

GRUPO DE ESTUDO

Geração Eólica, Solar e demais Recursos Energéticos Distribuídos - GES

Análise de Investimento para o BESS no LRCAP 2025 utilizando modelagem estocástica e simulação de Monte Carlo

Luiz Gustavo de Sousa Duda - ONS
Eduardo de Aguiar Sodré – POLI-UPE
Flávio Guimarães Lins - ONS
Heitor Araújo Nunes – POLI-UPE
Roberto Feliciano Dias Filho - POLI-UPE

RESUMO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) enfrenta desafios operacionais devido à crescente integração de fontes renováveis variáveis (energia eólica e fotovoltaica). O Plano da Operação Energética (PEN 2024) [1] prevê aumento da demanda noturna e necessidade de geração térmica, além de risco de não atendimento da reserva operativa mínima a partir de novembro de 2024. Em contrapartida, há previsão de sobra de oferta em horários de carga mínima até 2028, impulsionada pela geração distribuída.

Diante desse cenário, o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2025 foi proposto para atender às necessidades previstas nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDEs) e cumprir os critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Neste sentido, o uso de sistemas de armazenamento por baterias (BESS) apresenta-se como uma solução promissora. Este estudo analisa a viabilidade econômica atual de um BESS de 200 MW e 1.600 MWh, com baterias de íon-lítio (LFP) com eficiência superior a 90% e vida útil de 6.000 ciclos.

A análise utiliza um comparativo entre simulações baseadas no histórico do PLD no período entre 2018 e 2024 e um fluxo de caixa descontado estocástico, com simulações de Monte Carlo. Considerou-se como requisito o despacho de 200 MW por 4 horas diárias para atendimento ao leilão, sendo que, qualquer geração adicional para outras finalidades é uma prerrogativa do empreendedor. As receitas analisadas incluem a Receita Fixa (RF), arbitragem de energia, serviços ancilares e um novo serviço de "contra-curtaimento". Os resultados indicam que a RF é essencial para a viabilidade do projeto, enquanto outras fontes de receita, embora relevantes, têm impacto menor na análise econômica.

PALAVRAS-CHAVE

BESS (Battery Energy Storage System), Fontes renováveis, Contra-curtaimento, Simulação de Monte Carlo, LRCAP 2025, Arbitragem de energia.

1.0 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o SIN tem passado por uma transformação significativa em sua matriz energética. Essa transformação é evidenciada pela rápida integração de fontes renováveis variáveis, como a energia eólica e a energia fotovoltaica [2]. Embora essas fontes representem uma excelente alternativa para a geração de energia limpa, sua intermitência e não despachabilidade apresentam desafios operacionais consideráveis.

A integração dessas fontes renováveis trouxe à tona a necessidade de imposição de cortes e limitações em seus despachos, tanto por limitações no sistema de transmissão quanto para o controle da frequência do sistema [1]. Enquanto há momentos em que é necessário cortar a geração dessas fontes por excesso de potência disponibilizada ao sistema, em outros momentos é necessário acionar usinas térmicas, seja para o controle de fluxos ou para complementar a geração durante períodos de baixa produção de energia eólica e fotovoltaica. Essas medidas resultam em perdas no aproveitamento energético do SIN, impactando negativamente o meio ambiente e as finanças.

O controle de geração motivado por razões elétricas refere-se à necessidade de, em um sistema interligado como o brasileiro, controlar fluxos de potência entre áreas elétricas, de forma a respeitar os limites operativos de equipamentos e linhas de transmissão, bem como preservar a segurança operativa e evitar situações de sobrecarga ou perda de estabilidade, especialmente diante da perda de um elemento do sistema conforme preconiza o critério N-1. Já o controle por razões energéticas ocorre, por exemplo, quando há excesso de geração frente à demanda e às perdas do sistema, exigindo a redução de parte da geração para manter o equilíbrio entre geração e consumo e preservar a frequência do sistema em torno dos 60 Hz.

