

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO EÓLICA, SOLAR E DEMAIS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS - GES

METODOLOGIA PARA OPERAÇÃO EM TEMPO REAL DE PLANTAS HÍBRIDAS COM SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO BASEADA EM PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA

**NICKOLAS GUELLER ROCHA(1);JOÃO MARCOS DUSI VILELA;GUILHERME MEIRELLES BODIN DE
MORAES(1);JOAQUIM DIAS GARCIA(1)
PSR SOLUÇÕES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA(1)**

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia baseada no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para a operação em tempo real de parques híbridos com sistemas de armazenamento, considerando as incertezas associadas à geração renovável. Realizamos um estudo de caso no sistema brasileiro, utilizando dados do ano de 2021 e considerando um parque eólico e um solar próximos localizados na região Nordeste. Os resultados obtidos demonstram os perfis de operação típicos do parque híbrido, destacando os perfis de receita e níveis de armazenamento, também evidenciando a eficácia da metodologia proposta ao lidar com incertezas na geração renovável e otimizar a operação do parque híbrido

PALAVRAS-CHAVE

PDDE; Operação em Tempo Real; Otimização; Parques Híbridos; Sistemas de Armazenamento de Energia.

1.0 INTRODUÇÃO

As iniciativas globais de descarbonização e eletrificação têm impulsionado significativamente a participação de fontes de energia renovável nas matrizes energéticas. Busca-se, assim, alternativas limpas e sustentáveis para atender às demandas por eletricidade em constante crescimento. No entanto, à medida que as fontes renováveis não-despacháveis, como energia solar e eólica, são cada vez mais incorporadas ao sistema, surgem desafios relacionados à variabilidade e incerteza na geração de energia, o que torna a operação de sistemas elétricos mais complexa para atender à demanda.

Uma estratégia para mitigar essa variabilidade e incerteza consiste em combinar diferentes fontes com perfis de geração complementares. Por exemplo, em algumas regiões, a geração eólica é mais intensa durante a noite, o que pode complementar a geração solar, que ocorre durante o dia. Considerando essa abordagem, a construção de novos parques híbridos combinando as fontes eólica e solar pode colaborar para uma expansão otimizada do sistema elétrico, uma vez que esses parques apresentam um perfil de geração menos variável, diversificam a matriz energética e podem contribuir para um uso mais eficiente da capacidade dos elementos de transmissão. De maneira geral, sistemas energéticos híbridos são mais confiáveis e menos custosos do que sistemas que dependem de uma única fonte (BERNAL-AGUSTÍN, 2019). Essa abordagem também é particularmente adequada para regiões de clima quente, considerando usinas solares (SHAAHID, 2003).

No entanto, há desafios adicionais na operação dos parques híbridos e do sistema elétrico do qual fazem parte, que incluem o risco de cortes de geração e dificuldades em atender aos perfis de geração desejados. Para obter maiores detalhes sobre a operação de sistemas renováveis híbridos, é possível explorar as contribuições de LI (2021).

Nesse contexto, a adição de sistemas de armazenamento aos parques híbridos tem se mostrado uma alternativa benéfica, uma vez que esses sistemas não apenas auxiliam na operação dos parques, como também reduzem os requisitos de flexibilidade do sistema. Eles possibilitam a transferência de energia entre diferentes momentos do dia, permitindo um planejamento otimizado da operação do parque, o que pode maximizar as receitas provenientes da comercialização de energia e mitigar cortes de geração. No entanto, a operação em tempo real de parques híbridos com sistemas de armazenamento, diante das incertezas envolvidas, é uma tarefa complexa que requer ferramentas apropriadas.

Diante desse cenário, este trabalho propõe uma metodologia baseada em otimização estocástica para a operação em tempo real de parques híbridos com sistemas de armazenamento. A proposta busca definir uma política operativa

ótima para o uso do sistema de armazenamento, levando em consideração diferentes cenários de geração. Dessa forma, são fornecidas metas de armazenamento ao centro de operações ao longo do dia. Essa política é atualizada em intervalos horários, com base nos níveis de armazenamento atuais e no cálculo de novos cenários de geração. Além disso, a metodologia pode considerar incertezas nos preços *spot* de energia, embora no caso do sistema brasileiro essas incertezas sejam conhecidas no curto prazo.

