórmula do Microsoft Excel, reproduzindo 2 e 3, conforme destacado na Seção 2.

4. RESULTADOS

Os três métodos de otimização abordados neste trabalho foram aplicados às quatro UCs individualmente. Verificou-se o ponto ótimo de demanda de potência a ser contratada para cada Unidade Consumidora e os referidos ganhos financeiros.

Evidenciou-se, inicialmente, a diferença entre o custo com demanda no cenário atual e no cenário de contratação ótima. Em seguida, comparou-se o cenário atual e o cenário ótimo, bem como foram comparadas as taxas percentuais entre os custos financeiros com a demanda contratada e o total da fatura de energia elétrica, haja visto que não foi realizada a atualização monetária dos valores passados.

Após aplicação das metodologias escolhidas para simulação de contrato de demanda ótima, foi calculado o valor obtido para a demanda que representasse a maior redução global de custos com energia elétrica no período. A Tabelas 6 e a Tabela 7 apresentam os resultados sintéticos das simulações dos cenários, considerando cada um dos algoritmos de otimização utilizados, evidenciando as demandas (kW) e os valores de fatura (kW), respectivamente.

Tabela 6 – Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Demanda, kW)

Unidade Consumidora (UC)	Demanda (kW)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótima
UC 1	220,00	182,74	182,76	230,44	183,00
UC 2	650,00	640,00	653,33	1.100,28	640,00
UC 3	299,00	232,00	232,00	334,69	232,00
UC 4	220,00	153,46	153,46	197,82	154,00
Total	1.389,00	1.208,20	1.221,55	1.863,23	1.209,00
Diferença Absoluta da Demanda Atual	0,00	-180,80	-167,45	474,23	-180,00
Diferença Percentual da Demanda Atual	0,00%	-13,02%	-12,06%	34,14%	-12,96%

Tabela 7 – Resultado sintético da aplicação dos métodos otimizadores às UCs (Fatura, R\$)

Unidade Consumidora (UC)	Fatura (R\$)				
	Atual	Método 1	Método 2	Método 3	Ótima
UC 1	735.539,11	708.756,85	708.766,85	743.261,65	708.756,85
UC 2	3.429.092,35	3.420.557,65	3.429.642,37	3.755.940,44	3.420.557,65
UC 3	945.833,55	905.341,83	905.341,93	956.100,64	905.341,83
UC 4	725.597,39	676.890,39	676.890,38	709.194,68	676.890,38
Total	5.836.062,40	5.711.546,72	5.720.641,53	6.164.497,41	5.711.546,72
Diferença Absoluta da Demanda Atual	0,00	-124.515,68	-115.420,87	328.435,01	-124.515,68
Diferença Percentual da Demanda Atual	0,00%	-2,13%	-1,98%	5,63%	-2,13%

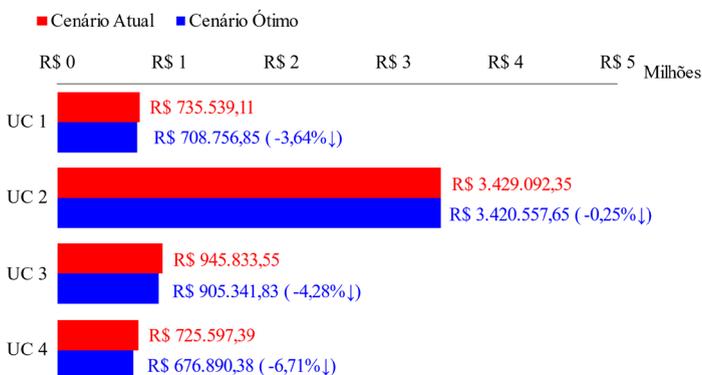


Figura 1 - Custos com fatura (atual e cenário otimizado) das UCs da entidade

Observou-se que o método analítico (Método 3), para os casos estudados, não apresentou resultado satisfatório. A coluna “Ótimo” das Tabelas 4 e 5 consolida o melhor resultado para cada UC, apresentado o resultado global. A Figura 1 apresenta os custos atual e ótimo que cada UC apresentou e a respectiva redução percentual. A Figura 2 apresenta os valores atuais e ótimos das demandas contratadas.

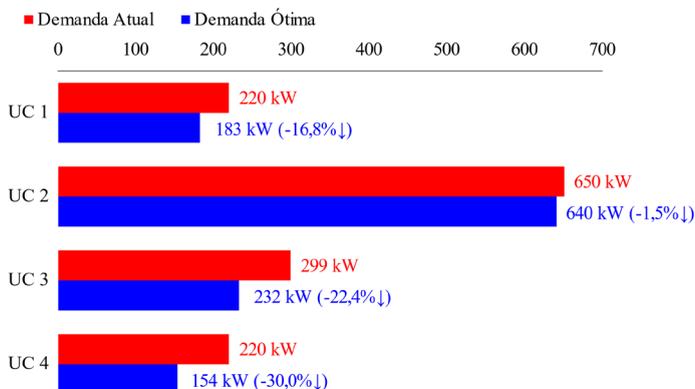


Figura 2 - Demanda contratada (atual e cenário otimizado) para as UCs da entidade

5. CONCLUSÃO

Após realizadas as simulações do montante ótimo de demanda contratada para cada UC, no cenário que abrange o período entre janeiro de 2016 e dezembro de 2019, verificou-se que a entidade pública poderia ter economizado o valor de R\$ 124.515,68, representando 2,13% dos custos totais com energia elétrica no período, caso o montante de demanda contratada tivesse sido ajustado conforme os valores sugeridos pelos métodos de otimização. Conclui-se que convém à entidade adequar as demandas contratadas das UCs, levando em consideração os valores ótimos de demanda contratada apontados na Figura 1.

Destaca-se, ainda, que os métodos apresentados permitem que a demanda seja otimizada sem exigir do operador ou responsável pelo gerenciamento do sistema elétrico das UCs conhecimentos aprofundados em algoritmos de otimização ou programação linear ou não linear, de modo que os métodos pudessem ser implementados em um editor de planilhas convencional. Neste trabalho foi utilizado o Microsoft® Excel® devido ao seu uso cotidiano por engenheiros e administradores, e devido à ferramenta de otimização estar disponível nativamente neste editor de planilhas.

6. AGRADECIMENTO

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso – FAPEMAT (processo FAPEMAT-PRO-2022/01047) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq (processos 870814/1999–0 e 142323/2020–9) pelo apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>>. Acesso em 20 de maio de 2022.

GARCIA-NETO, MANOEL. Aplicação dos Métodos: Evolucionário e Gradiente Reduzido Generalizado a fim de Otimizar Modelos Não Lineares na Nutrição de Precisão. 2017. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/11449/204890>>.

GOMES, F. M., PEREIRA, F. M., MARINS, F. A. S., & SILVA, M. B. Estudo comparativo entre os métodos gradiente reduzido generalizado e algoritmo genético em otimização com múltiplas respostas. Revista Produção Online, 17(2), 592–619, 2017. <https://doi.org/10.14488/1676-1901.v17i2.2566>.

MICROSOFT. Tutorial Solver Microsoft Excel. Disponível em <<https://support.microsoft.com/pt-br/office/definir-e-resolver-um-problema- usando-o-solver-5d1a388f-079d-43ac-a7eb-f63e45925040>>. Acesso em 2 de junho de 2022.

OLIVEIRA, D. G.; CASTRO, A.R.; DOMINGUES, E.G. Using the Modern Financial Theory to Obtain the Optimal Level of Contract and Predict Payments of Electrical Energy Invoice. In: IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Caracas, 2006.

ROSIK, R. G.; RIBEIRO, J.L.D. Redução de custos no gerenciamento de energia elétrica: otimização da demanda contratada por unidades consumidoras de alta tensão. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRGS, 2013.

WOLFE, P. The Reduced Gradient Method. Recent Advances in Mathematical Programming. New York: R. L. Graves and P. Wolfe, 1963.

DEZ ANOS DE ANÁLISES NA ESTACIONARIEDADE DAS VAZÕES AFLUENTES ÀS USINAS DO SIN: O QUE MUDOU?

Daniel Henrique Marco Detzel¹
Victor Gabriel Monteiro¹
Marcelo Bessa¹
Mauricio Pereira Cantão¹
Emerson Luís Alberti²

¹*Universidade Federal do Paraná*
²*Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.756

RESUMO

Estudos sobre a estacionariedade das séries de vazões afluentes às usinas hidrelétricas (UHEs) do Sistema Interligado Nacional (SIN) ganharam notoriedade no início da década de 2010, quando foram mostrados empreendimentos com tendências de aumento e redução nas vazões em diferentes regiões. No entanto, esta mesma década foi marcada por um severo período de estiagem que impactou diretamente diversas atividades ligadas ao planejamento e à operação do SIN. Assim sendo, este trabalho tem por objetivo apresentar uma análise atualizada nas tendências das séries de vazões afluentes às usinas do SIN, bem como mostrar uma comparação com o cenário de dez anos atrás. Os resultados mostram que 77 UHEs (48% do total) apresentaram tendência, sendo que em 24 delas (31%) foi detectada redução nas vazões e, em 53 (69%), aumento. Na análise comparativa entre 1931-2010 e 1931-2020, percebeu-se um aumento substancial no número de UHEs cujas séries apresentaram redução nas vazões. Em séries com tendências de aumento, mostra-se que a intensidade do sinal reduziu pela primeira vez desde o início dos estudos sobre não estacionariedade nas usinas do SIN.

Palavras-chave: Não estacionariedade; Tendências; Mann-Kendall; Usinas hidrelétricas.

ABSTRACT

Studies on the stationarity of the National Interconnected System (SIN) hydropower plants' (HPPs) streamflow time series gained notoriety in the early 2010s when increasing and decreasing trends were shown. However, this last decade was marked by a severe drought period that

directly impacted several activities related to the planning and operation of the SIN. Therefore, this paper aims to present an updated trend analysis of the SIN power plants' streamflows series and to show a comparison with the scenario ten years ago. The results exhibit that 77 HPPs (48% of the total) presented trends; a reduction was detected in 24 of them (31%), while an increase was identified in 53 (69%). In the comparative analysis between 1931-2010 and 1931-2020, there was a substantial increase in the number of HPPs which series showed a reduction in streamflows. In series with increasing trends, it is shown a decrease in the signal strength for the first time since the beginning of studies on non-stationarity in SIN hydropower plants.

Keywords: Nonstationarity; Trends; Mann-Kendall; Hydropower plants.

1. INTRODUÇÃO

A partir da década de 1990, a questão das mudanças climáticas começou a ganhar força na comunidade científica, o que fez com que hidrólogos passassem a analisar a estacionariedade de séries de chuva e vazão com o propósito de entender alguma possível consequência do fenômeno. Nesse contexto, Müller et al. (1998) e Genta et al. (1997) foram trabalhos relevantes publicados no final da década de 1990 que apontaram aumento em séries de vazão de regiões localizadas na bacia incremental da usina de Itaipu e em partes da América do Sul, respectivamente.

No início da década de 2000, Guetter e Prates (2002) apontaram o chamado “degrau climático” como uma possível explicação para as tendências de aumento de vazões que foram detectadas no Sul do Brasil a partir da década de 1970. Esse período ficou conhecido na região como a data de início do aumento das vazões de diversas bacias, principalmente localizadas nos estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e sul de São Paulo. De acordo com Tucci (2007), esse aumento foi potencializado por alterações no uso do solo, principalmente para a criação de áreas agrícolas e de pasto, as quais ocorreram também a partir de 1970.

Desde então, cresceu o interesse em estudar quais seriam as eventuais consequências de aumentos (ou reduções) nas séries de vazão para os diversos setores usuários dos recursos hídricos. Dentro desse contexto, pode-se apontar o setor elétrico como um dos principais interessados na questão. Detzel et al. (2011), publicaram um dos primeiros trabalhos preocupados em avaliar a não estacionariedade em nível nacional, com foco específico em todas as usinas hidrelétricas (UHEs) em operação no Sistema Interligado Nacional (SIN) até então. Os resultados mostraram que 75 das 146 usinas (51%) apresentavam

não estacionariedade, em sua grande maioria na forma de tendências de aumento nas vazões. Todas operavam também nas regiões Sul e Sudeste do Brasil. Resultados similares foram obtidos em estudos posteriores feitos pelo mesmo grupo de pesquisa (DETZEL et al., 2017; DETZEL et al., 2018).

O tema foi também estudado por Chagas e Chaffe (2018), que identificaram tendências de aumento nas vazões de rios da bacia do Iguaçu e Uruguai. Da mesma forma, Silva et al. (2019) detectaram aumentos nas afluições de rios das bacias do Paraná na região da usina de Itaipu.

Entretanto, a década de 2010 foi notadamente marcada por períodos de seca que afetaram diferentes regiões brasileiras. Esses períodos foram de tal severidade que se sugeriu uma possível alteração no período crítico das vazões afluentes às usinas dos subsistemas Norte, Nordeste e partes do Sudeste/Centro-Oeste (DETZEL et al., 2019). Séries com evidências de não estacionariedade trazem reflexos importantes no planejamento e operação do SIN, que vão desde alterações em curvas de regularização de reservatórios até aumento do risco de falha de estruturas de segurança em barragens. Motivado por esses efeitos e pelo histórico de resultados anteriormente citados, o presente artigo tem como objetivo revisitar e atualizar o estudo sobre tendências de longo termo nas séries de vazões afluentes às UHEs atualmente em operação no SIN.

2. MÉTODO DE ANÁLISE

No presente estudo, aplica-se o teste de Mann-Kendall (MK) para a verificação de tendências de longo termo. Trata-se de uma inferência bem difundida na literatura para a detecção de tendências em séries de fenômenos naturais. Além da independência entre os elementos de uma amostra, o teste se baseia no pressuposto de que a probabilidade de ocorrência desses elementos é a mesma.

O fundamento do teste está na comparação da grandeza entre os elementos da amostra z_t ($t=1, \dots, n$), contabilizando os sinais resultantes das subtrações entre eles. Em outras palavras, fixando-se um ano i , verificam-se quantos elementos posteriores ($j, j+1, j+2, \dots$) são maiores ou menores do que ele. A equação 1 define matematicamente o procedimento (YUE et al., 2002):

$$MK = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \text{sgn}[z_j - z_i] \quad (1)$$

onde $sgn[\]$ é o sinal resultante da operação entre colchetes ao qual se associa -1, 0 ou 1, de acordo com o resultado da equação 2:

$$sgn[z_j - z_i] = \begin{cases} 1, & se (z_j - z_i) > 0 \\ 0, & se (z_j - z_i) = 0 \\ -1, & se (z_j - z_i) < 0 \end{cases} \quad (2)$$

Para amostras com mais de oito elementos, a estatística MK possui distribuição aproximadamente normal com $E[MK]=0$ e variância calculada pela equação 3:

$$VAR[MK] = \frac{n(n-1)(2n+5)}{18} \quad (3)$$

A variável normal padrão é, por fim, calculada de acordo com a expressão 4:

$$\Phi = \begin{cases} \frac{MK - 1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se MK > 0 \\ 0, & se MK = 0 \\ \frac{MK + 1}{\sqrt{VAR[MK]}}, & se MK < 0 \end{cases} \quad (4)$$

Para um teste bilateral, a hipótese nula de série sem tendência é rejeitada quando $|\Phi| > \Phi_{1-\alpha/2}$, sendo α o nível de significância adotado.

A aplicação de inferências estatísticas como o teste MK requer que as séries atendam a certas premissas, dentre elas a de independência temporal. Em séries de fenômenos naturais, principalmente hidrológicos, essa premissa raramente se verifica. Portanto, é necessário adotar procedimentos metodológicos que permitam com que os resultados dos testes expressem as significâncias estatísticas adequadas. Para este trabalho, utiliza-se uma técnica conhecida por *prewhitening*, na qual a dependência temporal da série é removida antes da execução do teste. Os detalhes e equacionamentos pertinentes são retirados de Hamed (2009).

Os resultados apresentados neste artigo seguem duas premissas importantes. A primeira é que as séries submetidas ao teste esta-

tístico são em escala anual. A razão para essa escolha é que o que se investiga aqui são eventuais tendências advindas de fenômenos de grande escala. Além disso, a sazonalidade é um fator que não é levado em consideração pelo método proposto. A segunda premissa é que o nível de significância considerado é de 5%. Assim sendo, p-valores inferiores a esse percentual indicam não estacionariedade.