Para mitigar o desafio de atender às cargas, especialmente nos momentos de baixa produção de energia elétrica, o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2025 [3] foi concebido. O referido leilão tem como objetivo atender às necessidades previstas nos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDEs) e cumprir os critérios de garantia de suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A utilização de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) surge como uma solução promissora em vista de sua capacidade de absorver variações bruscas de geração ou carga, devido à sua rapidez de resposta, o que os torna ativos relevantes para a estabilização da rede, principalmente em um cenário de crescente participação de fontes variáveis.

Os sistemas BESS podem minimizar a necessidade de despacho térmico, reduzindo os impactos ambientais associados ao uso intensivo de usinas termelétricas, além de contribuir para a flexibilidade da operação, a manutenção da qualidade da energia e a arbitragem de energia [4]. Ademais, a adoção de BESS pode reduzir impactos econômicos, além de oferecer benefícios ao sistema elétrico, como a possibilidade de perenizar a entrega de energia gerada ou deslocá-la no tempo, amortizando as perdas por cortes de geração (“contra-curtailment”) ocasionadas tanto por restrições elétricas quanto energéticas.

No caso das restrições de geração motivadas por razões elétricas, a localização adequada desses sistemas pode fazer diferença no retorno financeiro para os empreendimentos de geração, ao evitar o desperdício de energia renovável que seria descartada por limitações de escoamento mesmo com a rede em operação normal. Nas restrições por motivos energéticos, mesmo que a localização não altere diretamente a quantidade de energia que seria cortada, o BESS permite atuar no controle fino da frequência e reduzir a necessidade de cortes de geração por poder se comportar como carga no processo de acumulação de energia (recarga das baterias).

2.0 PREMISSAS DE PLANEJAMENTO DO BESS

Antes de decidir realizar o investimento em BESS, é necessário conduzir um estudo detalhado sobre a viabilidade técnico-econômica de sua implantação [5]. Essa análise deve considerar diversos aspectos operacionais, comerciais e administrativos com premissas bem definidas, a fim de garantir uma avaliação precisa da atratividade do empreendimento.

Do ponto de vista operacional, é fundamental compreender suas características, limitações e regime de funcionamento, pois esses fatores determinarão as melhores estratégias a serem adotadas em seus regimes de carga e descarga. A análise do comportamento dos preços de compra e venda de energia, bem como o levantamento de dados sobre energia frustrada relacionados aos cortes e limitações de geração de energia renovável variável, possibilita identificar os momentos mais propícios para a compra e a venda de energia, ou ainda para a prestação do novo serviço aqui denominado “contra-curtailment”, de modo a otimizar o retorno comercial do equipamento, além de seu uso como recurso de reserva de capacidade previsto no leilão.

Economicamente, apesar da tendência de redução nos custos dos sistemas de armazenamento por baterias (Figura 1), que vem se consolidando como uma solução estratégica em diversos mercados, esses dispositivos ainda representam um investimento considerável [6, 7]. Custos associados a financiamento, implantação, operação, manutenção e eventuais penalidades precisam ser tomados em consideração. Ao avaliá-los, é essencial garantir que não inviabilizem o empreendimento e que sejam viáveis dentro do prazo estipulado, assegurando um retorno que justifique o investimento e compense os riscos assumidos.