2.0 FUNCIONAMENTO

O complexo híbrido combina um parque eólico, um parque solar e um Sistema de Armazenamento de Energia com Baterias (SAEB) que utiliza a tecnologia de baterias de lítio-íon, visando explorar a complementaridade desses recursos. Neste trabalho, considera-se que a energia produzida é comercializada no mercado de curto prazo, sendo valorada com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário. A operação em tempo real do complexo envolverá decisões sequenciais, baseadas na produção das usinas eólicas e solares, em que a escolha operacional consiste em vender a energia produzida ou armazená-la no SAEB, com o objetivo de maximizar a expectativa de receita na etapa atual e planejar a operação para as próximas 24 horas.

O complexo híbrido é conectado a uma subestação exclusiva, que se interliga à Rede Básica do Sistema Integrado Nacional (SIN) para escoamento da produção do complexo. Vale ressaltar que é necessário levar em consideração os limites da rede de transmissão durante a operação, bem como os limites de armazenamento de energia e capacidade de conversão do SAEB. Mais detalhes sobre as especificações técnicas do complexo serão abordados na Seção 4, que apresenta o estudo de caso desenvolvido para avaliar a metodologia.

3.0 METODOLOGIA

No contexto deste trabalho, em que se propõe uma metodologia para a operação de parques híbridos considerando incerteza, simplificações foram adotadas para focar apenas os aspectos mais relevantes da operação, conforme será explicado neste capítulo. No entanto, o modelo desenvolvido pode ser estendido para incluir detalhes específicos de operação e outros aspectos de modelagem.

Em termos de modelagem matemática, o processo de degradação da vida útil das baterias não foi considerado. Além disso, a incerteza foi tratada por meio de previsões probabilísticas com variação temporal de incerteza. Dessa forma, o planejamento realizado no instante t leva em conta uma previsão determinística (perfeita) de geração para $t+1$ e previsões estocásticas a partir de $t+2$. Nesse contexto, considera-se que a incerteza na previsão tende a aumentar à medida que o horizonte de planejamento se estende, resultando em cenários de geração cada vez mais variáveis. Essa abordagem foi representada neste trabalho por meio de sorteios de uma distribuição normal em torno de uma projeção de geração renovável, em que o desvio padrão aumenta linearmente ao longo do tempo. A Figura 1 ilustra um exemplo de previsão probabilística, utilizando uma planta eólica como exemplo, em que é possível observar o aumento da incerteza ao longo do tempo por meio da amplitude do desvio dos diferentes cenários em torno da projeção.

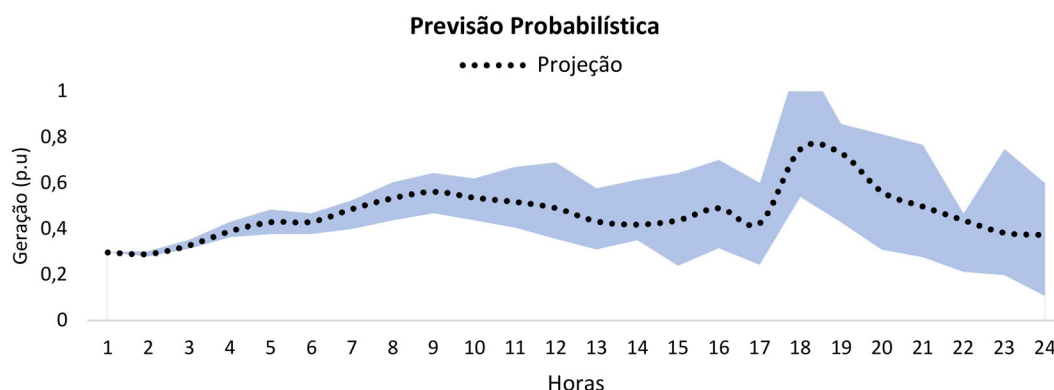


Figura 1 – Exemplo de previsão probabilística para uma usina eólica

A metodologia proposta neste trabalho baseia-se no planejamento da operação do complexo híbrido com um horizonte de 24 h, visando estabelecer metas de armazenamento para a próxima hora de operação. Dessa forma, a simulação realizada na etapa t entregará uma meta de armazenamento a ser implementada em $t+1$ considerando incertezas de $t+2$ a $t+24$. Para simplificação, assume-se que as metas de armazenamento sempre são alcançadas, assim como a projeção de geração renovável para a próxima etapa ($t+1$).