3. DADOS UTILIZADOS

As análises foram aplicadas a todas as 161 UHEs em operação com data base de janeiro de 2022. Os dados foram coletados diretamente do *deck* de preços disponibilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e se referem a vazões naturais médias anuais entre 1931 e 2020. Inicialmente, os testes foram aplicados a todo o histórico, permitindo a caracterização da condição de estacionariedade de todas as UHEs estudadas na data mais atual disponível. Posteriormente, fez-se uma análise comparativa entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020, com intenção de verificar o possível impacto da forte crise hídrica observada na última década.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Condição atual

A Figura 1 exibe o resultado do teste MK aplicado a todas as usinas do SIN. No mapa, os círculos azuis indicam tendência de aumento, vermelhos sugerem tendências de redução e brancos apontam séries sem tendência significativa. Além disso, a dimensão dos círculos está atrelada à intensidade da tendência, a qual é mensurada de acordo com a magnitude da estatística Φ do teste (ver equação 4).

Os resultados exibem uma evidente separação das regiões Sul e sul do Sudeste e Centro-Oeste em relação às demais regiões do país. Enquanto as primeiras exibem séries com tendências de aumento nas vazões, as últimas se dividem em séries sem tendência e com tendência de redução. As UHEs com séries sem tendência (parte alta da bacia do rio Paraná, nos estados de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso) aparentam separar os agrupamentos de UHEs com tendências de aumento ou de redução.

Considerando as UHEs com tendências de redução, é notável a semelhança dos resultados mostrados no mapa da Figura 1 com os encontrados por Detzel et al. (2019). No citado estudo, os autores avaliaram uma possível alteração no período crítico de aflúências das usinas do SIN. Os resultados mostraram que muitas das UHEs que tiveram o período crítico alterado são as mesmas que apresentaram

tendências de redução de vazão. Tratam-se, portanto, de resultados coerentes.

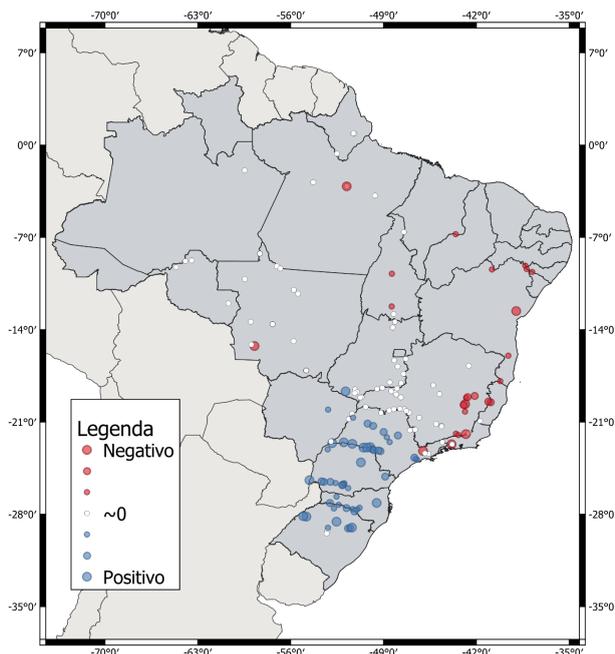


Figura 1 – Tendências de longo termo das séries de vazões médias anuais afluentes às usinas do SIN, para o período 1931 a 2020

No caso das UHEs com tendências de aumento, os resultados são similares a diversos estudos anteriormente apresentados para a região. De fato, o fenômeno do aumento das vazões no Sul do país é conhecido desde final da década de 1990 (MÜLLER et al., 1998), sendo atribuído principalmente às mudanças de uso do solo que as bacias sofreram após da década de 1970 (TUCCI, 2007). Percebe-se que esse padrão de aumento vem se mantendo ao longo dos anos.

Em números, 77 UHEs (48% do total) apresentaram tendência, sendo que em 24 delas (31%) foi detectada redução nas vazões, e em 53 (69%), aumento. As 84 UHEs restantes não apresentaram tendências estatisticamente significativas.

4.2 Comparação 1931-2010 e 1931-2020

A Figura 2 mostra o resultado da análise de tendências de longo termo para o período 1931-2010. Na comparação com a Figura 1,

percebe-se um aumento substancial no número de UHEs cujas séries apresentaram redução nas vazões. Estas estão localizadas na porção norte e nordeste do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, e subsistemas Norte e Nordeste, com destaque para a bacia do rio São Francisco.

Para as regiões anteriormente identificadas com tendências de aumento nas vazões, mostra-se que foram mantidas as características. Contudo, a intensidade das tendências perdeu força, o que fica evidente pela menor dimensão dos círculos marcadores no mapa da Figura 1. Este é um resultado importante e pode ser apontado como inédito desde o início dos estudos de não estacionariedade voltados a séries do SIN.

Em todos os casos, pode-se associar os resultados encontrados à crise hídrica da última década, que se manifestou em regiões e anos distintos. Dentre outros, a seca foi relatada na região metropolitana da cidade de São Paulo entre 2013 e 2015 (FREITAS, 2020), na bacia do rio São Francisco entre 2012 e 2017 (DE JONG et al., 2018) e na região Sul do Brasil entre 2019-2020 (GRIMM et al., 2020). De acordo com os resultados mostrados neste artigo, percebe-se que os eventos foram de tal severidade que afetaram as tendências de longo termo da grande maioria das séries de vazão afluente às usinas do SIN.

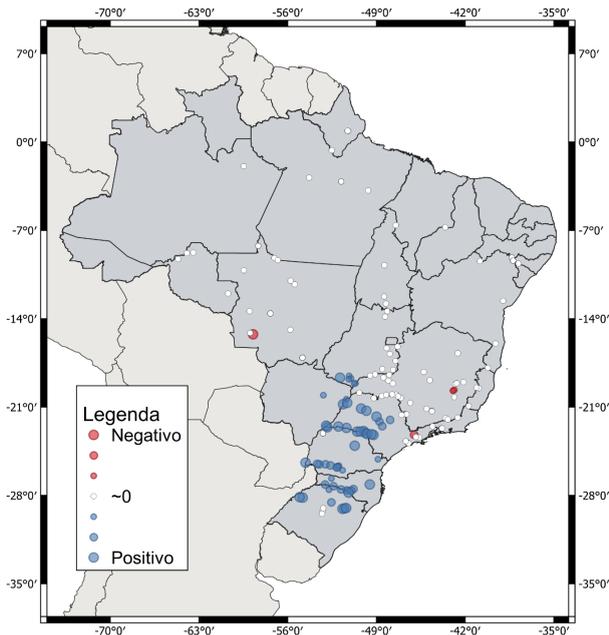


Figura 2 – Tendências de longo termo das séries de vazões médias anuais afluentes às usinas do SIN, para o período 1931-2010

5. CONCLUSÃO

Os resultados aqui mostrados permitem concluir que diversas séries hidrológicas atualmente consideradas no planejamento do SIN apresentam características de não estacionariedade. Muito embora essa constatação não seja nova, uma comparação entre os períodos de 1931-2010 e 1931-2020 permitiu evidenciar dois resultados principais: (i) aumento no número de UHEs cujas séries apresentam tendências significativas de decrescimento e (ii) perda na intensidade da tendência positiva de UHEs cujas séries já vinham apresentando tendências de crescimento em estudos anteriores. Ambos os resultados podem ser atribuídos à severa estiagem observada em diferentes regiões do Brasil durante a década de 2010.

As análises aqui exibidas sugerem que resultados de estudos sobre tendências de séries hidrológicas não devem ser considerados como definitivos. Sempre que possível, recomenda-se que tais análises sejam feitas nos momentos em que as atualizações dos registros históricos são publicadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHAGAS, V. B. P.; CHAFFE, P. L. B. The role of land cover in the propagation of rainfall into streamflow trends. *Water Resources Research*, v. 54, p. 5986–6004, 2018.

DETZEL, D. H. M.; BESSA, M. R.; VALLEJOS, C. A. V.; SANTOS, A. B.; THOMSEN, L. S.; MINE, M. R. M.; BLOOT, M. L.; ESTRÓCIO, J. P. Estacionariedade das Afluências às Usinas Hidrelétricas Brasileiras. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 16, n. 3, p. 95–111, 2011.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L. de.; MARCILIO, D. C.; OENING, A. P.; TOSHIOKA, F. Estacionariedade estatística das Energias Naturais Afluentes aos subsistemas brasileiros. In *SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS*, 22., 2017, Florianópolis. Anais... Porto Alegre: ABRHidro, 2017, p. 1-7.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L. de.; KOWALCZUK, B. C.; KARLY, M. V.; BESSA, M. R.; GEUS, K. de. O comportamento (não) estacionário das vazões afluentes às UHEs do SIN. In *CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO*, 11., 2018. Cuiabá. Anais... Itajubá: SBPE, 2018, p. 1-10.

DETZEL, D. H. M.; MARTINI FILHO, L. R.; RANGEL, L. M. A.; BESSA, M. R.; GEUS, K. de. Acerca do período crítico das usinas hidrelétricas brasileiras. In SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 23., 2019. Foz do Iguaçu. Anais... Porto Alegre: ABRH, 2019, p. 1–10.

FREITAS, G. N. de. São Paulo drought: trends in streamflow and their relationship to climate and human-induced change in Cantareira watershed, Southeast Brazil. *Hydrology Research*, v. 51, n. 4, p. 750–767, 2020.

GENTA, J. L.; PEREZ-IRIBARREN, G.; MECHOSO, C. R. A. Recent increasing trend in the streamflow of rivers in Southeastern South America. *Journal of Climate*, v. 11, p. 2858–2862, 1997.

GRIMM, A. M.; ALMEIDA, A. S.; BENETI, C. A. A.; LEITE, E. A. The combined effect of climate oscillations in producing extremes: the 2020 drought in Southern Brazil. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 25, e48, 2020.

GUETTER, A. K.; PRATES, J. E. Degrau climático nas séries de vazões das bacias brasileiras. In CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 12., 2002. Foz do Iguaçu. Anais... Rio de Janeiro: SBMET, 2002, p. 2099-2110.

HAMED, K. H. Enhancing the effectiveness of prewhitening in trend analysis of hydrologic data. *Journal of Hydrology*, v. 368, p. 143–155, 2009.

de JONG, P., TANAJURA, C. A. S., SÁNCHEZ, A. S., DARGAVILLE, R., KIPERSTOK, A., Torres, E.A. Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to climate change and inter-annual variability. *Science of the Total Environment*, v. 634, p. 1540-1553, 2018.

MÜLLER, I. I. KRÜGER, C. M.; KAVISKI, E. Análise de estacionariedade de séries hidrológicas na bacia incremental de Itaipu. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, v. 3, n. 4, p. 51–71, 1998.

SILVA, W. L., XAVIER, L. N. R., MACEIRA, M. E. P., ROTUNNO, O. C. Climatological and hydrological patterns and verified trends in precipitation and streamflow in the basins of Brazilian hydroelectric plants. *Theoretical and Applied Climatology*, v. 137, p. 353–371, 2019.

TUCCI, C. E. M. Mudanças climáticas e impactos sobre os recursos hídricos no Brasil. *Ciência & Ambiente*, Universidade Federal de Santa Maria, UFSM, Santa Maria, pp.137-156, 2007.

YUE, S., PILON, P., PHINNEY, B., CAVADIAS, G. The influence of autocorrelation on the ability to detect trend in hydrological series. *Hydrological Processes*, v. 16, n. 9, p. 1807–1829, 2002.

ANÁLISE DAS PERDAS TÉCNICAS ATRAVÉS DA CRIAÇÃO DE UM NOVO MODELO CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS

Poleana Gehrke¹
Cricièle Castro Martins¹

¹*Universidade Federal de Santa Maria*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.760

RESUMO

Neste trabalho são expostas a criação de alguns modelos que consideram a presença de sistemas fotovoltaicos para a análise das perdas técnicas, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além da utilização do *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). Essa análise é realizada na rede IEEE 34 barras, conciliado a modelagem com as regulamentações exigidas pela ANEEL. Diante do exposto, é analisado o impacto metodológico com as mudanças propostas, buscando uma maneira mais coerente de representação e apuração das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: Perdas técnicas; OpenDSS, Módulo 7; Sistemas fotovoltaicos; ANEEL.

ABSTRACT

In this work the creation of some models that consider the presence of photovoltaic systems for the analysis of technical losses are exposed, taking into account the data held by the energy concessionaire and ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), besides the use of the software OpenDSS (Open Distribution System Simulator). The analysis is performed on the IEEE 34 bars network, reconciling the modeling with the regulations required by ANEEL. In view of the above, the methodological impact is analyzed with the proposed changes, searching for a more coherent way of representing and calculating the technical losses of the electric power distribution system.

Keywords: Technical losses; OpenDSS, Module 7; Photovoltaic systems; ANEEL.

1. INTRODUÇÃO

A operação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro têm se tornado cada vez mais complexo, visto que nos últimos anos houve um grande aumento das fontes renováveis de energia, principalmente a solar. Diante do contexto, faz-se necessário algumas melhorias no serviço de distribuição de energia elétrica, no que diz respeito sobretudo a confiabilidade do sistema e a redução das perdas (PEGADO et al., 2020).

No Brasil, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão regulador que possuiu como atribuições o processo de formação de tarifas, e nesse estão incluídos os custos oriundos das perdas de energia elétrica, as quais podem ser classificadas em perdas técnicas (PT) e perdas não técnicas (PNT) (BAROUCHE et al., 2016). Em relação a metodologia, as perdas são apuradas de acordo com o nível de tensão. Nos sistemas de média (MT) e baixa tensão (BT), as perdas são estimadas, geralmente, a partir de métodos numéricos, visto que normalmente existem dificuldades em manter-se um banco de dados atualizado e/ou confiável (MARTINS, 2021).

Por meio da audiência pública nº 026/2014 da ANEEL, foi definido que o *OpenDSS* deve ser utilizado para a apuração das PTs no Sistema de Distribuição de Média Tensão e Baixa Tensão (SDMT e SDBT), sendo essa realizada através do fluxo de potência. As premissas para a realização do cálculo das perdas no Sistema de Distribuição (SD) são encontradas no módulo 7 dos Procedimentos de Rede (PRO-DIST) (PEREIRA et al., 2016).

O aumento de sistemas fotovoltaicos (SFs) vêm se destacando no SD. Uma vez que as PTs estão vinculadas à distribuição do fluxo de potência das redes, os sistemas fotovoltaicos fazem com que ocorra alteração no fluxo de potência, alterando desta forma, as PTs (AUGUSTO et al., 2019).

Observam-se na literatura diversos estudos sobre a análise dos geradores distribuídos fotovoltaicos na rede elétrica que, em sua maioria, avaliam os impactos em relação aos níveis de tensão, PTs, qualidade de energia e sistemas de proteção, fator de potência, nível de harmônicos etc. (REINALDO et al., 2020), (ANDRADE et al., 2020), (FERREIRA et al., 2021), (AUGUSTO et al., 2019), (RAZAVI et al., 2019), dentre outros autores. No entanto, não se encontram trabalhos que abordam a consideração de geradores distribuídos fotovoltaicos na metodologia atual de cálculo das PTs adotada pela ANEEL.

O presente artigo apresenta um estudo a respeito da análise das PTs no SD e a sua influência na rede elétrica, por meio da implementação de geradores distribuídos fotovoltaicos, sendo estes os de maior predominância na rede elétrica. A contribuição deste trabalho consiste na observação da rede com sistemas fotovoltaicos por meio

da análise com emprego da metodologia da ANEEL, presente no módulo 7 do PRODIST. Avaliam-se diferentes modelos de inserção dos geradores, por meio do *software* de simulação *OpenDSS*. Assim, as análises apresentadas neste artigo visam verificar se é viável e/ou importante a consideração desta nova metodologia para a apuração das perdas técnicas.

2. CÁLCULO DAS PERDAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

A apuração das PTs é realizada pelas distribuidoras de energia, e repassada para o órgão regulador para verificação dos níveis de eficiência. O Módulo 7 do PRODIST estabelece os procedimentos e a metodologia a ser seguida para a realização do cálculo das perdas no SD, em que são incluídas as particularidades da rede elétrica de cada concessionária (HAMMERSCHIMITT et al., 2020).

Destaca-se a realização de diversos estudos para definição do modelo atual, que define os preceitos e metodologias a serem utilizados. Contudo, apesar da evolução metodológica e o fato de possuir uma elaboração de acordo com o contexto particular do país, as metodologias adotadas pela ANEEL ainda necessitam de muitos aperfeiçoamentos. A energia solar tem tido um crescimento significativo nos últimos anos, contudo ainda não são levados em consideração na metodologia da ANEEL os geradores distribuídos fotovoltaicos para os cálculos das perdas técnicas.