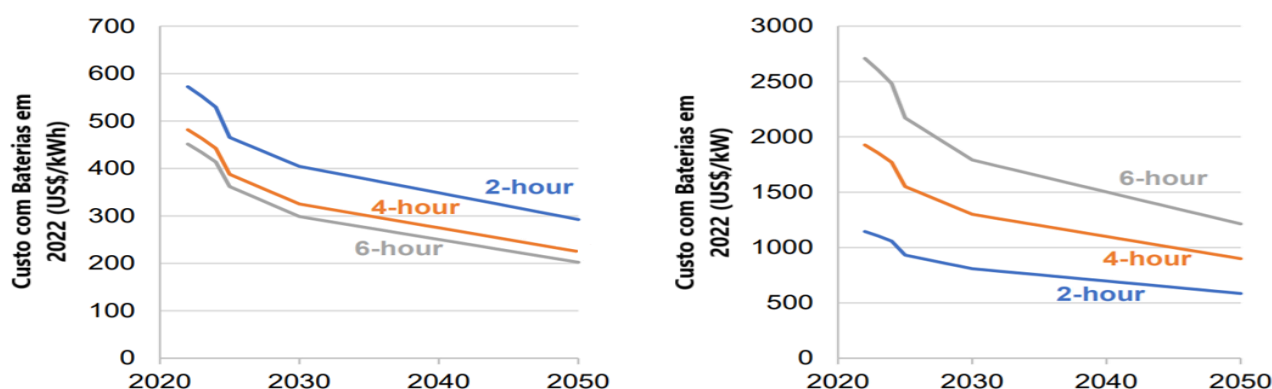


Figura 1 - Projeções de custo para BESS com duração de 2, 4 e 6 horas usando a projeção de custo médio. À esquerda, os valores são expressos em US\$/kWh, enquanto à direita, os custos são expressos em US\$/kW. Fonte: NREL

3.0 INFORMAÇÕES DO ESTUDO

3.1 OBJETIVOS E PROCEDIMENTOS

O desenvolvimento deste estudo teve como motivação o LRCAP 2025, em virtude de sua relação direta com BESS para atender a demanda por potência firme no SIN na ponta de carga, bem como pela possibilidade de ganhos agregados ao empreendimento oriundos de remuneração pela prestação de serviços de ancillares [3] e pela arbitragem de energia. Desta forma, foram avaliados os possíveis impactos nos ganhos financeiros do projeto obtidos com a atuação no mercado livre de energia, comprando energia nos horários de menor PLD e vendendo nos horários de maior PLD, bem como na prestação do novo serviço “contra-curtailment” em vista da crescente necessidade de mitigação de perdas energéticas impostas por cortes e limitações de geração aos parques geradores eólicos e fotovoltaicos.

A análise foi realizada considerando os custos de investimento, despesas e perdas operacionais, receitas e impostos num horizonte de 10 anos em conformidade com a minuta do Leilão de Reserva de Capacidade 2025 [8].

Com base nos dados mencionados, foi desenvolvido um modelo computacional capaz de realizar simulações e calcular um fluxo de caixa descontado estocástico, com simulações de Monte Carlo. Da mesma forma, foram realizadas simulações e análises baseadas no histórico do PLD no período entre 2018 e 2024, como referência comparativa aos dados obtidos nas primeiras simulações. Como saída, o modelo calculou o valor do lance mínimo que o titular do empreendimento deveria ofertar no LRCAP 2025 (valor tal que a ser pago pela Câmara de Comercialização de Energia - CCEE), de modo a atingir sua Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 9% ao ano.

3.2 CENÁRIO ANALISADO

O BESS hipotético considerado no projeto é formado por baterias íon-lítio (LIB) com compostos químicos LFP (fosfato de ferro-lítio) com potência de 200MW e capacidade total de armazenamento de 1.600MWh. A vida útil estimada do equipamento é 6.000 ciclos de carga e descarga, que contam com eficiência de 95% na carga e 93% na descarga, resultando numa eficiência global de 88,35%. O custo estimado pela operação e manutenção do BESS é de US\$40,00/kW/ano, o que resulta em US\$8.000.000,00 ao ano.

Com base em valores médios de mercado, adotou-se nos cálculos um investimento total de US\$241,6 milhões, necessário para sua entrada em operação. Nas simulações para análise de viabilidade econômica considerou-se um total de 20% de capital próprio investido no empreendimento, enquanto que os demais 80% seriam oriundos de financiamento bancário regido pela tabela SAC, amortizado em 8 anos após três anos de carência, sob uma taxa de juros de 6,62% ao ano. Considerou-se a incidência de impostos sobre a receita e sobre o lucro líquido relativos à prestação dos serviços já mencionados e pela comercialização de energia, cujas alíquotas estão discriminadas a seguir:

- PIS (Programa de Integração Social): 0,65%;
- COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social): 3,00%;
- Imposto de Renda (I.R.);
- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido): 9,00%;

No que diz respeito ao Imposto de Renda, a alíquota incidente foi de 15% sobre o lucro inferior a R\$20.000,00, sendo de 25% sobre o montante que ultrapassar este valor [9]. Considerou-se, no entanto, que toda pessoa jurídica titular de um empreendimento optante pela tributação com base no lucro real na área da SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) tem o benefício da redução de 75% do valor desse imposto [10].