3.1 Formulação Matemática

O objetivo do modelo matemático proposto é maximizar a receita operacional proveniente da geração do complexo híbrido, que exportação energia para a Rede Básica (s), fazendo o melhor uso da geração renovável incerta ($\tilde{g}$) e administrando os níveis de armazenamento do SAEB (e), variáveis presentes nas equações matemáticas descritas em (1) – (8).

$$Q(e_t, \tilde{g}_{sol,t-1}, \tilde{g}_{eol,t-1}) = \max_{e,s,cr,ds} \sum_t s_t \cdot PLD_t + \mathbb{E}[Q(e_t, \tilde{g}_{sol,t}, \tilde{g}_{eol,t})] \quad (1)$$

s. a. $\forall t \in T$:

$$\tilde{g}_{sol,t} + \tilde{g}_{eol,t} - cr_t + ds_t = s_t \quad (2)$$

$$e_{t+1} = e_t + cr_t \cdot \beta^c - \frac{ds_t}{\beta^D} \quad (3)$$

$$cr_t - \frac{ds_{it}}{\beta^D} \leq p \quad (4)$$

$$ds_t - cr_t \cdot \beta^c \leq p \quad (5)$$

$$e_t \leq \bar{e} \quad (6)$$

$$s_t \leq \bar{F} \quad (7)$$

$$e_t, s_t, cr_t, ds_t \geq 0 \quad (8)$$

Neste modelo, a função objetivo é representada pela Expressão (1), que corresponde à receita operacional do parque híbrido, obtida por meio da exportação de energia valorada pelo PLD horário. A Equação (2) refere-se ao equilíbrio entre a geração renovável total do parque, proveniente das fontes solar e eólica, juntamente com a decisão da potência de carregamento (cr_t) ou descarregamento (ds_t) do SAEB, estabelecendo assim o montante de energia a ser exportada (s_t). A Equação (3) representa o acoplamento temporal entre os níveis de armazenamento, considerando os fatores de eficiência de carregamento e descarregamento das baterias (respectivamente, β^c e β^D).

As Restrições (4) - (5) impõem limites para o carregamento e descarregamento, com base na potência máxima do SAEB (p), respectivamente. Além disso, as Restrições (6) - (7) estabelecem o limite de armazenamento ($\bar{e}$) e o limite de exportação de energia ($\bar{F}$) devido à capacidade máxima de escoamento do complexo, dadas as restrições da rede de transmissão. Por fim, a Restrição (8) define a não negatividade das variáveis do problema.

3.2 Programação Dinâmica Dual Estocástica

O problema de otimização abordado na seção anterior é um exemplo de um problema complexo pertencente à classe de problemas de Programação Estocástica Multiestágio. Ele é considerado estocástico devido às incertezas associadas à produção de energia eólica e solar, mas também poderia incorporar outras fontes de incerteza, como os preços de energia do mercado spot. Além disso, é classificado como multiestágio devido ao acoplamento temporal entre as decisões induzidas pelo uso das baterias. Consequentemente, todas as decisões devem levar em conta eventos futuros em termos probabilísticos.

A metodologia mais avançada para resolver esse tipo de problema é conhecida como SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*, ou Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE, em português). Em termos gerais, o algoritmo SDDP inicia amostrando um cenário para cada etapa e, em seguida, resolve os subproblemas de cada estágio em ordem cronológica, gerando uma solução viável, chamada de “passo *forward*”. Em seguida, ocorre a etapa “*backward*”, na qual os problemas são resolvidos em ordem inversa no tempo, gerando cortes que melhoram a representação da Função de Custo Futuro (FCF) e propagam informações do futuro para o presente. Essas etapas são repetidas até que um critério de parada especificado seja alcançado. Esse processo também é conhecido como otimização da política operativa ou treinamento. Para obter mais detalhes sobre o algoritmo SDDP, recomenda-se a consulta a (PEREIRA, 1991). Neste trabalho, utilizaremos a implementação disponibilizada por (DOWSON, 2021) e a incerteza associada à geração renovável será tratada através de cenários $\omega \in \Omega$.

4.0 ESTUDO DE CASO

4.1 Descrição da Base de Dados

Com o objetivo de demonstrar a aplicabilidade da metodologia proposta neste trabalho, foi realizado um estudo de caso utilizando dados históricos do SIN referentes ao ano de 2021, no subsistema Nordeste. Para representar a operação ideal de um complexo híbrido, foram selecionados dois parques de geração renovável próximos: um eólico e um solar, visando destacar a complementaridade de seus perfis de geração. Os dados públicos utilizados foram extraídos da página da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), incluindo os perfis de geração horária dos parques e os dados de PLD horário para o ano de 2021. Esses dados resultaram nos perfis típicos horários e mensais ilustrados, respectivamente, nas Figuras 2 e 3.