A inclusão dos sistemas fotovoltaicos no SD pode ocasionar vantagens ou desvantagens para a rede, de maneira que se torna necessário o planejamento e avaliação da rede elétrica de forma a preservar e evitar danos ao sistema (NWAIGWE et al., 2019). A conexão de SFs ocasiona postergação dos investimentos de expansão da rede de distribuição, redução das PTs, podendo reduzir a tarifa e trazer maior confiabilidade, dentre outros (LUCCHESI et al., 2018). Contudo, a penetração dos SFs na rede pode resultar impactos negativos, ocasionando novos desafios e uma maior complexidade na operação das redes de distribuição (AUGUSTO et al., 2019).

Destaca-se o *Hosting Capacity*, um indicador que permite que as distribuidoras realizem a análise do impacto dos SFs em conjunto com a quantidade de geradores instalados. Consiste na máxima capacidade de geradores distribuídos que um alimentador pode receber sem que interfira de maneira negativa na rede, como o fluxo de potência bidirecional (AUGUSTO et al., 2019) (JOTHIBASU et al., 2016).

3. METODOLOGIA

A metodologia, em um primeiro instante, consiste na análise da rede IEEE 34 barras sem levar em consideração nenhum procedimento da ANEEL. A próxima etapa consiste na análise da rede considerando a metodologia do órgão regulador. Nas próximas etapas, é realizada a construção de modelos com a presença de SFs, levando em consideração os dados de posse da concessionária de energia e da ANEEL. Por fim, é realizada a análise dos modelos criados, e uma análise crítica dos resultados obtidos.

3.1 IEEE 34 barras

A partir do alimentador IEEE 34 barras, criou-se um modelo variável no tempo, considerando-se perfis de carga comercial, residencial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública. Essas especificações foram utilizadas considerando o dia útil, sábado e domingo/feriado, conforme exige a metodologia da ANEEL. Além disso, é considerada a presença de SFs para avaliar montante apurado de PTs.

3.2 Parâmetros do sistema adotado

Para a realização dos estudos utilizou-se como base a distribuidora de energia elétrica RGE – CPFL Energia, sendo uma das maiores concessionárias do Rio Grande do Sul. Desta forma, os dados da irradiância solar foram obtidos por meio do Atlas Solar Global, considerando o mês de janeiro de 2022, para cada uma das cidades que a distribuidora de energia RGE-CPFL abrange, para as quais foi calculada a média aritmética para cada hora. O mesmo procedimento foi realizado para os dados de temperatura, os quais foram obtidos por meio dos sites abertos: climate-data.org e irga.rs.gov.br. Para o mês em análise são considerados 24 pontos, conforme estabelecido na metodologia da ANEEL. A Figura 1 ilustra a curva de irradiância para as cidades consideradas.

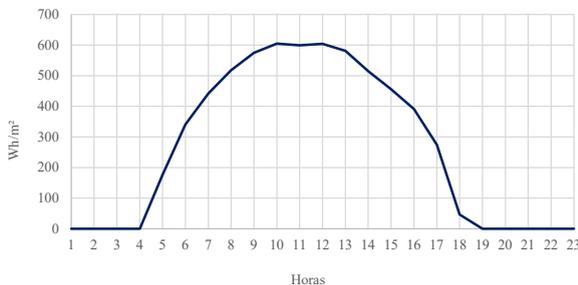


Figura 1 – Gráfico da irradiância para as cidades consideradas

Para as simulações foi considerado o SF composto de 14 módulos fotovoltaicos de 250 Wp, da Risen, SYP 250P. Já o inversor considerado foi o da Fronius Galvo 3.1-1, que possui potência de saída de 3,1 kW. Os dados para modelagem foram obtidos a partir do *datasheet* das marcas.

3.3 Parâmetros e definições de modelos

Diante do fato da ANEEL não inserir SFs no cálculo das PTs, a finalidade do estudo consiste na criação de um modelo de cálculo que inclua os SFs no cálculo das perdas. De maneira a criar um modelo fidedigno para as concessionárias e o órgão regulador, foram utilizadas as informações de posse de ambas, além dos dados de irradiância e temperatura de livre acesso.

O *OpenDSS* é um *software* que possui diversos elementos que podem ser utilizados para realizar a simulação de SFs. Dentre eles, um modelo característico para as análises com SFs é o *PVSystem*, o qual necessita de um banco de dados sempre atualizado, tanto da distribuidora de energia quanto da ANEEL. Já o *Generator* é outra opção utilizada para esse tipo de simulação, e não requer um banco de dados atualizado, por ser um elemento que não necessita de informações tão específicas.

De acordo com a (CPFL ENERGIA, 2020), a documentação exigida pela concessionária RGE-CPFL é dividida em documentação técnica e comercial. A documentação técnica e comercial está apresentada na Tabela 1.

Vale ressaltar que a concessionária de energia recebe todo o projeto de energia solar, verifica se as informações estão corretas, e se estiverem, aprova o projeto. Após aprovado, a empresa responsável realiza a instalação do SF e a concessionária de energia executa a inspeção, e em seguida a conexão é realizada.

Tabela 1 – Documentação técnica e comercial exigida

Documentação Técnica exigida	
Certidão de Registro de Profissional e Anotação de Responsabilidade Técnica (ART)	Tipo de atendimento e seção transversal dos cabos
Dados da Unidade Consumidora (UC) e data pretendida de instalação	Número de fases da instalação e disjuntor
Padrão de entrada (categoria - GED 13/RIC BT)	Caixa de medição (tipo, segundo a GED 14945)
Demanda disponibilizada (se MT) ou carga instalada (se BT)	Quantidade de módulos e inversores, com fabricantes e modelos de ambos
Potência de picos dos módulos e inversores	Área ocupada
Projeto em AutoCAD (localização/situação e o diagrama unifilar)	Certificado do inversor, em conjunto com fotos do padrão de entrada e dispositivo de proteção geral

Tabela 1 – Documentação técnica e comercial exigida (cont.)

Documentação Comercial exigida	
Informações de identificação pessoais	Memorial descritivo
Procuração	Integra as informações anteriores, como localização, tipo da fonte de geração de energia, potência ativa, tensão e corrente por módulo, e quantidade deles.
Dados da Unidade Consumidora (UC) e carga instalada	
Tensão de atendimento e tipo de conexão	
Potência instalada de geração e o tipo da fonte de geração	

O banco de dados da ANEEL conta com as seguintes informações sobre os SFs registrados: a distribuidora, código da geração distribuída, titular da UC, classe, subgrupo, modalidade, quantidade de UCs que recebem os créditos, município, Unidade da Federação (UF), Código de Endereçamento Postal (CEP), data da ligação, fonte de geração, potência instalada (kW), quantidade de módulos fotovoltaicos, quantidade de inversores e área do arranjo. Estes dados foram obtidos por meio do banco de informações, datado de janeiro de 2019 (SCOLLARI, 2019). No entanto, de acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), não houve alterações nas informações registradas até o ano de 2022.

No presente artigo são criados modelos mais completos e simplificados para verificar o impacto em relação às PTs, com o intuito de levar em consideração o efeito dessa alteração em relação ao cadastro das informações.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Foram criados três modelos para realizar a análise, compostos de diferentes variáveis. São eles:

- Modelo 1: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo do *PVSystem*, com informações mais específicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência aparente do inversor, irradiância, potência máxima nominal do painel, temperatura, fator de potência, eficiência do inversor, curvas de irradiação e potência máxima do painel versus a temperatura.

- Modelo 2: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo do *Generator*, inserindo: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, potência máxima do painel, fator de potência, modelo, tensão mínima e máxima permitida (pu) e a irradiância de dia útil, sábado e domingo.

- Modelo 3: Rede IEEE 34 barras, com inserção de SFs no modelo PVSystem, com informações básicas: número de fases, barra de conexão, tensão nominal, a potência aparente do inversor e a potência máxima nominal do painel.

Foram inseridos os SFs nas mesmas barras em todos os modelos, tendo como base as potências das cargas, no intuito de suprir a demanda das mesmas, conforme apresentado na Tabela 2. Os SFs foram inseridos sem considerar uma metodologia para a alocação, devido ao fato de que em um sistema de distribuição real basta o consumidor atender todos os requisitos exigidos pela concessionária.

Tabela 2 – Inserção dos geradores distribuídos fotovoltaicos

Barra	Potência	Tipo de fornecimento	Barra	Potência	Tipo de fornecimento
802	15,0	Monofásico	890	150,0	Trifásico
810	8,0	Monofásico	840	18,0	Trifásico
816	2,5	Monofásico	830	25,0	Trifásico
820	84,0	Monofásico	834	61,5	Trifásico
848	20,0	Trifásico	856	2,0	Monofásico

Após a inserção das características em cada um dos modelos criados foi calculada a potência demandada da subestação para um período de 72 horas, considerando a presença de SFs, conforme apresentado na Figura 2. Na figura são também apresentados resultados do modelo que considera as regulamentações do PRODIST, sem a presença de SFs, e o caso base da rede IEEE 34 barras, sem os resultados da metodologia da ANEEL.

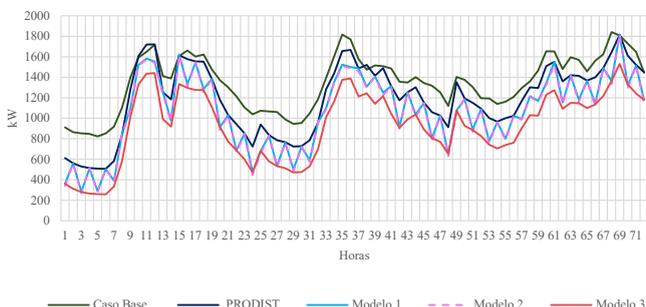


Figura 2 – Total da potência demandada da subestação

Na Tabela 3 são apresentados os valores apurados da potência requisitada para a subestação, nos três dias de análise, ou seja, o somatório das 72 horas.

Tabela 3 – Apresentação dos valores da potência demandada

	Dia Útil (kW)	Sábado (kW)	Domingo (kW)
Caso Base	30.327,92	31.603,7	35.162,76
PRODIST	25.827,42	27.664,96	32.097,9
Modelo 1	22.853,81	24.665,94	29.025,11
Modelo 2	22.583,94	24.388,54	28.179,65
Modelo 3	19.519,70	21.331,19	25.613,67

É perceptível que o caso base, o qual refere-se a rede IEEE 34 barras e sem a aplicação de nenhuma metodologia, necessita de uma potência demandada da subestação superior (cerca de 14,8% em dia útil) em relação ao caso do PRODIST, no qual há a aplicação das regulamentações. No entanto, o PRODIST não leva em consideração a presença de SFs. A comparação com os modelos que consideram a geração solar indica uma potência exigida da subestação ainda menor, devido a potência oriunda dos sistemas próprios de geração. O resultado demonstra diretamente uma das principais vantagens da inserção de GD, uma vez que auxilia o suprimento de energia ao longo do horário de operação do sistema e pode postergar investimentos em redes de distribuição.

Quando se analisa a influência dos SFs na rede elétrica no que se refere as PTs, devem ser quantificadas as perdas nas linhas, como mostrado na Figura 3, e as perdas nos transformadores, como mostrado na Figura 4. As perdas nas linhas e as perdas nos transformadores são também apresentadas na Tabela 4, que foram apuradas em um período de 72 horas, para os três dias em análise (dia útil, sábado e domingo).

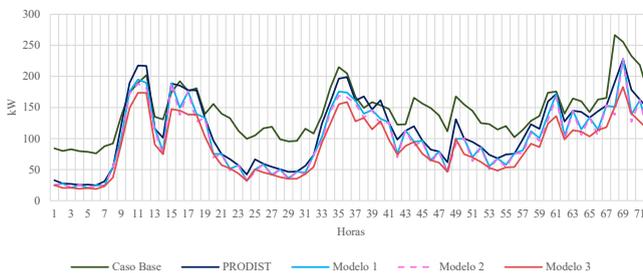


Figura 3 – Perdas nas linhas

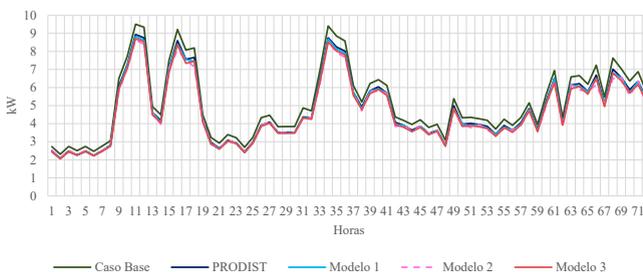


Figura 4 – Perdas nos transformadores

Ao analisar a Tabela 4, é notável que o caso base possui as perdas mais elevadas quando comparado com os resultados dos modelos com SFs. Isso pode ser explicado pelo fato que o método exigido pela ANEEL altera características significativas do sistema, podendo-se citar os modelos de carga, a não consideração de elementos de compensação de energia, além da consideração somente da impedância de sequência positiva nos condutores e sistema equilibrado.

Tabela 4 – Apresentação dos valores das perdas nas linhas e nos transformadores (kW)

Perdas	Linhas			Transformadores		
	Dia Útil	Sábado	Domingo	Dia Útil	Sábado	Domingo
Caso Base	3134,37	3336,47	3861,71	116,83	124,54	130,46
PRODIST	2410,96	2547,04	3125,07	108,34	115,30	121,14
Modelo 1	2157,33	2277,82	2773,77	107,14	114,08	119,44
Modelo 2	2087,16	2205,15	2667,58	106,05	113,27	117,31
Modelo 3	1872,21	1983,74	2400,74	105,74	112,74	117,54

Quando são analisados os resultados dos modelos, é perceptível que o modelo 1 apura melhor as PTs, devido ao fato de ser um modelo mais completo e com informações mais específicas. Já o modelo 3, que tem informações mais básicas, apura perdas menores. No entanto, para as perdas nos transformadores, no domingo, a apuração é melhor como o modelo 3 em comparação com o modelo 2.

Os resultados indicam que a inserção de informações mais específicas na modelagem da rede resulta em um modelo mais assertivo para a apuração das PTs, que é o caso do modelo 1, que inclui dados das concessionárias e da ANEEL.

A metodologia utilizada para o cálculo das PTs tem sofrido modificações no decorrer dos anos mas, apesar da evolução metodológica, a ANEEL subestima cerca de 13% das PTs reais devido às simplificações, de acordo com (MARTINS et al., 2019). Tem-se ainda a demanda das concessionárias de energia elétrica para uma revisão metodológica no cálculo das PTs, devido ao grande crescimento dos SFs (REINALDO et al., 2020). A magnitude das PTs pode impactar de forma significativa tanto o consumidor quanto a concessionária, além do possível impacto na tarifa.

Deste modo, evidencia-se a importância de uma revisão na técnica de apuração das perdas utilizada pela ANEEL. A metodologia proposta neste artigo, para a apuração das PTs e considerando sistemas fotovoltaicos, é relevante no contexto da regulação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, V. B.; JR. PAIXÃO, U. C.; MOREIRA, C. E.; et al. Modelagem de um sistema de distribuição real desbalanceado e análise do impacto da geração distribuída utilizando o software OpenDSS, 2020.

ANEEL. PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, 2021.

ATLAS SOLAR GLOBAL. Disponível em: < <https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 26 maio 2022.

AUGUSTO, K.; et al. Estudo de Máxima Potência de Painéis Fotovoltaicos em um Alimentador Primário de Distribuição de Energia Elétrica, 2019.

BAROUCHE, I. de O.; et al. Novas Proposições Metodológicas para o Cálculo das Perdas Técnicas no âmbito do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, 2016.

CPFL ENERGIA. Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, 2020.

Dados climáticos para cidades mundiais. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/>>. Acesso em: 26 maio 2022.

FERREIRA, B. C.; COELHO, F. C. R.; et al. Estratégias de operação para sistemas de armazenamento de energia conectados à rede elétrica de distribuição, 2021.

HAMMERSHMITT, B. K.; ABAIDE, A. DA R.; LUCCHESI, F. C.; et al. Non-Technical losses review and possible methodology solutions, 2020.

INSTITUTO RIO GRANDENSE DE ARROZ – Governo do Estado do Rio Grande do Sul – Secretária da Agricultura, Pecuária e Desenvolvimento Rural. Disponível em: < <https://irga.rs.gov.br/inicial>>. Acesso em: 26 maio 2022.

JOTHIBASU, S.; DUBEY, A.; SANTOSO, S. Cost of integration distributed photovoltaic generation to the utility distribution circuits, 2016.