Foi estabelecido um CUST (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão) com tarifa fixada em R\$8,00/kW/mês, o que representa uma despesa anual de R\$ 19.200.000,00.

3.3 OPERAÇÃO DO BESS

Para atender ao LRCAP, o BESS teria que cumprir com o despacho de energia sempre que o ONS requisitar. Para simplificar a análise, foi considerado um padrão obrigatório, no qual o BESS seria despachado em ciclos contínuos de carga ou descarga diários, com 200 MW durante 4 horas contínuas. O atendimento a este item contratual constante do leilão deve ser prioritariamente atendido pelo empreendimento em razão de render o maior retorno financeiro do empreendimento em comparação com as demais fontes de receita.

Nos períodos em que não houver solicitação do ONS, o BESS prestaria serviços ancilares (postos na minuta do leilão como opcionais) citados anteriormente e poderia fazer jus ao recebimento das seguintes receitas:

- CPSA 1 (Controle Primário de Frequência): R\$ 190.000,00/ano (valor não definido atualmente);
- CPSA 2 (Controle Secundário de Frequência): R\$ 67.638,26/ano (valor arbitrado tendo como referência a remuneração base em 2019 [11] com valores corrigidos pelo IPCA);
- CPSA 3 (Suporte de Reativos): R\$ 4.152.240,00/ano (valor arbitrado em 100MVar médios por 12 horas diárias e tendo como referência a TSA de 2024 de R\$ 9,48/Mvarh) [12].

Atualmente, o serviço de Controle Primário de Frequência é prestado de forma obrigatória e não remunerada explicitamente, ou seja, todas as unidades geradoras conectadas ao SIN são obrigadas a fornecer esse serviço, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 1.030/2022 da ANEEL [13]. No entanto,

em vista da relevância do tema, este artigo coloca em pauta a discussão sobre a possibilidade de tecnologias emergentes, como sistemas de armazenamento de energia e recursos de resposta da demanda, participarem da prestação desse serviço, fazendo jus a uma remuneração de forma a alinhar tais incentivos econômicos com os objetivos de confiabilidade e eficiência do sistema.

No escopo do projeto, enquanto atendendo às exigências do LRCAP ou de demandas de geração por conta da livre negociação de energia, considerou-se que o BESS poderia receber solicitações do ONS para o atendimento à prestação de serviços ancilares, de modo que o não atendimento poderia resultar em penalidades sobre a remuneração. Para efeitos de simplificação, tais penalizações não foram consideradas uma vez que fora atribuída uma folga aproximada de 100MWh na capacidade total do BESS como margem suficiente para evitar tais situações ou torná-las desprezíveis. Considerando-se as perdas computadas no processo de carga e descarga, descontando-se ainda as parcelas relativas ao atendimento do leilão e à folga mencionada anteriormente, chegou-se a uma disponibilidade de 588 MWh e 1388 MWh para livre comercialização e prestação do serviço “contra-curtailment”, respectivamente para os períodos de vigência do atendimento ao LRCAP e aos demais.

4.0 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 SIMULAÇÕES DETERMINÍSTICAS PARA ARBITRAGEM DE ENERGIA BASEADAS NO HISTÓRICO DO PLD

Os cenários simulados com base no histórico de variações horárias do PLD abrangeram 2505 dias entre os anos 2018 e 2024 [14] e apontam para uma margem de arbitragem mediana modesta de R\$3,79/MWh, com elevada assimetria nos dados (Figura 2), com desvio padrão de R\$82,35/MWh. Apesar de algumas simulações apresentarem VPLs elevados, esses valores apenas seriam possíveis com lances majorados no leilão que poderiam reduzir significativamente a competitividade da proposta. A receita fixa de equilíbrio foi estimada em R\$ 20,4 milhões/mês, sendo que, na maioria dos cenários, a arbitragem de energia conduz a resultados economicamente inviáveis, sugerindo que, com base no histórico das variações horárias de preços, sua operação apresenta risco elevado e não compensa as perdas técnicas dos equipamentos.