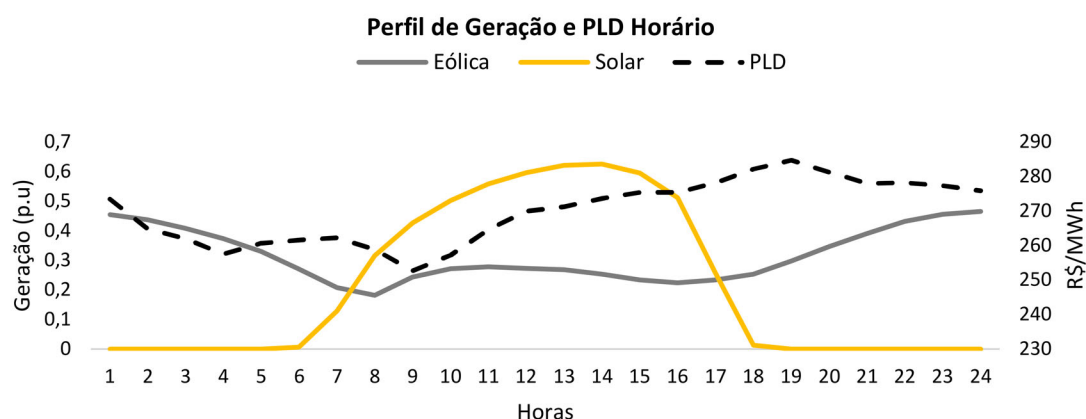


Figura 2 – Perfil de geração e PLD horários para um dia típico de 2021

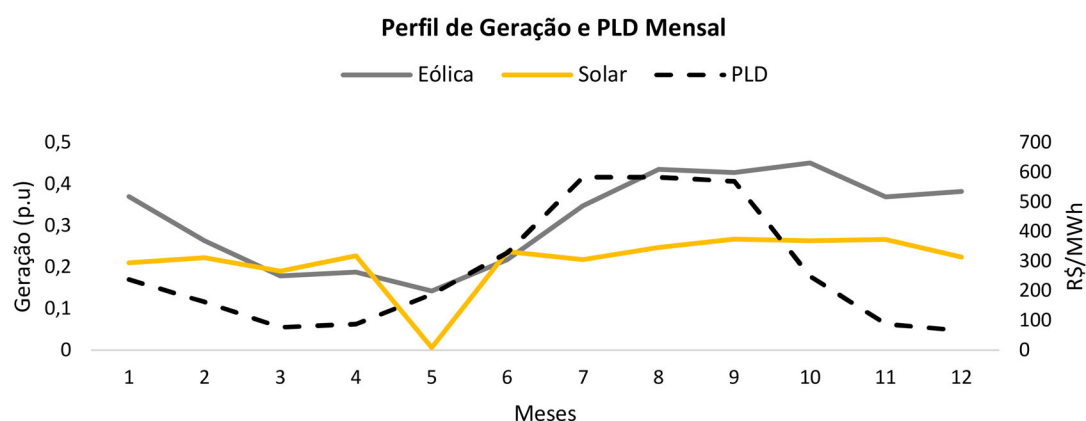


Figura 3 – Perfil de geração e PLD mensais para 2021

A Figura 2 ilustra o perfil horário, evidenciando que o pico do PLD não coincide com o pico da geração renovável. Essa observação indica a expectativa de utilização do SAEB para deslocar a exportação de energia do período das 9 h às 14 h para o período das 18 h às 20 h, possibilitando o aumento da receita do complexo híbrido.

Já em relação ao cenário mensal, a Figura 3 mostra que os valores médios mais altos do PLD ocorrem entre julho e outubro, período em que também são esperadas altas taxas de geração renovável. Embora inicialmente seja positivo ter uma alta geração renovável, é importante destacar que nessa situação aumenta a probabilidade de corte de geração por limitações da rede de transmissão. Nesse contexto, o sistema de armazenamento desempenha um papel fundamental na prevenção de cortes na geração renovável que originalmente resultariam em congestionamentos elétricos.

4.2 Premissas

No estudo de caso, considerou-se a operação de um complexo híbrido composto por um parque solar e um parque eólico, ambos com capacidade instalada de 15 MW, juntamente com um SAEB com capacidade de armazenamento de 10 MWh, potência máxima de 1 MW e eficiência de carregamento/descarregamento iguais a 97%. Além disso, há um limite de escoamento de energia intrínseco de conexão à Rede Básica, estabelecido em 20 MW. Ressaltamos que o dimensionamento prévio do SAEB não foi realizado de maneira ótima, podendo este ser o objeto de outro estudo, uma vez que este trabalho foca na aplicação da metodologia proposta. Como essa é uma aplicação no sistema elétrico brasileiro, assume-se que não é permitida a compra de energia da Rede Básica, resultando em um fluxo elétrico unidirecional do complexo híbrido para o SIN. A Figura 4 representa o parque considerado.