LUCCHESI, F. C.; MARTINS, C.; et al. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

MARTINS, C. C. Metodologia de alocação das perdas não técnicas a partir da localização de consumidores irregulares em redes de distribuição, 2021.

MARTINS, C. C.; et al. Sensitivity Analysis of the Brazilian Methodology of Calculation of Technical Losses in the Electric Energy Distribution System, 2019.

NWAIGWE, K. N.; MUTABILWA, P.; DINTWA, E. An overview of solar power (PV systems) integration into electricity grids, 2019.

PEGADO, R DE A.; CAVALCANTI, D. H. S.; GOMES, R. C. G.; et al. Reconfiguração de redes de distribuição visando redução de perdas utilizando enxame de partículas seletivo modificado, 2020.

PEREIRA, E. C.; BARBOSA, A. S.; TEIXEIRA, E. H.; et al. Cálculo de perdas técnicas por meio do Software OpenDSS – Experiência Cemig D, 2016.

RAZAVI, S. E.; RAHIMI, E.; JAVADI, M. S.; et al. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review, 2019.016.

REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; NETO, E. A. C. A. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC, 2020.

AVALIAÇÃO DA HIBRIDIZAÇÃO DE USINAS PARTICIPANTES DO MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE) PARA GERENCIAMENTO DE RISCOS

Rebeka Passos Gomes^{1,2}
Fabiola Sena¹
Jorge Andrés Cormane Angarita²

¹Head Energia

²Universidade de Brasília

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.764

RESUMO

Dada a relevância da discussão sobre empreendimentos híbridos, a Resolução Normativa nº 954/2021, considerada o marco regulatório para a geração híbrida, modifica o arcabouço normativo vigente ao incorporar os conceitos de Centrais Geradoras Híbridas (UGHs) e Centrais Geradoras Associadas. Este trabalho apresenta uma metodologia de dimensionamento de sistemas híbridos (Hídricos - Solar fotovoltaico) usada como uma estratégia de gerenciamento de riscos por meio da diversificação da composição de portfólios. Para isso, tem-se como base as expectativas de variação do *Generation Scaling Factor* (GSF) e os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), estabelecidos pela Resolução nº 899/2020. Os resultados revelam que a metodologia proposta tem potencial para contribuir com a proteção contra as exposições financeiras em decorrência da dinâmica dos cenários de GSF. Entretanto, verifica-se que, devido às mudanças regulatórias e aos altos montantes de potência necessários a cobrir as exposições no Mercado de Curto Prazo (MCP), a viabilidade do dimensionamento da geração híbrida hídrica-solar fotovoltaica depende da disponibilidade do recurso energético na região do empreendimento híbrido, do tamanho e da performance das usinas. Portanto, variam para cada projeto. Dessa maneira, apesar dos benefícios intrínsecos a uma geração híbrida solar-hidrelétrica local, deve-se considerar uma avaliação da tipologia de portfólios comerciais de usinas híbridas, que também se configura como adequada para uma estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo por envolver apenas uma relação comercial-contratual, sem obrigatoriedade de proximidade física.

Palavras-chave: Sistema híbrido; MRE; Solar fotovoltaica; Gestão de riscos.

ABSTRACT

Given the relevance of the discussion on hybrid projects, Normative Resolution No. 954/2021, considered the regulatory framework for hybrid generation, modifies the existing regulatory framework by incorporating the concepts of Hybrid Generating Centers (UGHs) and Associated Generating Centers. This paper presents a methodology for sizing hybrid systems (Hydric - Solar photovoltaic) used as a risk management strategy through the diversification of portfolio composition. For this, it is based on the expectations of variation of the Generation Scaling Factor (GSF) and the new criteria for the seasonalization of the physical guarantee for purposes of energy allocation in the Energy Reallocation Mechanism (MRE), established by Resolution No. 899 /2020. The results reveal that the proposed methodology has the potential to contribute to the protection against financial exposures due to the dynamics of GSF scenarios. However, it appears that, due to regulatory changes and the high amounts of power needed to cover exposures in the Short Term Market (MCP), the viability of sizing the photovoltaic hydro-solar hybrid generation depends on the availability of the energy resource in the region of the hybrid venture, and on the capacity and performance of the plants. Therefore, they vary for each project. Thus, despite the intrinsic benefits of a local hybrid solar-hydroelectric generation, an assessment of the commercial portfolio typology of hybrid power plants should be considered, which is also suitable for a short-term price risk management strategy as it involves just a commercial-contractual relationship, with no obligation of physical proximity.

Keywords: Hybrid system; MRE; Photovoltaic solar; Risk management.

1. INTRODUÇÃO

A regulamentação de usinas híbridas, uma inovação para o sistema regulatório brasileiro, se torna peça fundamental para aumentar a produção de energia anual a partir do melhor aproveitamento da infraestrutura elétrica, da área disponível e da exploração da complementaridade entre os recursos energéticos. O aprimoramento do uso do recurso hídrico pode ser feito a partir da conversão de usinas hidrelétricas em usinas híbridas por meio da sua combinação com uma outra tecnologia de geração de energia elétrica, preferivelmente renovável.

O presente trabalho apresenta uma metodologia de dimensionamento para a hibridização de usinas hidrelétricas, que pode ser utilizada como estratégia de gerenciamento de riscos por meio da diversificação da composição de portfólios. A relevância está na contri-

buição de estratégias de desenvolvimento sustentável do setor de energia, a partir do aproveitamento energético de fontes complementares entre si, e do planejamento da comercialização e gestão do risco hidrológico das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Neste caso foi considerada a combinação de usinas hidrelétricas com a tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF). Dita tecnologia de geração mostra sinais de crescimento elevado em razão da consolidação no mercado.

2. MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA (MRE)

O MRE é um dispositivo financeiro cujo objetivo é compartilhar entre os seus participantes os riscos financeiros e hidrológicos relativos às obrigações contratuais de energia por empreendimentos hidrelétricos despachados centralizadamente pelo ONS, cuja participação no mecanismo é obrigatória. A participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) é opcional (ONS, 2021a). No processamento do MRE compara-se o valor total da energia gerada por todas as usinas participantes com o resultado da soma de suas garantias físicas; a diferença entre esses dois valores é chamada Fator de Ajuste do MRE ou, como é mais conhecido, de GSF (*Generation Scaling Factor*). Quando o valor da geração total do MRE está acima do valor da garantia física total, os proprietários das usinas ficam em uma posição credora na liquidação do MCP e, caso contrário, ficam em uma posição devedora (CCEE, 2021a).

Desde 2014, o MRE tem apresentado valores de GSF inferiores a 100%, o que levou à exposição de muitos proprietários de usinas hidrelétricas a valores de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) bem elevados. Além disso, nos últimos sete anos, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte apresentaram valores inferiores à média histórica (EPE, 2021a; ONS, 2021b; CCEE, 2019). A consequência deste cenário consiste em que as liquidações financeiras das operações realizadas pela Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foram travadas e a inadimplência cresceu, retendo montantes que chegaram a quase R\$ 8,7 bilhões (STIMA ENERGIA, 2020; GESEL, 2020). A judicialização do GSF ficou conhecida como “Ajuste do MRE”, e paralisou o mercado do setor elétrico.

3. SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGIA

A exploração da complementaridade entre os recursos energéticos vem ganhando notoriedade no cenário energético atual, por contribuir para o aprimoramento dos sistemas de geração de energia. A Resolução Normativa nº 954/2021 dispõe sobre as adequações re-

gulatórias para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. Com a resolução, são definidas regras para a outorga, tarifação dos empreendimentos, a contratação do uso e descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (ANEEL, 2021).

Dentre as tipologias que descrevem as integrações possíveis entre as fontes de energia, temos: usinas associadas, híbridas e portfólios comerciais. Na Tabela 1 encontram-se resumidas as principais características das tipologias apresentadas na Resolução Normativa nº 954/2021 (EPE, 2018; ANEEL, 2021).

Tabela 1 – Principais pontos que diferem as tipologias para integração de fontes distintas de energia

Tipo	Equipamentos de medição e outorgas	Proximidade física	Contratação do uso da rede
Usinas Associadas	Medições distintas; Outorgas distintas.	Próximas entre si, e podem utilizar o mesmo terreno.	Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à rede. A capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais.
Usinas Híbridas	Podem ou não ter medições distintas; Outorgas únicas.	Utilizam o mesmo terreno.	Compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à rede, e a capacidade contratada é menor que a soma das potências nominais.
Portfólios Comerciais	Medições distintas; Outorgas distintas.	Não há necessidade de estarem próximas fisicamente.	Natureza é apenas comercial-contratual, mas cada usina deve contratar uma capacidade de uso da rede compatível com a sua potência nominal.

3.1 Geração Híbrida Hidrelétrica – Solar Fotovoltaica Flutuante

A tecnologia solar fotovoltaica flutuante (FVF) não encontra limitações regulatórias no setor elétrico no Brasil; é estimado potencial de até 4.519 GWp ao se utilizar os reservatórios das usinas hidrelétricas (EPE, 2020). As maiores dificuldades na implantação desse tipo de empreendimento estão na obtenção do licenciamento ambiental e na constatação do direito ao uso da área designada para o projeto. Os desafios estão relacionados à construção, operação e custos de implantação, que ainda são maiores se comparados às usinas solares em terra (EPE, 2021b). Indica-se privilegiar as localidades com maiores fluxos de água e tempo de residência (tempo que a água permanece no reservatório) para a instalação de FVFs (EPE, 2020).

De acordo com a Resolução Normativa nº 954/2021, a híbrido-

zação com usinas participantes do MRE é permitida desde que as garantias físicas e as medições sejam distintas por tecnologia de geração, e que a energia proveniente das demais tecnologias não sejam destinadas ao MRE. Essas condições são necessárias para fornecer a separação da contabilização da geração entre as diferentes tecnologias de geração, evitando-se assim a alocação indevida de energia da fonte não-hídrica no MRE (ANEEL, 2020).

4. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida objetiva explorar, sem o intuito de apresentar estudo de viabilidade econômica, a seguinte hipótese: A estratégia de hibridização de usinas participantes do MRE, com usinas solares fotovoltaicas flutuantes, proporciona uma proteção contra exposições financeiras negativas no MCP advindas dos cenários em que a geração total do MRE se encontra abaixo da garantia física total (ver Figura 1).

A proposta pretende: (i) proporcionar um diferencial de negócio, por meio da diversificação do portfólio de geração com outras fontes; (ii) fornecer ao empreendedor uma ferramenta que auxilie na concepção de estratégias de planejamento da comercialização; e (iii) fazer a gestão da exposição a movimentos de preços de mercado desfavoráveis e influenciados pelos impactos negativos do GSF.

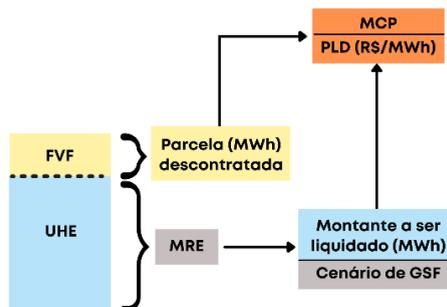


Figura 1 – Estratégia de hedge proposta

Para o estudo de caso, o subsistema Norte foi selecionado. Para isso, identificou-se a usina hidrelétrica mais representativa: a usina hidrelétrica de Tucuruí. O critério analisado foi a relevância da capacidade de armazenamento de energia (50,69%) em relação ao subsistema e a participação no MRE. A UHE está instalada no rio Tocantins,

no sudeste do Pará. Pertence a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A (Eletronorte) e possui uma Garantia Física de 4.414 MW médios; seu reservatório tem uma área de 2.850 km² quando cheio (ELETRICIDADE, 2020).

4.1 Dimensionamento do sistema híbrido (UHE - FVF)

O propósito desta etapa é encontrar a participação ótima da usina solar fotovoltaica flutuante na hibridização de usinas que participam do MRE. Para isso, considera-se que seu objetivo é ser um produto de comercialização de curto prazo, a fim de mitigar a exposição dos geradores aos riscos relacionados ao GSF. Portanto, os seguintes passos foram seguidos:

1. Obtenção das novas curvas de sazonalização: Para isso, fez-se o ajuste dos valores mensais de garantia física sazonalizada para fins de alocação de energia no MRE considerando a aplicação dos limites de sazonalização estabelecidos pela Resolução no. 899/2020, que propõe mudanças regulatórias referentes às regras de sazonalização a partir do ano de 2022;
2. Análise do impacto financeiro da nova regra de sazonalização na exposição dos agentes ao mercado de curto prazo;
3. Definição da potência da FVF ao levar em consideração os valores mais críticos dos montantes a liquidar no MCP de cada cenário, a fim de que a contribuição da complementaridade mensal possa refletir na estratégia de comercialização dos agentes.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A estratégia do dimensionamento da usina leva em consideração o pior cenário de GSF do período analisado. São consideradas as seguintes curvas de garantia física:

- (i) Cenário base: os valores mensais de garantia física sazonalizada precisam atender ao perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Os dados de 2010 a 2013 são oriundos do histórico da operação do SIN, da base de dados técnicos do ONS, e os dados de 2014 a 2019 foram retirados do painel Geração da CCEE (CCEE, 2021b; ONS, 2021c);
- (ii) Cenário atual (até 2021): os valores mensais de garantia física sazonalizada não podem ser superiores à potência instalada da usina, e o somatório dos montantes mensais deve ser igual ao montante anual. Valores são referentes às curvas de sazonalização que efetivamente foi realizada; e

(iii) Cenário de transição (2022 a 2026): os valores mensais de garantia física sazonalizada devem estar entre a faixa de variação $\pm 20\%$ do perfil de geração média do MRE dos cinco anos anteriores. Esta curva é obtida com base em ajustes feitos na curva (ii), e os limites máximos e mínimos de sazonalização levam em consideração a curva base (i), que deverá ser seguida pelos agentes a partir de janeiro de 2027.

Na Figura 2 tem-se o comparativo dos cenários estabelecidos, e a Figura 3 apresenta resultados da simulação do comportamento do GSF em decorrência da aplicação de limites de sazonalização para a UHE Tucuruí. O comparativo do impacto financeiro após a valoração pode ser visto Tabela 2. A média mensal do PLD de cada submercado é oriunda da base de dado da CCEE (CCEE, 2021c).

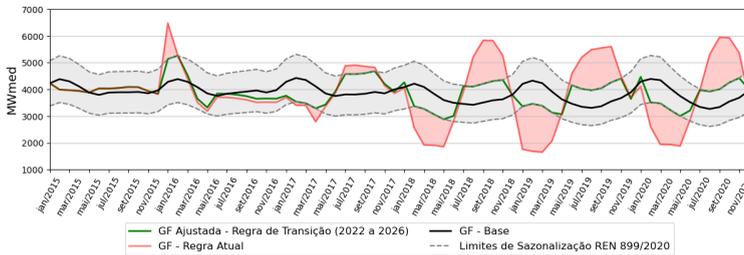
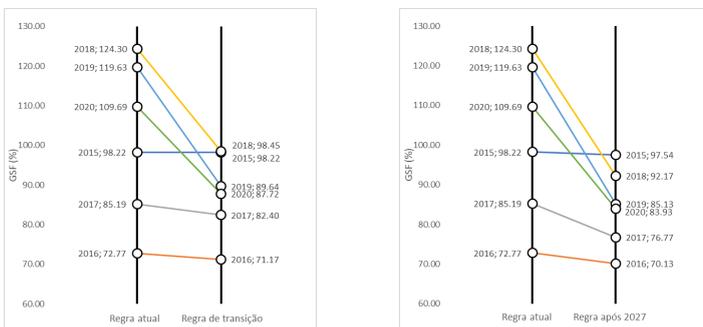


Figura 2 – Curvas de sazonalização para os cenários base, atual e de transição quando da aplicação teórica dos novos critérios estabelecidos pela REN n.º. 899/2020 para a UHE Tucuruí



(a) Regra atual versus regra de transição

(b) Regra atual versus regra após 2027

Figura 3 – Comparativo dos valores médios anuais de GSF para UHE Tucuruí

Tabela 2 – Comparativo do impacto financeiro para a UHE Tucuruí

Cenários	Σ Exposição negativa (R\$ milhão)	Montante a liquidar do pior cenário de GSF (MWh)
Regra Atual	17.071,83	jan/2016 - 4.549,61
Regra de transição	13.878,41 (-18.7%)*	jan/2016 - 3.207,65
Regra após 2027	10.831,71 (-36.5%)*	dez/2015 - 2.485,77

*Em relação à regra atual

Nota-se uma extrapolação dos limites estabelecidos na nova regra pela sazonalização realizada e que, após a aplicação das novas regras, as curvas de GSF sofreram atenuações e o impacto financeiro foi reduzido para a usina selecionada, isso devido ao fato das novas regras causarem uma redução na flexibilidade do agente proprietário da usina.