Nesses cenários, os spreads médios apresentam valores significativamente pequenos (R\$35,50/MWh), com elevada dispersão e alta assimetria de distribuição, expondo a eficácia limitada da arbitragem de energia em condições reais de mercado entre os anos de 2018 a 2024. Embora revele oportunidades esporádicas, o impacto de livre negociação de energia se traduz em oportunidades pouco robustas, incompatíveis com um projeto de monetização consistente.

O resultado ratifica a sensibilidade do projeto ao valor da receita fixa contratada, demonstrada pela correlação elevada entre esta e o VPL (0,9965). Desta forma, a análise dos dados demonstra que o impacto da arbitragem de energia, mesmo em cenários mais otimistas, tem papel marginal na viabilidade do BESS.

4.2 SIMULAÇÕES ESTOCÁSTICAS COM MONTE CARLO PARA ARBITRAGEM DE ENERGIA

A abordagem ao problema com simulações de Monte Carlo, apresentou uma mediana de spread bastante superior ao modelo anterior (R\$108,37/MWh) (Figura 3). Embora esses dados reflitam um cenário mais otimista para operações de arbitragem, a análise também indica uma alta volatilidade com desvio-padrão de R\$164,00/MWh. O spread mínimo de apenas R\$0,02/MWh aponta uma operação deficitária que se repete em muitos cenários simulados. A receita fixa necessária para o equilíbrio financeiro neste cenário foi de R\$18,5 milhões mensais, menor portanto que nos cenário anterior, porém com a manutenção elevada da correlação entre a receita fixa e o VPL (0,9986), demonstrando que mesmo cenários estocásticos mais favoráveis podem exigir receitas contratuais consideráveis para mitigar os riscos do negócio.

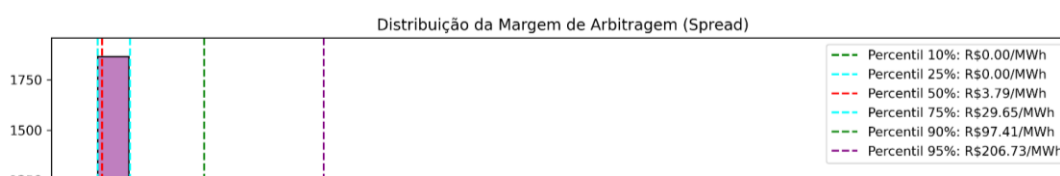


Figura 2 - Histograma com margens de arbitragem de energia do histórico do PLD. Fonte: Autor.

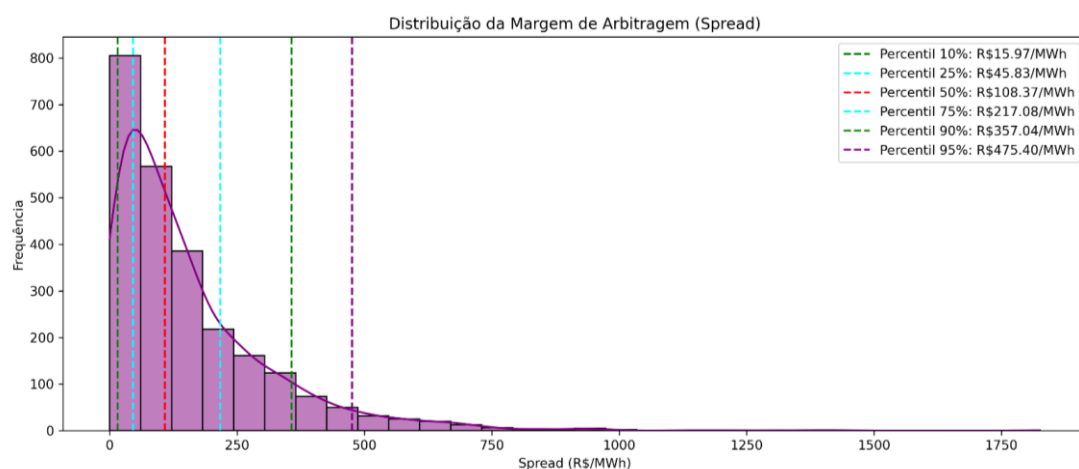


Figura 3 - Histograma com margens de arbitragem de energia - Monte Carlo. Fonte: Autor.