Para aplicar a metodologia proposta, adotou-se uma escala horária de operação, realizando um planejamento para as próximas 24 h. As projeções de geração renovável são expressas em p.u. (por unidade) da capacidade instalada de cada parque, assim como o desvio padrão máximo da projeção probabilística, que foi fixado em 0,3. Por fim, foram considerados 100 cenários de geração renovável para o cálculo da política operacional ótima a cada hora.

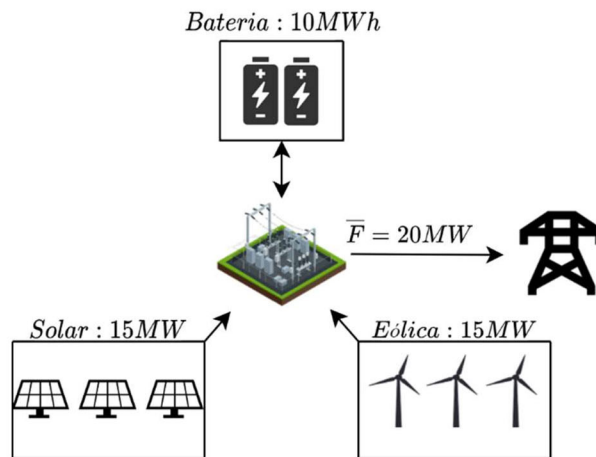


Figura 4 – Representação do complexo híbrido do estudo de caso

De modo geral, na configuração do estudo de caso, espera-se que o SAEB seja utilizado com dois propósitos principais: (i) mitigar problemas de escoamento de energia para a Rede Básica, evitando cortes na geração renovável, e (ii) maximizar a receita operacional do complexo híbrido, armazenando energia para exportação à Rede Básica durante os horários de maior PLD.

4.2 Resultados

Esta seção tem como objetivo avaliar os resultados das simulações realizadas no estudo de caso proposto, analisando aspectos relacionados à receita operacional do complexo híbrido e aos perfis de carga envolvidos durante o horizonte estudado. A Figura 5 apresenta os perfis de receita e exportação de energia obtidos.

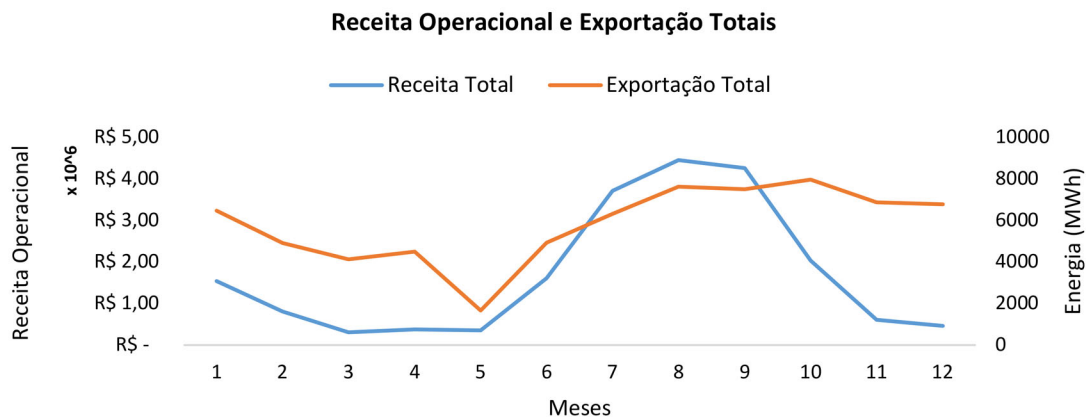


Figura 5 – Perfis de receita e exportação de energia mensais do estudo de caso

Os resultados mostraram uma exportação total anual de energia de 69,57 GWh, resultando em uma receita operacional anual de aproximadamente MM R\$ 20.470,00. Devido à dependência da receita do complexo em relação aos valores mais elevados do PLD, além também de sua volatilidade, os meses de maior e menor receita operacional não coincidem, respectivamente, com os meses de maior e menor exportação de energia. O mês com maior receita foi agosto, enquanto o de maior exportação foi outubro. Por outro lado, março apresentou a menor receita, enquanto a menor exportação se deu em maio. Em geral, observa-se resultados de receita mais favoráveis no segundo semestre, quando ocorrem coincidências entre altos valores de exportação de energia e PLD, maximizando assim a receita do complexo híbrido. Ressaltamos que embora o PLD seja conhecido devido à natureza do mercado brasileiro, a incerteza envolvida na geração renovável faz com que sua volatilidade influencie diretamente a operação do complexo. No geral, os resultados apontam na atuação do SAEB como um deslocador de energia em meses de PLD mais volátil, enquanto nos meses de menor volatilidade do PLD ele atua como um adaptador da operação, ajustando a exportação de energia de modo a mitigar congestionamentos da rede elétrica local.