A proposta da associação de usinas hidrelétricas participantes do MRE com FVF tem o objetivo de atender a necessidade dos agentes de procurar soluções que reduzem os impactos negativos do GSF em seus resultados. Dessa maneira, propõe-se que o montante excedente da hibridização, proveniente da usina solar fotovoltaica, seja um produto de curto prazo. Ou seja, o objetivo é deixá-lo descontratado estrategicamente em alguns meses e reservado para ser liquidado no MCP, com a finalidade de proporcionar uma autoproteção contra perdas financeiras advindas de cenários de GSF. Além disso, a proposta visa à otimização do uso dos sistemas de transmissão/distribuição e dos recursos energéticos ao aproveitar a complementaridade entre eles.

Ao considerar os montantes de energia referentes ao pior histórico de GSF e um fator de capacidade (FC) igual a 24%, a contribuição energética da FVF para a hibridização foi calculada para os três cenários de sazonalização da garantia física conforme a Equação 1. Adotando-se como referência os dados da FVF instalada na UHE Sobradinho (1 MWp de potência instalada para cada 11 km² de área ocupada), foi possível estimar a área de instalação da FVF em relação à área do reservatório da usina (2.850 km²). A Tabela 3 resume os resultados encontrados.

$$PFVF(MWp) = \frac{\text{Montante do pior cenário de GSF (MWh)}}{FC} \quad (1)$$

Tabela 3 – Comparativo do impacto financeiro para UHE Tucuruí

Cenários	PFVF (MWp) com FC = 24%	Área da FVF (km ²)	Taxa de ocupação da área (%)
Regra Atual	18.956,71	208,52	7,32
Regra de transição	13.365,21	147,02	5,16 (-2,16%)*
Regra após 2027	10.357,37	113,93	4,0 (-3,32%)*

*Em relação à regra atual

Os resultados mostram que as áreas requisitadas para a instalação das FVFs, de acordo com os valores de PFVF, representam uma porcentagem não tão significativa em relação a área total do reservatório. Em relação ao cenário da regra atual, os valores de PFVF e de suas respectivas taxas de ocupação da área, para as regras de transição e após 2027, são menores. A escolha do melhor valor de PFVF seria a do cenário da regra de sazonalização a ser aplicada a partir de 2027. É interessante notar que as diferenças entre os cenários de sazonalização demonstram a relevância das mudanças regulatórias na formulação de estratégias de gestão de riscos baseadas em respostas com ativos de geração.

Dessa forma, os resultados revelam que a solução proposta tem potencial e pode ser considerada uma alternativa para proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Contudo, pode ser inviável e não atrativa para os agentes do mercado devido: (i) aos elevados valores de PFVF, os quais indicam que os investimentos também devem ser elevados; e (ii) à dinâmica regulatória do setor, pois futuras normas podem alterar novamente as regras de sazonalização da garantia física, e até mesmo decidir o fim do MRE.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O dimensionamento da usina FVF levou em consideração o pior cenário de GSF entre os anos de 2015 a 2020 e os novos critérios para a sazonalização da garantia física para fins de alocação de energia no MRE, estabelecidos pela Resolução no. 899/2020. Os resultados revelam que a solução proposta tem o potencial de proporcionar uma proteção contra as exposições financeiras em decorrência dos cenários de GSF. Entretanto, infere-se que, devido à dinamicidade das mudanças regulatórias e aos altos valores de potência necessários a cobrir as exposições no MCP, que sugerem altos investimentos dos empreendimentos, a viabilidade da proposta depende das disponibilidades energéticas dos recursos no local que se pretende construir o em-

preendimento híbrido, do dimensionamento e performance das usinas.

Nesse sentido, mesmo sem os benefícios do compartilhamento do uso do sistema, a estratégia de gestão de riscos de preços de curto prazo, baseada na tipologia de portfólios comerciais de usinas híbridas, deve ser levada também em consideração, pois apenas requer um envolvimento comercial-contratual ao passo que permite aproveitar a complementaridade temporal e espacial dos recursos energéticos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Análise das contribuições recebidas na consulta pública n. 061/2020 e proposta de abertura de segunda fase da consulta pública com vistas ao tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. 2020.

ANEEL [Agência Nacional de Energia Elétrica]. Resolução nº 954, de 30 de novembro de 2021. Dispõe sobre o tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida (UGH) e centrais geradoras associadas. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-954-de-30-de-novembro-de-2021-364715864>>.

CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Informações ao mercado - painel de geração. 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-geracao>>.

CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Modernização do setor elétrico: Relatório do grupo temático aprimoramento do mre. 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/mre.pdf>>.

CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Preços média mensal. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_media_mensal?_adf.ctrl-state=10rjp6wxnp_168&_afLop=291470077422471#!>.

CCEE [Câmara de Comercialização de Energia Elétrica]. Regras de comercialização - mecanismo de realocação de energia. Versão 2022.2.0, 2021. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04%20-%20MRE_2022.2.0_\(jan-22\).pdf/e5ae-77ba-772b-4483-78b4-e4da761ddc84](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04%20-%20MRE_2022.2.0_(jan-22).pdf/e5ae-77ba-772b-4483-78b4-e4da761ddc84)>.

ELETRICIDADE, MEMORIAL DA. Usina hidrelétrica Tucuruí. 2020. Disponível em: <<https://www.memoriadaeletricidade.com.br/acervo/4420/usina-hidreletrica-tucuruji>>.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Escassez hídrica e o fornecimento de energia elétrica no Brasil. 2021. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/info-grafico.pdf> >.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Geração eólica e fotovoltaica - Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas. 2021. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-Dados-de-entrada-para-modelos-eletricos-e-energeticos-metodologias-e-premissas.aspx> >.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Solar fotovoltaica flutuante - aspectos tecnológicos e ambientais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2020.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. Usinas híbridas - uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento. Nota Técnica, 2018. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/usinas-hibridas-epe-publica-analise-qualitativa-de-temas-regulatorios-e-comerciais> >.

GESEL, G. de Estudos do S. E. A questão do GSF e a lição de Edmund Burke. 2020. Disponível em: < http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/03_carvalho_2020_09_01.pdf >.

ONS [Operador Nacional do Sistema]. Glossário dos procedimentos de rede. 2021. Disponível em: < https://apps08.ons.org.br/ONS.Sin-tegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%201.2-PR_2020.12.pdf >.

ONS [Operador Nacional do Sistema]. Imprensa notícias: Escassez hídrica. 2021. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210707-escassez-hidrica-2021.aspx> >.

ONS [Operador Nacional do Sistema]. Resultados da operação - histórico da operação. 2021. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao> >.

STIMA ENERGIA. Aprovação do PI do risco hidrológico no Senado libera passivo de quase R\$ 9 bilhões. 2020. Disponível em: < <https://stimaenergia.com.br/index.php/aprovacao-do-pl-do-risco-hidrologico-no-senado-libera-passivo-de-quase-r-9-bilhoes/> >.

OS DESAFIOS PARA IMPLANTAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS NO BRASIL

Augusto César Campos de Sousa Machado¹

Marco Antônio C. Menezes¹

Thiago Modesto de Abreu¹

Geraldo Lúcio Tiago Filho¹

¹Universidade Federal de Itajubá

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.762

RESUMO

Embora classificadas como fonte de geração de energia limpa, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), mesmo com seu menor porte, vêm perdendo competitividade frente à outras fontes renováveis no Brasil, como eólica e solar, seja por questões técnicas, ambientais, regulatórias e econômicas. Importante destacar que esta fonte também possui externalidades positivas defendidas por diversos *stakeholders*, embora essas externalidades, ou vantagens, não tenham sido levadas em conta na sua inserção na matriz elétrica brasileira, de forma que as PCH vêm perdendo força ano a ano, prejudicando, ao final, o desenvolvimento sustentável do país. No tocante às questões técnicas, por se tratar de obras mais complexas, inseridas dentro do curso d'água, e que devem ser executadas em uma única etapa, aproveitando todo o potencial hidrelétrico existente, a sua construção demanda investimentos maiores, além de possuir custos unitários maiores, se comparado, principalmente, a modularidade das centrais solares. Por outro lado, o Brasil possui um potencial hidrelétrico considerável, com uma representatividade de cerca de 60%, uma das maiores no mundo, e conta ainda com uma cadeia produtiva de implantação das PCH 100% nacional e de alta qualidade e competência. Quanto ao processo para obtenção de licenças ambientais e de uso de recursos hídricos, comenta-se que está condicionado por uma legislação mais restritiva, se comparada com outras fontes renováveis citadas anteriormente. No que se refere a questões regulatórias, o processo de obtenção de outorga de autorização de uma PCH é mais complexo se comparado à outras fontes, se considerarmos as etapas de estudo de inventário do curso d'água onde se pretende instalar o empreendimento, até a emissão do ato autorizativo pelo poder concedente. É nesse sentido que, com o objetivo de contribuir com o desenvolvimento e inserção de PCH no Sistema Interligado Nacional (SIN), este trabalho abordará

as fases do processo de desenvolvimento de uma PCH no âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); as fases do processo de licenciamento ambiental e de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH); o que preconiza a Audiência Pública ANEEL nº 013/2019 (AP013), que levanta importantes questões sobre o processo de desenvolvimento de PCH no Brasil; a comercialização da energia das PCH no âmbito dos Ambientes de Contratação Regulado e Livre; os Incentivos existentes hoje no Brasil; e a Lei nº 14.182/2021 e o futuro das PCH no Brasil. Destaca-se, ainda, que várias etapas do desenvolvimento ocorrem com prazos que não dependem do empreendedor, mas sim dos órgãos oficiais responsáveis, o que impacta sensivelmente nos custos e nos riscos do processo de desenvolvimento e implantação do empreendimento. Não obstante, o trabalho destaca a necessidade de o empreendedor de PCH obter êxito na comercialização da energia de seu empreendimento, a um preço e com um prazo que viabilize a estruturação do seu negócio. Por fim, mediante a complexidade dos processos de desenvolvimento e os riscos envolvidos na estruturação do negócio de PCH, destacam-se propostas como destinar, no mínimo, 50% da demanda à contratação de centrais hidrelétricas até 50 MW nos leilões de energia nova, o que trará novas perspectivas para toda a cadeia produtiva nacional de PCH, fazendo jus à importância desta fonte para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Palavras-chave: Pequenas Centrais Hidrelétricas; Geração hidrelétrica; Desafios.

ABSTRACT

Although classified as a source of clean energy generation, small hydroelectric power plants (SHP), despite their smaller size, have been losing competitiveness compared to other renewable sources in Brazil, such as wind and solar, due to technical, environmental, regulatory and economic issues. It is important to emphasize that this source also has positive externalities defended by several stakeholders, although these externalities, or advantages, have not been taken into account in its insertion in the Brazilian electricity matrix, so that the SHPs have been losing importance year after year, harming, in the end, the sustainable development of the country. Concerning technical issues, since these are more complex steps which must be carried out in a single step, taking advantage of all the existing potential, their construction demands greater investments, in addition to larger specific costs, if compared, mainly, to the modularity of solar power plants. On the other hand, Brazil has considerable hydroelectric potential, with a representativeness of around 60%, one of the largest in the world, and also has a production chain for the implementation of SHP that is 100% national and of high

quality and competence. As for environmental licenses and the use of water resources, it is impacted by more restrictive legislation, compared to the other renewable sources mentioned above. Concerning regulatory issues, the process of obtaining authorization for a SHP is more complex compared to other sources, considering the stages of inventory of the watercourse up to the issuance of the authorizing act by the granting authority. Aiming to contribute to the development and insertion of SHP in the National Interconnected System (SIN), this work addresses one of the phases of the development process of a SHP within the scope of the National Electric Energy Agency (ANEEL); the phases of the environmental licensing process and Declaration of Reserve of Water Availability (DRDH); what is defined by ANEEL Public Hearing No. 013/2019 (AP013), which raises important questions about the development process of SPH in Brazil; commercialization of electricity within the scope of the Regulated and Free Contracting Environments; the current incentives for the SPH source; and the Law nº 14.182/2021 and the future of SPH in Brazil. It is also noteworthy that several stages of development occur with deadlines that do not depend on the entrepreneur, which significantly impact the costs and risks of implementation. This work highlights the need for the entrepreneur to be successful in commercializing the electricity, considering prices and deadlines. Finally, due to the complexity of the development processes and the risks involved in structuring the SHP business, proposals stand out, such as allocating at least 50% of the demand to contracting hydroelectric power plants of up to 50 MW in new energy auctions; this will bring new perspectives for the entire national SHP production chain, and is justified by the importance of this source for the sustainable development of Brazil.

Keywords: Small hydro power plants; Power generation; Challenges.

1. INTRODUÇÃO

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) vêm ganhando destaque nos esforços voltados para a expansão da oferta de energia elétrica em âmbito mundial. Tal fato se deve ao conceito de que esses empreendimentos, por seu menor porte, causariam impactos ambientais insignificantes quando comparados com grandes usinas hidrelétricas. Em função disso, o Brasil tem buscado flexibilizar algumas normas ambientais e tem concedido incentivos financeiros com o objetivo de facilitar e agilizar a implantação de PCH no país.

Apesar da imagem limpa e dos incentivos concedidos, diferentes pesquisas científicas têm demonstrado evidências de que as PCH, mesmo com seu menor porte, alteram as características hidrológicas dos ecossistemas aquáticos e causam impactos à biota

em nível local, populacional e de comunidades. Adicionalmente, já existem evidências de que alguns impactos ambientais acarretados por um conjunto de PCH podem ser maiores do que os impactos causados por usinas hidrelétricas de grande porte (LATINI, J. R., PEDLOWSKI, M.A., 2016). No entanto, o desenvolvimento de PCH, como qualquer empreendimento complexo, promove benefícios e vantagens, apesar de eventuais riscos ou impactos, e sua adoção deve ser vista de forma adequada, envolvendo todos os *stakeholders* e suas visões, com avaliação fundamentada dos motivos para facilitar e agilizar os processos de aprovação e implementação de PCH.

Com o objetivo de contribuir com a questão, neste artigo são abordadas: as fases do processo de desenvolvimento de uma PCH junto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); as fases do processo de licenciamento ambiental e de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) de uma PCH; a Audiência Pública ANEEL nº 013, de 2019 (AP013), que levantou importantes questões sobre o processo de desenvolvimento de PCH no Brasil; a comercialização da energia das PCH no âmbito dos Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL); os incentivos existentes hoje no Brasil para as PCH; e o Artigo 21, da Lei nº 14.182/2021, e o futuro das PCH no Brasil.

Neste sentido o presente artigo objetiva apresentar a complexidade de tais processos de desenvolvimento, alguns riscos envolvidos, e a estruturação do negócio de uma PCH, além de apresentar uma visão de como poderá ser o futuro desta fonte no Brasil.

2. O PROCESSO DE DESENVOLVIMENTO DE UMA PCH NO ÂMBITO DA ANEEL

O processo é iniciado com o pedido de registro para a elaboração do estudo de inventário hidrelétrico, quando os potenciais locais de implantação de PCH e demais empreendimento hidrelétricos com potência superior a 5.000 kW são identificados e primeiramente analisados. Esta pode ser definida como a etapa de engenharia em que se avalia a capacidade de geração hidrelétrica de uma bacia hidrográfica, ou curso d'água, por meio de um estudo complexo envolvendo diversas áreas (e.g. cartografia e topografia, geologia e geotecnia, hidrologia, meio ambiente, sócio economia, dentre outras). O resultado é a partição ótima de quedas que, no conjunto, propicia o máximo aproveitamento ao menor custo, com os menores impactos possíveis sobre o meio ambiente e em conformidade com os cenários de utilização múltipla dos recursos hídricos.

Somente após a aprovação do estudo de inventário é que os aproveitamentos identificados ficam disponíveis para fins de registro

para a elaboração do projeto básico. Relevante aqui ressaltar o fato de que podem ocorrer disputas entre diferentes empresas/pessoas físicas no pedido de Registro para a elaboração de um estudo de inventário, no âmbito das regras pré-estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 (ANEEL, 2020). Este fato ocorre pois a empresa e ou pessoa física que realiza e tem o estudo de inventário hidrelétrico de um curso d'água aprovado pela ANEEL, passa a ter o direito de preferência sobre 40% da potência inventariada (onde podem se enquadrar mais de uma PCH) ou a pelo menos um aproveitamento (que pode ser uma PCH).