4.3 SIMULAÇÕES ESTOCÁSTICAS PARA PRESTAÇÃO DE SERVIÇO CONTRA-CURTAILMENT

A terceira abordagem considera a prestação de um serviço que mitiga perdas de geração de usinas eólicas sujeitas a restrições de geração impostas por razões energéticas e/ou elétricas não associadas a indisponibilidades externas aos empreendimentos de geração. Esta modalidade permitiria ao operador do BESS comprar energia que seria cortada por necessidades sistêmicas, sem direito a recebimento de constrained-off, a preços mais baixos e negociá-la em momentos de maior demanda com preço valorado.

Nas simulações, este modelo apresentou spreads medianos significativamente superiores (R\$343,38/MWh) (Figura 4), refletindo ganhos potenciais mais elevados. Os ganhos resultantes desta modalidade possibilitam que a receita fixa necessária ao equilíbrio financeiro do empreendimento se reduzisse para R\$ 16,6 milhões/mês, o que evidencia a eficácia econômica do serviço de mitigação de “curtailment” em complementação à receita fixa. Neste caso, os ganhos com o serviço “contra-curtailment” representaram 8,56% da estimativa de lucro do empreendimento em relação à prestação de serviços ancilares - diferentemente dos dois últimos cenários onde a arbitragem de energia apresentou déficit.

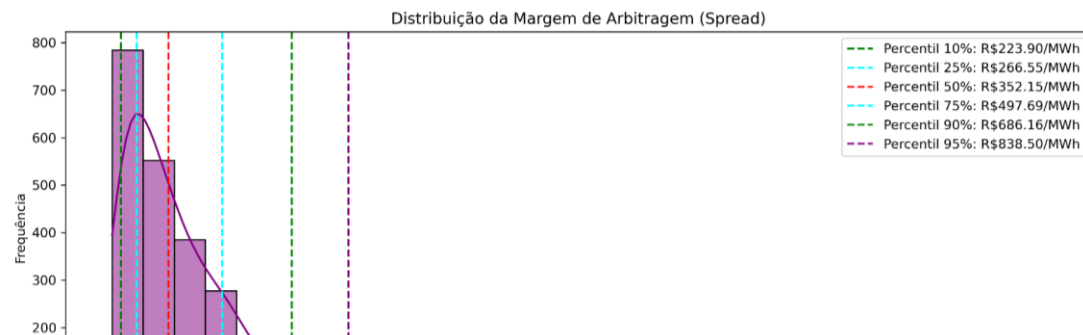


Figura 4 - Histograma com margens de arbitragem de energia - Monte Carlo para serviço “Contra-Curtailment”. Fonte: Autor.

Este dado, no entanto, da mesma forma que potencializa o poder de concorrência no leilão, expõe o investidor a riscos intrínsecos ao fechamento e ao montante dos contratos “contra-curtailment” firmados e de definições normativas ainda inexistentes no setor como, por exemplo, a previsão normativa para apuração apenas da potência líquida (geração eólica - carga do BESS) a ser monitorada na operação em tempo real quando de momentos de solicitação de restrições no despacho feitas pelo ONS.

Outro ponto a destacar é que a correlação entre a receita fixa e o VPL permanece elevada (0,9776) e, embora a correlação entre o spread e o VPL seja positiva (0,2074) e contraste com os demais cenários, a estabilidade e o montante da receita fixa continua sendo o fator mais importante para determinar a viabilidade do projeto.

5.0 CONCLUSÕES

A análise comparativa entre os métodos determinístico e estocástico demonstra que, apesar de perspectivas distintas, ambos apontam para a inviabilidade econômica do projeto aplicado à arbitragem de energia elétrica com os parâmetros atuais. A análise das correlações aponta para a dominância da receita fixa sobre o resultado do VPL (correlação acima de 0,97 nos três casos), reforçando a tese de que o projeto depende fortemente de contratos firmes de venda de energia para garantir sua atratividade econômica.