A Figura 6 apresenta um histograma das frequências de carga e descarga ao longo do ano do SAEB integrante do complexo híbrido.

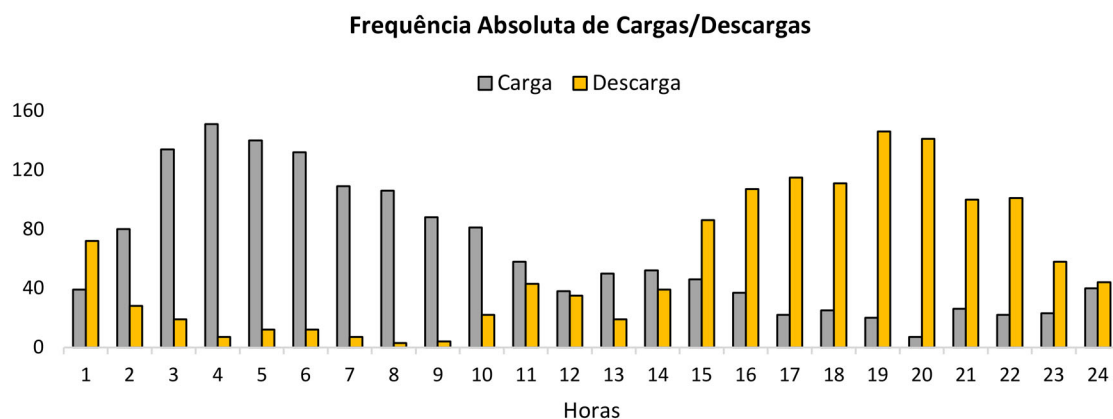


Figura 6 – Frequência absoluta de eventos de carregamento e descarregamento do SAEB ao longo de um ano

Observou-se um perfil típico de carregamento do SAEB na primeira metade do dia, com uma maior frequência de descarregamento na segunda metade do dia. O perfil está em conformidade com o comportamento horário esperado do PLD, conforme ilustrado na Figura 2, onde os preços são mais altos especialmente entre as 18 h e 20 h.

Conforme mencionado anteriormente, março e agosto foram os meses com pior e melhor receita operacional, respectivamente. Portanto, as Figuras 7 e 8 apresentam o perfil de operação horária desses meses para ilustrar o comportamento do SAEB em diferentes níveis de geração renovável.