A Figura 1 apresenta um fluxo simplificado do processo de desenvolvimento de um Estudo de Inventário Hidrelétrico na ANEEL.

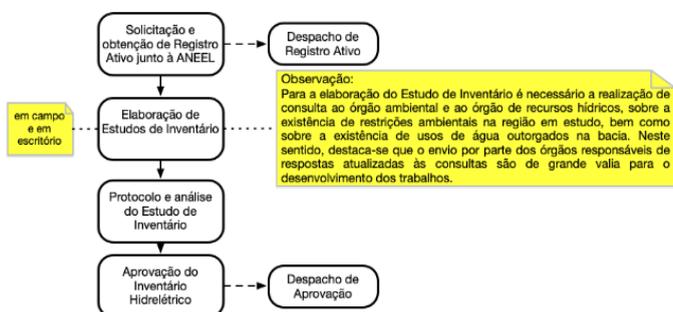


Figura 1 – Fases do processo de desenvolvimento de um estudo de inventário

Na fase de projeto básico, onde também podem ocorrer disputas, após o protocolo do sumário executivo e do projeto básico e a aprovação por parte de ANEEL, com a emissão do despacho de registro da adequabilidade do sumário executivo (DRS-PCH), o empreendedor, já com a exclusividade sobre o aproveitamento em questão, inicia as fases de licenciamento ambiental, com o licenciamento prévio (LP) e as etapas para obtenção da DRDH. Posteriormente, o empreendedor tem um prazo de sessenta dias, prorrogável por igual período, para a entrega da documentação e do aporte da garantia de fiel cumprimento, com vistas a emissão da Outorga de Autorização, pelo prazo de trinta e cinco anos.

A Figura 2 apresenta um fluxo simplificado do processo de desenvolvimento de um Projeto Básico de PCH na ANEEL.

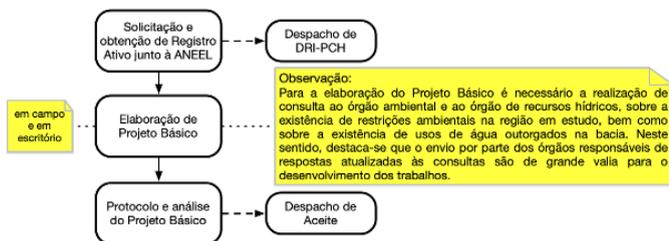


Figura 2 – Fases do processo de desenvolvimento de um Projeto Básico

É importante observar que é no projeto básico que a PCH tem seus estudos detalhados em relação aos realizados na etapa de inventário hidrelétrico. Nessa fase, o projeto tem seu orçamento definido com maior precisão, incluindo os custos de todas as obras civis e fornecimento dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos. Com estes dados realiza-se a avaliação econômico-financeira do projeto, com vistas a sua implantação.

3. OS PROCESSOS DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E DE OBTENÇÃO DA DRDH DE UMA PCH

Neste item são relatadas sucintamente as fases dos processos de licenciamento ambiental, até a obtenção da LP de uma PCH e as fases para a obtenção da DRDH. Vale enfatizar que os prazos de respostas dos órgãos oficiais responsáveis por estes processos sofrem grande variação, e são fator importante de risco no desenvolvimento de uma PCH.

No Brasil, o licenciamento ambiental de uma PCH é trifásico, ou seja, é realizado em três etapas distintas, com a obtenção da Licença Prévia (LP), da Licença de Instalação (LI) e da Licença de Operação (LO). Porém, boa parte dos órgãos ambientais estaduais do Brasil exigem, para o início do licenciamento, a realização e aprovação de um estudo de avaliação ambiental integrada (AAI) da bacia onde o empreendimento se localiza. Este estudo é de grande complexidade, e é realizado com base em dados primários e secundários dos meios físico, biótico e socioeconômico.

Conforme Pagnussatt et al., (2018), o endereçamento de questões ecológicas e ambientais, que fazem parte da agenda do desenvolvimento sustentável, é complexo e costuma ser cercado por incertezas e diversidade de valores entre os atores envolvidos, que com frequên-

cia discordam sobre questões relacionadas aos objetivos de uma determinada política, assim como sobre quais os caminhos a serem seguidos. Devido a essa complexidade, este estudo é realizado em um prazo não inferior a oito meses, o que impacta sensivelmente o cronograma de desenvolvimento de um empreendimento hidrelétrico.

Após aprovada a AAI da bacia em questão, o início dos estudos de impacto ambiental (EIA) e do respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA) da PCH ficam liberados, podendo ser iniciados os trabalhos apresentados no fluxo simplificado do licenciamento prévio de uma PCH.

Adicionalmente a estas questões, é fundamental a manifestação de interesse das prefeituras dos municípios onde serão implantadas as PCH, para, então dar início ao processo por meio da solicitação do licenciamento ambiental. Contudo, o estudo realizado por Martinez e Olander (2015) sugere que para se alcançar o desenvolvimento sustentável, a aceitação, a colaboração e a participação, é preciso que sejam criadas novas formas de trabalho entre os diferentes *stakeholders*.

No que diz respeito à importância estratégica das usinas hidrelétricas no desenvolvimento econômico e social dos países, esse método de transferência do ativo após um tempo de outorga (Modelo BOT - em que o governo recebe os ativos e bens após o término do período da Outorga de Autorização) tem sido considerado em nível internacional, e poderia justificar um maior apoio dos governos no processo de licenciamento ambiental de PCH. Turquia, China, Filipinas, Malásia estão entre os países que colocaram atenção a esse tema, conforme (FOROUZBAKHS et al., 2007).

No entanto, é importante ressaltar que, apesar do grande potencial existente no Brasil e da imagem de fonte de energia de baixo impacto ambiental atribuída às PCH, a opção por esse tipo de empreendimento para a expansão da oferta de energia elétrica vem perdendo força ano a ano. O fato é que diferentes pesquisadores têm questionado a falta de evidências científicas de que as PCH causam menores impactos ambientais por unidade de energia gerada, em comparação com as grandes usinas hidrelétricas, o que torna a imagem “ecoamigável” das PCH discutível, segundo Abassi e Abassi (2011). Daí a importância da participação dos agentes institucionais ou governamentais, tais como a EPE, ANEEL, MME, IBAMA, secretarias estaduais, órgãos ambientais estaduais, dentre outros, para mitigar incertezas e riscos associados, e permitir esclarecimentos aos *stakeholders* no sentido de promover o desenvolvimento do setor e do país.

Por outro lado, conforme Latini e Pedlowski (2016), os impactos causados por pequenas barragens, como as construídas para as PCH, ainda são pouco documentados, pois se assumiu que, mesmo no pior cenário, tais empreendimentos causariam impactos insignifi-

cantes, principalmente em função de seu porte reduzido.

É importante que os esclarecimentos dessas questões sejam providos pelos agentes institucionais ou governamentais, e não sejam imputados aos empreendedores, que não têm como gerir, por exemplo, sobre os impactos gerais das PCH de forma coletiva em uma bacia, questão que deveria ser tratada na esfera dos agentes institucionais.

No âmbito do processo de obtenção da DRDH, que após a emissão da Outorga de Autorização da PCH, é convertida em Outorga de Recurso Hídrico, ressalta-se que, apesar de ser um processo mais simples do que um processo de licenciamento prévio de uma PCH, a não existência de um padrão entre os órgãos estaduais de recursos hídricos, além da morosidade processual, acabam por trazer insegurança para o empreendedor.

4. AUDIÊNCIA PÚBLICA ANEEL Nº 13 DE 2019

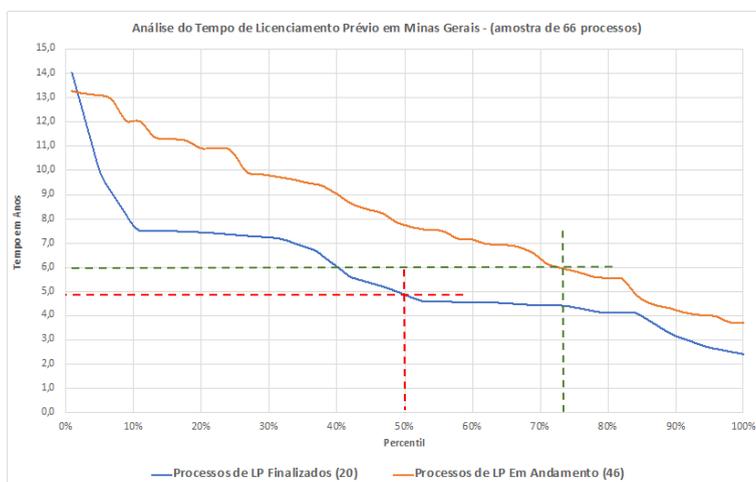
O objetivo da AP013 foi obter subsídios para os aprimoramentos normativos decorrentes do processo de reavaliação da Resolução Normativa ANEEL nº 673/2015, substituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 (que estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção da Outorga de Autorização para exploração de PCH) e a respectiva Análise de Impacto Regulatório (AIR), principalmente no âmbito dos prazos previstos no §6º, do Artigo 27 – três anos, prorrogáveis por mais três anos – e no caput do Artigo 30, obrigando o empreendedor a apresentar a DRDH e o documento do Licenciamento Ambiental pertinente em até sessenta dias, prorrogáveis pelo mesmo período, após a obtenção dos mesmos, sob pena de revogação do DRS.

Um dos racionais que motivou a AP013 é que as superintendências responsáveis concordaram que o agente precisa de prazo para licenciar o empreendimento e, na sequência, para comercializar a energia de sua PCH, para poder viabilizar financeiramente seu projeto. Mas, são polêmicas as decisões quando imputam ao agente a gestão dos prazos do licenciamento ambiental (a título de estimular a diligência), que é gerido pelos órgãos ambientais competentes. Uma vez que o ativo é público e o modelo envolve a transferência ao Estado dos ativos após o período da Outorga de Autorização, a questão ambiental não pode ser imputada somente ao agente empreendedor, principalmente em modelos que envolvem transferência do ativo ao término da outorga (FOROUZBAKHS et al., 2007).

O prazo máximo de seis anos, previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 (ANEEL, 2020), assim como na nova proposta da ANEEL no âmbito da AP013 (5 anos + 1 ano, ao invés de 3 anos + 3 anos),

já se mostra insuficiente para a conclusão do processo de licenciamento na maioria dos estados do Brasil. Cada estado tem seu rito e prazos próprios e, na maioria das vezes, não são cumpridos, o que leva a diferenciações relevantes nos prazos dos licenciamentos de PCH. Utilizando como exemplos os estados de Goiás e Minas Gerais, que juntos detém aproximadamente 29% do potencial de PCH com DRS emitidos pela (ANEEL, 2019), verifica-se que ambos possuem a exigência de elaboração de Avaliação Ambiental Integrada (EIBH no caso de Goiás), precedente ao EIA/RIMA, o que aumenta consideravelmente o prazo de licenciamento ambiental de uma PCH.

Na Figura 3 são apresentadas informações extraídas das contribuições de Minas PCH S.A., no âmbito da AP013 (ANEEL, 2019). A figura indica os prazos de licenciamento ambiental prévio de PCH no estado de Minas Gerais, sendo superior a seis anos para a conclusão do processo de licenciamento prévio, o que solidifica que a proposta da ANEEL não está sendo suficiente.



- Projetos com LP's emitidas: Prazo médio 5 anos (processos mais antigos).
- Projetos ainda em andamento: Prazo médio 7,7 anos.
- Projetos em andamento: Aproximadamente 74% dos projetos estão levando mais de 6 anos para serem licenciados.
- Minas Gerais passou a adotar a AAI a partir de 2012 e, em 2019 passou a requerer revisões dos estudos aprovados.
- AAI's necessitam mais de 3 anos entre elaboração, apresentação e aprovação.

Figura 3 – Prazos para a conclusão dos processos de licenciamento no estado de Minas Gerais.

Adicionalmente ao prazo de seis anos para o licenciamento ambiental prévio, previsto, fica claro nas dezenas de contribuições de empresas e associações da área de PCH participantes da AP013, que o prazo de 60 dias, prorrogável por igual período, para a emissão da outorga de autorização, após a emissão do DRS-PCH e da obtenção da LP e da DRDH, também se apresenta como insuficiente. Pois, conforme abordado no início deste item, o empreendedor precisa de prazo, após obtidos os diplomas de DRS-PCH, LP e DRDH para poder comercializar a energia de seu empreendimento e viabilizar o seu negócio.

Tamanha é a complexidade desses assuntos que a AP013, iniciada em abril de 2019, até o mês de dezembro de 2022, ainda não se encerrou, fato este que não é usual no âmbito da ANEEL.

Por fim, informa-se que os prazos previstos no §6º, do Artigo 27 e no Artigo 30 da Resolução Normativa ANEEL nº 875/2020 (ANEEL, 2020) estão suspensos devido a uma Ação Cautelar movida pela Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL), contra a ANEEL, com ganho de causa na justiça.

5. COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA DAS PCH NO ACR E ACL

A comercialização de energia elétrica no Brasil é feita em dois ambientes: Regulado ou Cativo (ACR), ou Livre (ACL). No mercado cativo, as tarifas são reguladas pelo governo e cada unidade consumidora paga uma fatura mensal, que inclui o serviço de distribuição e a geração de energia, dentre outros. Já no ACL se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. No ACL, as empresas podem encontrar melhores condições e negociar por valores inferiores àqueles que normalmente pagariam pela energia comprada das distribuidoras no ACR. Os consumidores livres são aqueles que têm demanda mínima de 1.500 kW e possibilidade de escolha de seu fornecedor de energia elétrica por meio de livre negociação. Já os consumidores especiais têm demanda entre 500 kW e 1,5 MW, com o direito de adquirir energia de PCH ou de fontes incentivadas especiais, como a eólica, a biomassa ou a solar.

Esta abertura do mercado livre, assunto amplamente discutido na atualidade, associada com a possibilidade de o consumidor livre contratar energia mais barata, com prazo e critérios de correção definidos entre as partes, bem como ter a possibilidade de escolher a fonte geradora, tem proporcionado um crescimento considerável de migração de consumidores do ACR para o ACL.

Porém, as dificuldades de viabilização e implantação de uma

PCH nova com a contratação de sua energia no ACL, ainda são muito grandes. As oportunidades de contratação de energia a um preço que viabilize a implantação do empreendimento e com um prazo longo o suficiente para a obtenção de um financiamento adequado, ainda são pequenas. Diferentemente da fonte eólica e, principalmente, da fonte solar, uma PCH não pode ser implantada em várias etapas, mas sim de uma única vez. Este fato faz com que o investimento inicial, assim como o volume de energia a ser contratado, sejam elevados. A conjunção dos fatores investimento elevado, montante de energia a ser contratado em contratos bilaterais por períodos não inferiores a 15 anos, complexidade de uma obra dentro de um curso d'água e o preço de comercialização da energia para viabilização do negócio, indicam um risco elevado, que dificulta muito a obtenção de financiamento adequado.

Com a continuidade da expansão desse mercado, acredita-se que esta situação (de baixa contratação de PCH) possa melhorar, mas hoje, em função da grande concorrência, principalmente das fontes eólica e solar, as chances de uma PCH nova nesse mercado são reduzidas. Para estas condições, se adaptam com mais facilidade as PCH implantadas, amortizadas e com energia descontratada.

Dessa forma, mesmo com todo o empenho das associações e empreendedores de PCH, desde a criação e implementação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que viabilizou a implantação de 1.156,65 MW, em 60 PCH, a contratação das PCH nos leilões de energia do Governo Federal tem sido muito abaixo do real potencial desta fonte. Como se mostra com os resultados de cada um dos leilões de compra e vende energia e de reserva, realizados pelo Governo Federal, desde a criação do Novo Modelo do Setor Elétrico, pela Lei nº 10.848, de 2004, até a presente data, apenas nos anos de 2013 (24 PCH → 481,24 MW) e 2016 (37 PCH → 408,88 MW), teve-se uma contratação anual superior a 400 MW de potência.

6. OS INCENTIVOS EXISTENTES HOJE NO BRASIL PARA AS PCH

Neste item serão apresentados os incentivos previstos na legislação para as PCH no Brasil. No final do ano de 1997, por meio de sucessivas medidas provisórias, o limite para autorização, no caso de centrais hidrelétricas, foi aumentado de 10 MW para 25 MW, sendo que em 1998 a Lei nº 9.648, de 27 de maio fixou finalmente esse limite em 30 MW, sendo considerado como um dos incentivos a esta fonte.

Alguns outros incentivos introduzidos na Legislação Federal, são:

- a criação do programa de incentivo denominado PROINFA, por meio da Lei nº 10.438/2002, e que pode ter seus contratos prorrogados, conforme previsto na Lei nº 14.182/2021;
- a criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado regulado ou livre, buscando produzir energia por sua conta e risco (Lei nº 9.074/1995);
- o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes (Lei nº 9.074/1995);
- a isenção do pagamento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
- o desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996), depois alterada pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, tendo data para acabar.

E, por fim, a Lei nº 14.182/2021, devido a sua importância para as PCH do Brasil, quando foi criado o comando de que no mínimo 50% da demanda declarada pelas distribuidoras para atendimento de seus mercados consumidores, deverá ser destinada a contratação de energia de centrais hidrelétricas, pelo período de 20 anos, dentre as quais as PCH se enquadram.

7. O FUTURO DAS PCH NO BRASIL

Atualmente, as PCH (e CGH, usinas hidrelétricas com até 5 MW) representam 3,5% da Matriz Elétrica Brasileira, somando 6.446 MW de capacidade instalada (ANEEL, 2022). São 1.276 usinas em operação, concentradas principalmente no Sul, no Sudeste e no Centro-Oeste do Brasil, sendo o Mato Grosso o estado com a maior capacidade instalada, com 1.107 MW. Em construção, são mais 1.618 MW de PCH no país.

Até 2030, a capacidade instalada de PCH no Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão da Energia 2030 (EPE, 2021), deve aumentar para 8.900 MW. Essa capacidade adicional pode ser contratada tanto em leilões quanto no mercado livre, e pode vir de novos projetos ou ampliações e modernizações de usinas já existentes. Cabe destacar que o PDE 2030 foi elaborado antes da publicação da Lei nº 14.182/2021.

No âmbito da análise do mercado futuro das PCH no Brasil, há o início de um movimento positivo em prol da fonte no Brasil, no intuito de destravar os processos de licenciamento e viabilizar a contratação da energia proveniente destes empreendimentos. Este movimento se iniciou na ANEEL, que começou a realizar articulações mais próximas aos órgãos estaduais e federal de recursos hídricos, solicitando as DRDH de todas as PCH que obtiveram o DRS-PCH junto a ANEEL, assim como com aos órgãos ambientais, solicitando, sempre que possível, a agilização dos processos de licenciamento ambiental. Este movimento foi bem recebido pelos estados, que passaram a monitorar mais de perto os prazos a serem cumpridos no âmbito dos processos de emissão das DRDH e de licenciamento ambiental, que ainda são muito extensos. Até o presente momento, não se tem claros os reais resultados deste aqui denominado “movimento positivo em prol das Centrais Hidrelétricas no Brasil”.

É neste sentido que se prevê que os processos de emissão das DRDH e das Licenças Ambientais – Licença Prévia e Licença de Instalação – possam ser mais ágeis.

Outra previsão está no fato de se ter uma maior demanda para esta fonte no âmbito do ACL, mesmo com todas as dificuldades de viabilização de uma nova PCH neste mercado, assim como no ACR, principalmente motivado pelo comando legal da Lei nº 14.182/2021. Cabe aqui destacar as incertezas ainda existentes, referentes ao crescimento exponencial da geração distribuída e do mercado livre no Brasil, que estão impactando o crescimento da demanda das distribuidoras, e conseqüentemente, a demanda dedicada a fonte PCH para os próximos anos. Neste sentido, está sendo discutida a possibilidade criação de um comando legal de contratação mandatória da potência e da energia de PCH, no âmbito de Leilões de Reserva, para auxiliar no controle operacional dos sistemas das transmissoras e distribuidoras, afetadas pela intermitência das fontes solar e eólica.

Mesmo com essas incertezas, prevê-se um aumento considerável na contratação de PCH no âmbito do ACR nos anos de 2022 a 2026. Essas PCH, inclusive, criarão empregos no âmbito de suas obras, assim como em toda a cadeia produtiva. Segundo Tiago Filho et al. (2008), as PCH implantadas no âmbito do PROINFA geraram uma média de 763 empregos por unidade construída.

Neste sentido, espera-se que a cadeia produtiva de PCH no Brasil seja beneficiada nestes próximos anos, com o aumento da demanda de estudos, insumos, produtos, desenvolvimento tecnológico e de todas as demais áreas integrantes da cadeia, e que todo este crescimento seja associado a uma melhor comunicação entre os *stakeholders* envolvidos, para que esta fonte tenha uma maior aceitação no país.

8. CONCLUSÕES

Para fins de consolidação das informações apresentadas neste artigo, referente ao processo de desenvolvimento de uma PCH, apresenta-se abaixo, na Figura 4 um fluxo simplificado do processo de desenvolvimento, desde a fase do Inventário Hidrelétrico até a emissão da Outorga de Autorização de uma PCH, obtida, por exemplo, após a comercialização da energia em um Leilão de Energia Nova do ACR.

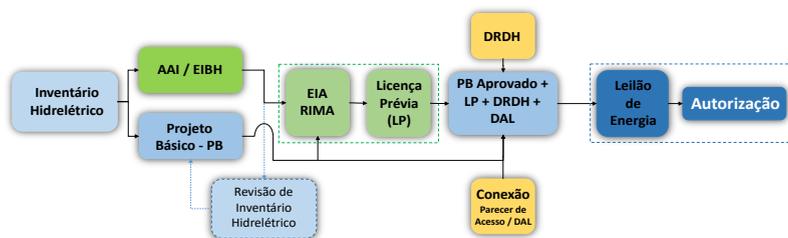


Figura 4 - Fluxo simplificado do processo de emissão da Outorga de Autorização de uma PCH

Como principais riscos associados a este processo, principalmente vinculados as etapas do licenciamento ambiental e obtenção da DRDH, destaca-se:

- Custos excessivo com estudos e projetos;
- Termos de Referência genéricos promovendo falta de previsibilidade;
- Morosidade na emissão das licenças e DRDH para PCH;
- Legislação com cerca de 30 mil normas federais e estaduais;
- Prazos insuficientes exigidos pela ANEEL;
- Excesso de condicionantes ambientais na LP, e muitas desassociadas dos reais impactos;
- Número insuficiente de analistas dos órgãos, sem capacitação e sem infraestrutura, sofrendo pressão de ONGs ambientalistas e do MP; e
- Órgãos intervenientes não respeitam os prazos para manifestação.

Espera-se maior fluidez ao processo de implantação de uma PCH, propiciando uma boa comunicação desde os estágios iniciais da implantação até a operação.

Apesar dos altos custos de desenvolvimento, dos riscos envolvidos nos processos, dos longos prazos de maturação de um negócio de PCH, desde a identificação de um potencial até a sua implantação, os autores esperam que as externalidades positivas desta fonte continuem a ser consideradas pelos governantes, assim como os incentivos continuem existindo, para que no âmbito do ACR, e também do ACL, com o crescimento do mercado livre no Brasil, esta fonte encontre seus espaços, para continuarmos tendo empreendimentos de PCH sendo implantados no Brasil, mantendo viva a cadeia produtiva desta fonte, que é 100% nacional, e contribuindo com a diversificação e segurança da Matriz Elétrica Brasileira.

9. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), a Coordenação de Aperfeiçoamento Pessoal de Nível Superior (CAPES), e o Conselho Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento (CNPq) pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABASSI, T.; ABASSI, S. A. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 2011. 2134-2143, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.050.

ANEEL, "Informações extraídas das contribuições da Empresa MINAS PCH S.A., no âmbito da Audiência Pública ANEEL nº 013 de 2019," ed, 2019.

ANEEL, Resolução Normativa ANEEL nº 875, de 10 de março de 2020, ANEEL, 2020.

ANEEL, "Informações extraídas do site www.aneel.gov.br," 2022.

EPE, "Balanço Energético Nacional 2015 ", 2015. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2021>

FOROUZBAKHS, F., S. M. H. HOSSEINI, M. VAKILIAN, "An approach to the investment analysis of small and medium hydro-power plants," *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1013-1024, 2007/02/01/ 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.02.004>

LATINI, J. R., M. A. PEDLOWSKI, "EXAMINANDO AS CONTRADIÇÕES EM TORNO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS COMO FONTES SUSTENTÁVEIS DE ENERGIA NO BRASIL," *Desenvolvimento e Meio Ambiente*, vol. v.37, 2016, doi: <http://dx.doi.org/10.5380/dma.v37i0.42599>.

MARTINEZ, C, S. OLANDER, "Stakeholder Participation for Sustainable Property Development," *Procedia Economics and Finance*, vol. 21, pp. 57-63, 2015/01/01/ 2015, doi: [https://doi.org/10.1016/S2212-5671\(15\)00150-1](https://doi.org/10.1016/S2212-5671(15)00150-1).

PAGNUSSATT, D., M. PETRINI, L. M. D. SILVEIRA, A. C. M. Z. D. SANTOS, "Quem são, o que fazem e como interagem: compreendendo os stakeholders em Pequenas Centrais Hidrelétricas," *SciELO - Scientific Electronic Library Online*, Oct-Dec 2018 2018, doi: <https://doi.org/10.1590/0104-530X3676-18>.

TIAGO FILHO, G. L., C. R. GALHARDO, E. R. B. D. C. DUARTE, J. G. A. D. NASCIMENTO, "Impactos socioeconômicos das pequenas centrais hidrelétricas inseridas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)," *Revista Brasileira de Energia*, vol. 14(1), pp. 145-166, 2008. [Online]. Available: <http://new.sbpe.org.br/artigo/impactos-socio-economicos-das-pequenas-centrais-hidreletricas-inseridas-no-programa-de-incentivo-fontes-alternativas-de-energia-proinfa/>.

RIO SÃO FRANCISCO E A ENERGIA DOS VENTOS

Sérgio Montenegro Fernandes¹

¹*Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf*

DOI: 10.47168/rbe.v28i4.770

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar as mudanças ocorridas na matriz elétrica da Região Nordeste. Essas alterações na matriz estão relacionadas diretamente a inserção em larga escala da geração eólica, superando o potencial instalado de geração hidroelétrica na região. A participação predominante das Energias Renováveis Variáveis (ERV) tem gerado um grande desafio para a operação do sistema elétrico da região. O principal desafio é em função da sua alta variabilidade, incontornabilidade e difícil previsibilidade, que afeta a operação de todo sistema. Os resultados observados nos últimos anos, na região, demonstram a forte sinergia entre essas fontes de energia renováveis (Eólica e Hidráulica). No entanto, a integração entre estas fontes de energia altera o modo de operação das usinas hidrelétricas.

Palavras-chave: Flexibilidade; Armazenamento; Variabilidade; Sinergia.

ABSTRACT

The aim of this paper is to present the changes that have occurred in the electrical matrix of the Northeast Region. The changes in the matrix are directly related to the large-scale insertion of wind electricity, surpassing the installed potential of hydroelectric generation in the region. The predominant participation of Variable Renewable Energies (VRE) has posed a major challenge to the electric system operation in the region. The main challenge is due to its high variability, uncontrollability and difficult predictability, which affect the operation of the entire system. The results observed in the region in recent years demonstrate the strong synergy between these renewable energy sources (wind and hydro). However, the integration between these energy sources changes the way hydroelectric plants operate.

Palavras-chave: Flexibility; Storage; Variability; Synergy.

1. INTRODUÇÃO

A participação das ERV na Região Nordeste é uma realidade, e o maior desafio no momento é prover da melhor forma a inserção econômica dessas fontes, devido ao seu caráter intermitente.

A inserção, em larga escala, das ERV tem causado mudanças significativas na operação das usinas hidrelétricas operadas pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, provocando elevado número de operações liga (LIG) e desliga (DCO) de suas unidades geradoras.

A integração dessas fontes sugere a necessidade de mudanças na forma de operação e regulação das usinas hidrelétricas do Sistema Elétrico Brasileiro - SEB, com o objetivo de realizar a transição energética do nosso sistema elétrico, para uma base de energia renovável.

2. USINAS HIDRELÉTRICAS OPERADAS PELA CHESF

A Chesf opera um total de nove usinas hidráulicas, sendo oito na Bacia do Rio São Francisco e uma na Bacia do Rio Parnaíba, totalizando uma potência instalada de 10.208 MW, como pode ser observado na Tabela 1, abaixo.

Tabela 1 – Usinas hidrelétricas operadas pela Chesf

Usinas	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada Total (MW)
Sobradinho	6	1.050,3
Luiz Gonzaga	6	1.479,6
Apolônio Sales	4	400,0
Paulo Afonso I	3	180,0
Paulo Afonso II	6	443,0
Paulo Afonso III	4	794,2
Paulo Afonso IV	6	2.462,4
Xingó	6	3.162,0
Boa Esperança	4	237,0

Dentre as principais usinas da Chesf, destaca-se o Reservatório de Sobradinho, que tem como principal função regularizar a vazão para as usinas a jusante, da Cascata do Rio São Francisco, caracterizando-se como a “Bateria Natural” do sistema elétrico da Região Nordeste.

Na Tabela 2 apresenta-se a energia armazenada dos principais reservatórios da Região Nordeste e o seu percentual de contribuição à Energia Armazenada Máxima (EAR_{máx}) do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Tabela 2 – Energia Armazenada Máxima na Região Nordeste

Energia Armazenada Máxima dos Principais Reservatórios da Região Nordeste		
Reservatórios	EAR _{máx} (MWmed)	% EAR _{máx} do SIN*
Três Marias	16.013	5,5
Sobradinho	30.048	10,4
Itaparica	4.415	1,2
Boa Esperança	210	0,1

*Relação com EAR_{máx} do SIN, de 291 GWmês

Verifica-se na tabela acima que a Bacia do Rio São Francisco corresponde aproximadamente a 17% da energia armazenada máxima do SIN, sendo que o Reservatório de Sobradinho é responsável por 60% desse armazenamento. Porém, comparando-se a energia armazenada máxima da Bacia do Rio São Francisco com a Região Sudeste/Centro-Oeste (região responsável por cerca de 70% da energia armazenada do SIN), essa relação corresponde a 25% da energia armazenada, o que demonstra a sua importância estratégica para a operação elétrico-energética do SIN.

Em termos de atendimento energético, as Usinas Luiz Gonzaga, Paulo Afonso IV e Xingó são as que possuem a maior importância para o fornecimento de energia e regulação do sistema elétrico da Região Nordeste. Vale destacar que a capacidade instalada dessas três usinas corresponde a 50% da potência instalada da UHE Itaipu.

Atualmente, várias usinas da Chesf possuem Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, realizando diversos serviços: Autorrestabelecimento Integral, Suporte de Reativo, Controle Secundário de Frequência (CAG) e Sistema Especial de Proteção (SEP). Além desses serviços, as usinas da Chesf participam da recomposição fluente do sistema elétrico da região, em caso de ocorrência de blecaute.

Portanto, esse conjunto de usinas, dada a sua capacidade de armazenamento de energia e potência instalada, tem um papel estratégico para a confiabilidade (controle da frequência e tensão) no atendimento eletroenergético. Logo, à medida que aumenta a participação das ERV, esse complexo de usinas passa a ter um papel ainda mais relevante, realizando regulação do sistema elétrico da região.

3. MUDANÇAS DA MATRIZ ELÉTRICA DA REGIÃO NORDESTE

A matriz elétrica da Região Nordeste sofreu forte alteração nos últimos anos, conforme observa-se na Figura 1, que mostra a capacidade instalada por fonte de energia, comparando-se os períodos em 31/12/2006 e 31/12/2021.

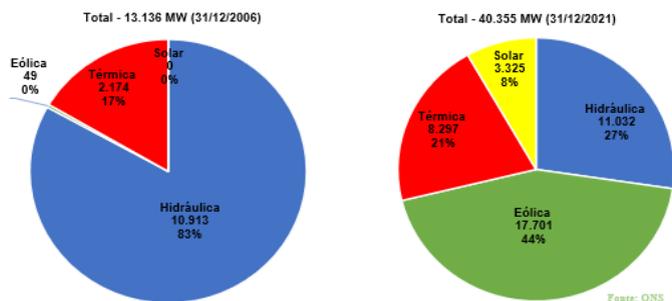


Figura 1 - Capacidade instalada por fonte de energia ano em 31/12/2006 e 31/12/2021

Ressalta-se que, passados 15 anos, houve um incremento de 27 GW à capacidade instalada da Região Nordeste. A geração eólica foi a fonte de energia que mais cresceu neste período, saindo de uma participação irrelevante no ano de 2006 (49 MW), para a fonte de maior capacidade instalada da região, com 17.701 MW ao final do ano de 2021. Houve expansão, também, da capacidade instalada de geração térmica, passando de 17% em 2006 para 21% em 2021, e o surgimento da geração solar, com a participação de 8%, em 2021. A geração hidráulica, predominantemente das usinas da Chesf, reduziu a sua participação, passando de 83% para 27% da capacidade instalada na região.