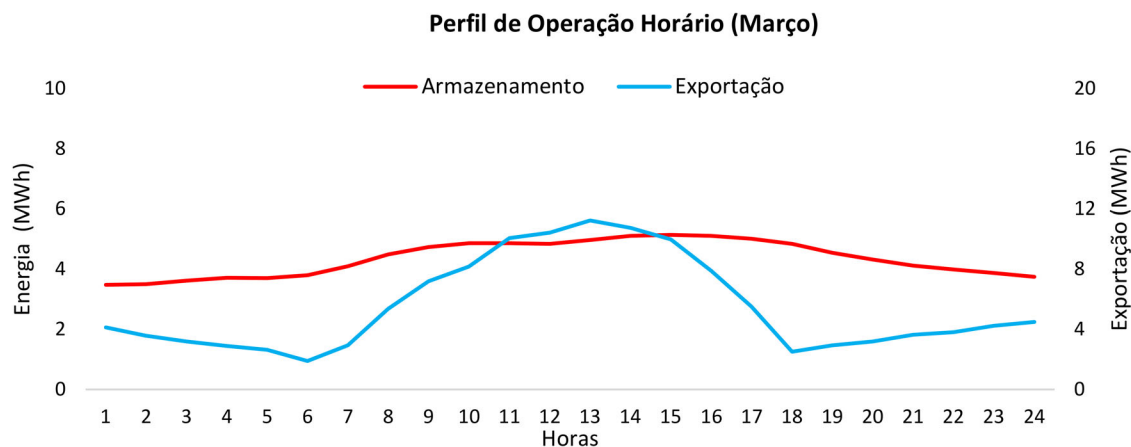


Figura 7 – Perfil de operação horário para o mês de março

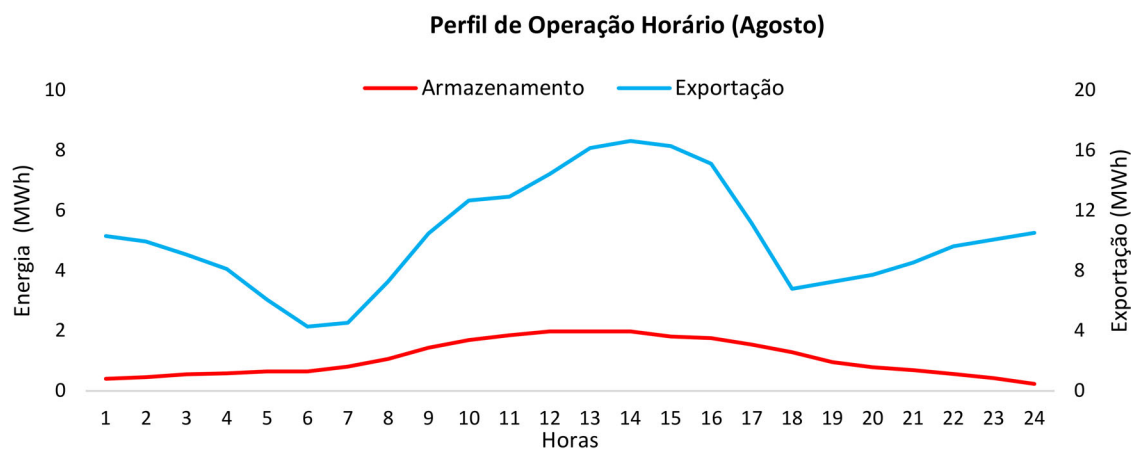


Figura 8 – Perfil de operação horário para o mês de agosto

É possível observar diferentes perfis de operação de acordo com a quantidade de geração renovável em cada dia típico. Considerando a Figura 3, onde é apresentado o perfil mensal de geração renovável e PLD, verifica-se que o mês de agosto apresenta um montante consideravelmente maior de geração renovável em comparação a março, além de um PLD médio mais elevado nesse mês. Devido à maior geração renovável, a exportação horária durante um dia típico de agosto é maior do que em março, entretanto nota-se um comportamento oposto no nível médio de armazenamento. Nesse aspecto, por se tratar de um perfil médio calculado sobre o mês, espera-se que o perfil de armazenamento tenha pouca variabilidade, uma vez que existem limitações intrínsecas de potência do SAEB e todas as decisões são tomadas sob incerteza, resultando em reservas de energia para cenários de geração renovável reduzida.

Além disso, é importante destacar a relação entre o comportamento do SAEB e o perfil do PLD em termos de magnitude e variabilidade. Em março, por exemplo, o PLD apresentou uma média de aproximadamente 282,00 R\$/MWh e um desvio padrão de 221,00 R\$/MWh, enquanto em agosto a média foi de cerca de 583,00 R\$/MWh, com um desvio padrão de 69,00 R\$/MWh. Essa maior volatilidade do PLD em março explica o nível médio mais elevado de armazenamento, uma vez que a estratégia adotada considera a incerteza e prevê a disponibilidade de reservas de energia armazenada para lidar com variações significativas de preço spot, onde são feitos descarregamentos de energia para obter uma maior receita para o complexo. Por outro lado, em agosto, o PLD apresenta uma média mais alta e menor variabilidade, tornando a estratégia de exportação imediata de energia mais lucrativa e fazendo uso das baterias para ajustes de operação e mitigação do congestionamento da rede de transmissão.

5.0 CONCLUSÕES

Neste trabalho, apresentamos uma metodologia baseada em otimização estocástica para operar complexos híbridos com sistemas de armazenamento em tempo real. O método proposto utiliza o algoritmo PDDE em uma escala horária, permitindo a definição de metas de armazenamento em cada etapa e o cálculo de uma nova política a cada hora operativa com base em previsões probabilísticas de geração renovável. Realizamos uma aplicação dessa metodologia em um estudo de caso no sistema brasileiro, utilizando dados do ano de 2021 e considerando um parque eólico e um parque solar próximos localizados no subsistema Nordeste, associados a um SAEB.