A entrada da geração eólica na região foi tão expressiva que o índice de penetração de eólica no Nordeste no ano de 2021 foi de 64%. Esse índice é elevado, principalmente comparado com os países que lideram ranking mundial desse indicador, como a Dinamarca (44%), seguida da Irlanda (31%), Portugal (26%), Espanha (24%), Alemanha (23%) e Grã-Bretanha (22%), para resultados verificados no ano de 2021 (WIND EUROPE, 2022). Portanto, caso o Nordeste fosse considerado um país, estaria liderando o ranking mundial neste índice.

Ao observar a geração média no Nordeste verificada por fonte de energia elétrica nos últimos 15 anos, conforme apresentado na Figura 2, evidencia-se mais uma vez a mudança radical na matriz elétrica da região, passando de um sistema elétrico Hidrotérmico para uma matriz Hidro-Eólico-Térmico-Solar.

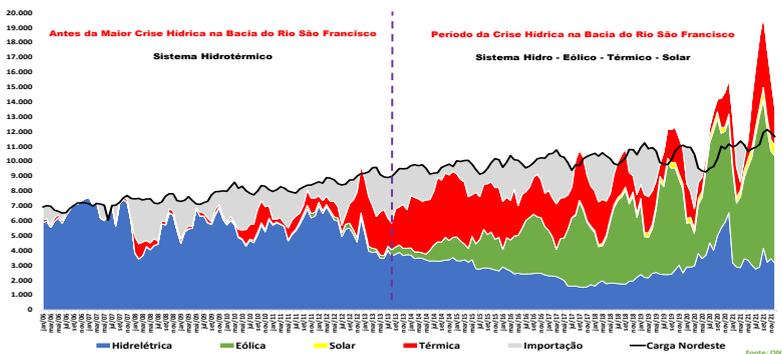


Figura 2 - Geração por fonte na Região Nordeste do ano de 2006 a 2021 – [MW médio]

Destaca-se que a geração hidrelétrica da Chesf era responsável por mais de 70% do atendimento energético da Região Nordeste. Porém, a partir do ano de 2013, devido à crise hídrica na Bacia do Rio São Francisco e o processo contínuo de expansão da geração eólica na região, os papéis se inverteram, e a geração eólica passou a ser a principal fonte de energia, tornando a região exportadora líquida de energia elétrica.

A forte penetração da geração eólica na região provocou mudanças significativas no padrão de operação das unidades geradoras hidrelétricas da Chesf, com incremento substancial de entrada (LIG) e saída (DCO) de unidades geradores para fazer frente a variabilidade da geração eólica. Na Figura 3 apresenta-se a relação entre número de eventos LIG-DCO de unidades geradoras e o percentual de produção de energia fornecida pela Chesf em relação a carga do Nordeste, para os anos de 2006 a 2021.

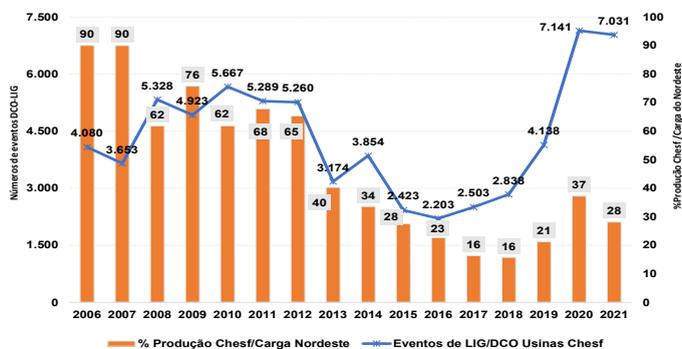


Figura 3 - Número de eventos DCO-LIG de unidades geradoras das usinas hidrelétricas da Chesf e produção de energia pela Chesf em relação a carga da Região Nordeste (%)

Ao longo dos anos de 2006 a 2021 tem-se três momentos distintos da operação das usinas da Chesf na Região Nordeste, conforme descrito abaixo:

- 2006 a 2012: A geração hidrelétrica da Chesf como principal provedora do atendimento a carga da região, com percentual acima de 70%, mantendo média de 4.886 eventos de manobras de LIG-DCO;
- 2013 a 2018: Com a crise hídrica na Bacia do São Francisco, a geração hidrelétrica perdeu protagonismo no atendimento a carga da região, e houve redução do número de manobras de unidades geradoras;
- 2019 a 2021: Como a recuperação do estoque armazenado no Reservatório de Sobradinho, e a participação elevada da geração eólica na região, as unidades geradoras das usinas da Chesf passaram a realizar um elevado número de manobras de LIG-DCO (média de 6.103 eventos), superior ao período pré-crise hídrica (aumento de 25%), porém, com baixa participação no atendimento da carga da região (da ordem de 29%).

Logo, observa-se, que a partir da recuperação do Reservatório de Sobradinho (bateria da região), as usinas da Chesf passaram a trabalhar na função de regulação do sistema, realizando parte do amortecimento da variabilidade da geração eólica da região.

Esse trabalho de regulação da variabilidade da geração eólica ocorreu nos dois sentidos, seja para prover geração no momento de falta da geração eólica, ou com redução da geração hídrica no momen-

to de excesso eólico. Como ilustração, essa dinâmica da modulação da geração das usinas da Chesf pode ser observada na Figura 4.

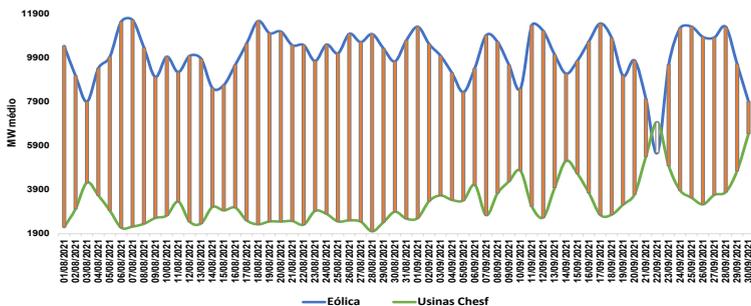


Figura 4 - Geração média diária eólica no Nordeste e das usinas da Chesf, nos meses de Agosto e Setembro do ano de 2021 - [MW médio]

Percebe-se que existe uma forte complementariedade entre as curvas das gerações eólica no Nordeste e das usinas da Chesf, mesmo nos meses de melhor desempenho da geração eólica na região (agosto e setembro).

A modulação da geração das usinas da Chesf ocorre também de forma não programada, como pode ser observada na Figura 5, que indica redução da geração nas usinas da Chesf no ano de 2021. Essas reduções foram motivadas por razões energética, elétrica e de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica do sistema (ONS, 2021).

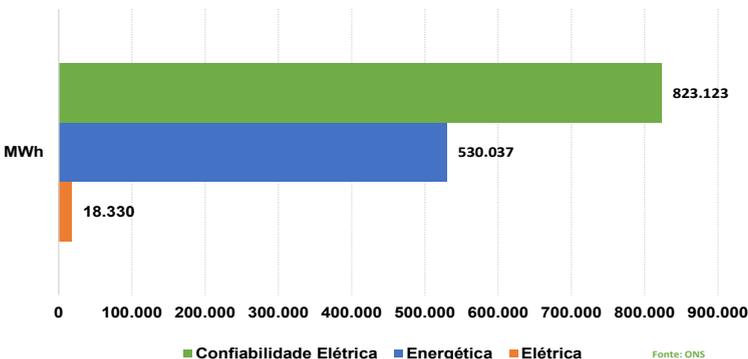


Figura 5 - Reduções da geração nas usinas da Chesf no ano de 2021 [MWh]

Na Figura 6, como ilustração, observa-se que as curvas de geração possuem uma correlação inversa, uma vez que quando a eólica cresce a geração das usinas da Chesf diminui, e vice-versa. Neste dia específico (21/09/2021), a variação da geração eólica foi 7.185 MW médio, em um intervalo de 12 horas, enquanto a modulação de geração das usinas da Chesf foi da ordem de 4.609 MW médio, valor que corresponde a 1,4 vez a capacidade instalada da UHE Xingó, a maior usina do sistema elétrico do Nordeste.

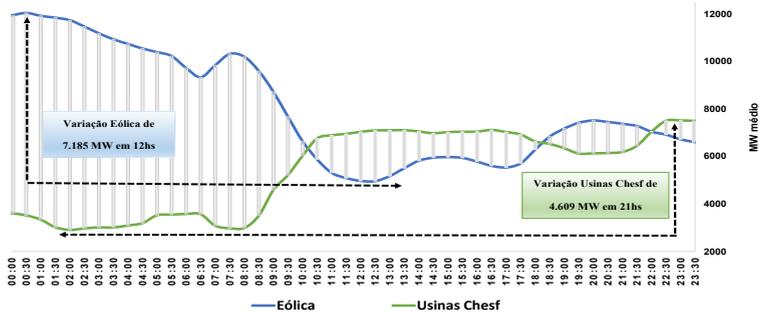


Figura 6 - Geração verificada, eólica no Nordeste e das usinas Chesf no dia 21/09/2021 – [MW médio]

No ano de 2021 a modulação média da geração das usinas da Chesf (diferença entre a geração máxima e mínima), foi da ordem de 1,9 GW médio, conforme apresentado na Figura 7.

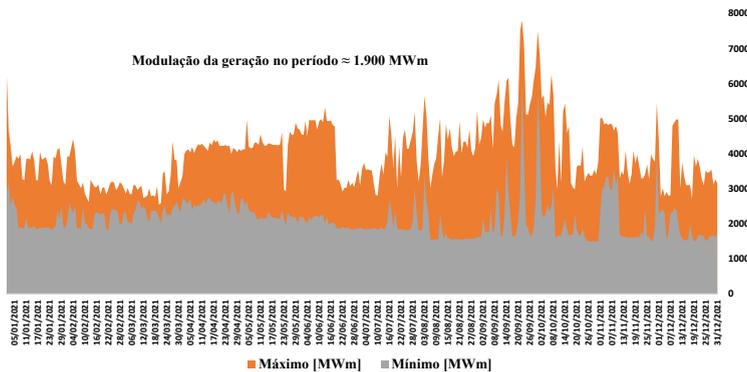


Figura 7 - Modulação da geração das Usinas da Chesf no ano de 2021 – [MW médio]

Uma forma de valorar esse serviço realizado pelas usinas da Chesf é calculando o custo total dessa operação, caso esse serviço fosse realizado pela geração térmica instalada no Nordeste, despachada centralizadamente pelo ONS, conforme o Programa Mensal de Operação de Dezembro/2021, que apresenta elevado custo e é inflexível, conforme pode ser observado na Figura 8.

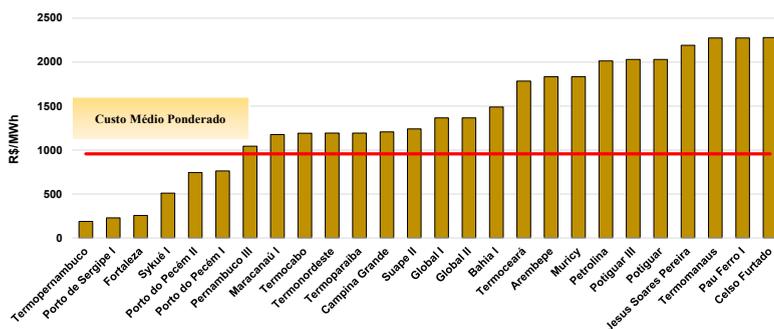


Figura 8 - Custo Variável Unitário (CVU) das usinas térmicas despachadas pelo ONS no Nordeste [R\$/MWh]

A estimativa toma como referência apenas 40% do custo médio ponderado das usinas térmicas do Nordeste, no valor de 382 R\$/MWh, e usa esse mesmo critério para a modulação total de geração realizada pelas usinas da Chesf, no valor de 760 MW. Assim, o custo total de operação no ano de 2021, para fazer o *backup* da geração eólica no Nordeste, utilizando geração térmica, seria de 2,5 bilhões R\$.

Portanto, não há dúvida que a melhor forma de inserção em larga escala das ERV de forma sustentável no SEB é através da integração com a geração hidroelétrica. Em particular, para a Região Nordeste é fundamental a preservação do armazenamento do Reservatório de Sobradinho, para garantir a melhor regulação do sistema elétrico ao um menor custo.

4. O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA DO SEB

É fato que o SEB é internacionalmente conhecido pela sua capacidade de geração de energia elétrica renovável em larga escala com a utilização da fonte hidráulica. A priorização dessa fonte de energia está atrelada a alguns fatores, que diferenciam o SEB dos demais

sistemas elétricos mundiais: abundância de recursos hídricos, geografia dos rios, a dimensão continental do país, a malha do sistema de transmissão e a diversidade de climas.

No entanto, a hidroeletricidade é variável, e esse problema da variabilidade da produção da energia hidráulica foi resolvido através da combinação de alguns fatores, descritos abaixo:

- Grande capacidade de armazenamento de energia – construção de grandes reservatórios nas cabeceiras das bacias hidrográficas integrantes do SIN (baterias naturais);
- Grande número de unidades geradoras hidráulicas – fonte de energia que apresenta os melhores atributos para o backup das fontes intermitentes – flexível, resposta rápida, e despachável;
- Um sistema elétrico interligado geograficamente, possibilitando absorver a geração onde existe disponibilidade, e desta forma, enviar para outra região que esteja com déficit de geração.

Logo, com a inserção das ERV, o sistema elétrico terá que ter maior flexibilidade espacial (rede) e temporal (estoque, despacho flexível, resposta rápida), para o controle das fontes (FERRAZ, 2020). No entanto, o SEB possui os melhores atributos para inserção das ERV, como é apontado no trabalho coordenado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, com o título “Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil”, que indica que o SIN tem capacidade de suportar a inserção massiva das ERV, devido a nossa base hidráulica.

Além da flexibilidade operativa do sistema, os reservatórios das usinas do SIN têm capacidade de armazenamento de energia da ordem de 291 GWmês, um dos maiores do mundo (ONS, 2021). Essa capacidade de armazenamento dos reservatórios, interligados por extensas linhas de transmissão, é capaz de reservar água equivalente a cinco meses de consumo de energia elétrica em todo o país (D’ARAUJO, 2022).

5. CONCLUSÃO

Face ao exposto, a exemplo do que vêm ocorrendo na Região Nordeste, temos um modelo que pode ser seguido para todo o SIN.

Para futuras pesquisas sobre o tema, sugerimos o aprofundamento sobre o processo da transição energética no SEB, que trará grandes impactos em toda cadeia produtiva do setor elétrico, seja de ordem econômica, regulatória e tecnológica, visto que ainda não existe uma arquitetura definida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

D'ARAUJO, R. P. Eletrobras na marca do pênalti. *Jornal dos Economistas*, Rio de Janeiro, n. 392, p. 14, abr. 2022. Disponível em: <http://www.corecon-rj.org.br/anexos/FED3BD479F666D51C5B6B23E04FDD0B9.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2022.

FERRAZ, C. C. M. Transição Energética Mundial. In: *Seminário do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico - Transição Energética e o Papel do Estado*, 2020, Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=AtXCoCNKKbk>. Acesso em: 20 jan. 2021.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Acompanhamento das Reduções de Geração – Dezembro de 2021*. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/2/53/Produtos/546/Redu%C3%A7%C3%B5es%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20por%20Raz%C3%B5es%20Energ%C3%A9ticas_EI%C3%A9tricas%20-%202021-12_v0.pdf. Acesso em: 17 mar. 2022.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Plano da Operação Energética 2021/2025 - PEN 2021*. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/43/76/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={FB1A2331-40E7-45C5-A553-0BB8E09F6C69}&file=Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf&action=default. Acesso em: 03 fev. 2022.

VELLOSO, J. P. R. (coordenador). *Opção pela Energia Hidroelétrica (e outras energias renováveis)*. Rio de Janeiro: INAE, 2012.

WIND EUROPE. *Wind energy in Europe. Bélgica: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026*. 2022.

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.