Os resultados obtidos demonstraram uma relação direta entre a receita operacional do complexo híbrido e os perfis do PLD, destacando os meses de agosto e março como os de maior e menor receita operacional, respectivamente. A operação do SAEB mostrou níveis médios mais altos de armazenamento em meses com maior volatilidade do PLD, nos quais maiores ganhos podem ser obtidos por meio do deslocamento de energia. Por outro lado, nos meses com menor volatilidade do PLD, o SAEB desempenhou um papel importante na mitigação de riscos de congestionamento da rede elétrica local, uma vez que neste cenário a exportação imediata de energia é uma estratégia mais lucrativa.

Esses resultados indicam a eficácia da metodologia proposta na operação otimizada de parques híbridos com sistemas de armazenamento. Ao considerar as características específicas do sistema elétrico e as condições de mercado, nossa abordagem permite maximizar a receita do complexo híbrido com SAEB, garantir a estabilidade da rede elétrica e utilizar de forma eficiente as fontes renováveis de energia. Essa metodologia pode ser aplicada em outros contextos e servir como base para o desenvolvimento de estratégias avançadas de operação para sistemas de energia sustentáveis.

6.0 BIBLIOGRAFIA

- BERNAL-AGUSTÍN, J.; DUFO-LÓPEZ, R.. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 13, p. 2111-2118. 2019.
- DOWSON, O.; KAPELEVICH, L.. SDDP.jl: a julia package for stochastic dual dynamic programming. **INFORMS Journal on Computing**, 33(1):27–33, 2021.
- LI, L.; WANG, X.. Design and operation of hybrid renewable energy systems: current status and future perspectives. **Current Opinion in Chemical Engineering**. v. 31, n. 100669. 2021.
- PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G.. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, 52(1-3):359–375, 1991.
- SHAAHID, S.M.; ELHADIDY, M.A. Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates. **Renewable Energy**. v. 28, p. 1741-1753. 2003.

DADOS BIOGRÁFICOS

Nickolas Gueller possui graduação e mestrado em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, mesma instituição onde atualmente cursa o Doutorado em Engenharia de produção com ênfase em Pesquisa Operacional. Nickolas se juntou à equipe de Transmissão e Distribuição da PSR em 2021, onde desde então vem trabalhando no desenvolvimento de modelos computacionais de planejamento e estudos de transmissão. Suas experiências cobrem: Simulação de sistemas elétricos integrando geração e transmissão; Avaliação de riscos de corte de geração para usinas renováveis; Estudos de conexão na transmissão para novos geradores; Desenvolvimento de ferramentas computacionais para o planejamento de sistemas de distribuição

(2) JOÃO MARCOS DUSI VILELA
João Vilela é graduado e mestre em Engenharia de Produção pela PUC-Rio, tendo passagem pela University of Southern California como intercâmbio de graduação. Atuou como Consultor e Desenvolvedor pela PSR por mais de 6 anos, onde coordenou estudos técnicos, participou da elaboração estudos de mercado, e desenvolveu ferramentas computacionais voltadas ao mercado de energia, abrangendo: reconstituição de históricos de geração renovável, avaliação de benefícios para instalação de equipamentos de flexibilidade na rede, otimização de rotas de linha de transmissão, operação em tempo real de plantas híbridas com sistema de armazenamento, entre outras.

(3) GUILHERME MEIRELLES BODIN DE MORAES
Guilherme Bodin possui graduação e mestrado em engenharia elétrica pela PUC-Rio e master of science em engenharia generalista pela École Centrale de Marseille. Guilherme já trabalhou em projetos de P&D do setor elétrico brasileiro construindo ferramentas analíticas baseadas em métodos de otimização e análise de séries temporais. Guilherme é autor e co-autor de 5 artigos em publicações especializadas e apresentou trabalhos em congressos nacionais e internacionais nas áreas de otimização e análise de séries temporais (INFORMS Annual Meeting, SIAM-Opt, ISF, SNPTEE, SBPO e JuliaCon).

(4) JOAQUIM DIAS GARCIA
Joaquim Dias Garcia ingressou na PSR em 2015. Ele divide seu tempo entre: pesquisa e desenvolvimento de metodologias avançadas em otimização estocástica, modelos de equilíbrio e técnicas de reinforcement learning para aplicações de grande porte em mercados de energia; desenvolvimento de novos sistemas computacionais; e contribuições para o ecossistema JuMP, do qual é um dos 5 core developers, na linguagem Julia. Ele tem doutorado em pesquisa operacional e graduação em engenharia elétrica e em matemática pela PUC-Rio, Brasil. Também cursou um ano na UC Santa Barbara, onde trabalhou com sistemas dinâmicos e controle.