Os resultados das simulações indicam que, ainda que a simulação de Monte Carlo indique cenários com maior variação (spread) e, portanto, maior retorno financeiro, o projeto mantém-se financeiramente arriscado fora das expectativas da receita fixa. Ambas as modelagens mostraram raras oportunidades de arbitragem economicamente viáveis uma vez que as perdas técnicas do equipamento (11,65%) já tornam sua operação na arbitragem de energia deficitária na maioria dos cenários de preços analisados.

Os ganhos adicionais de receita apontados pelo serviço de “contra-curtailment” dependeriam de variáveis de difícil modelagem e previsibilidade como: os montantes contratados de energia frustrada prevista não compensada (constrained-off) ou outras provenientes de incertezas jurídicas ainda existentes no setor quanto ao tipo de empreendimento. Sendo assim, o serviço “contra-curtailment”, embora apresenta-se como um recurso complementar mais promissor que a arbitragem livre de energia, ainda é insuficiente para assegurar a viabilidade econômica do investimento.

Espera-se que este modelo de negócios torne-se mais atraente à medida que ocorra a redução de preços de implantação dos projetos com BESS, o que reduziria o peso da receita fixa no total de receitas do empreendimento. Desta forma, a implementação de modelos de previsão de preços e de otimização operacional em tempo real pode constituir uma outra abordagem promissora para os BESS principalmente se associados a sistemas de tomada de decisão baseados em aprendizado de máquina. Essas ferramentas

poderiam aprimorar a assertividade das operações de arbitragem, antecipando oportunidades e minimizando perdas em cenários mais adversos.

6.0 BIBLIOGRAFIA

[1] - ONS, Operador Nacional Do Sistema Elétrico. PEN: 2024. Plano da Operação Energética 2024, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relato%CC%81rio%20PEN%202024%20VF.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2025.

[2] - ONS, Operador Nacional Do Sistema Elétrico. Eólica e Fotovoltaica: Evolução da Capacidade Instalada. **Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica e Fotovoltaica**, 2024. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 20 fev. 2025.

[3] - EPE, Empresa De Pesquisa Energética. ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO. **Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência**, 2023. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=c45d63c9-6b53-cdd1-e32f-a7f614c11666&groupId=436859. Acesso em: 17 dez. 2024.

[4] - LEÓN, Ruben Hidalgo; SIGUENZA, Diego; SANCHEZ, Carola; LEÓN, Jonathan; RUIZ, Pablo Jácome; WU, Jinsong; ORTIZ, Diego. A Survey of Battery Energy Storage System (BESS), Applications and Environmental Impacts in Power Systems. **A Survey of Battery Energy Storage System (BESS), Applications and Environmental Impacts in Power Systems**, 2017. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/322322590_A_survey_of_battery_energy_storage_system_BESS_applications_and_environmental_impacts_in_power_systems. Acesso em: 08 jul. 2024.

[5] - SODRÉ, Eduardo. **Exercícios de Negócios em Energia**. Recife: ARNEPy, [s.d.]. Disponível em: <https://www.arnepy.com/exerc%C3%ADcios-de-neg%C3%B3cios-em-energia> Acesso em: 29 jul. 2024.

[6] - COLE, Wesley; KARMAKAR, Akash. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. **National Renewable Energy Laboratory**, 2023. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2024.

[7] - COLTHORPE, Andy. A média das células LFP cai abaixo de US\$ 100/kWh, com os preços das baterias caindo para níveis recordes em 2023. **Energy Storage News**, 2023. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/lfp-cell-average-falls-below-us100-kwh-as-battery-pack-prices-drop-to-record-low-in-2023/>. Acesso em: 12 jan. 2024.

[8] - **Ministério de Minas e Energia**. Portaria GM/MME Nº 812, de 26 de setembro de 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-gm/mme-n-812-de-26-de-setembro-de-2024-586969487> Acesso em: 31 jul. 2024.

[9] - BRASIL. Ministério da Fazenda. **IRPJ (Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas)**. [Brasília]: MF, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/tributos/IRPJ> Acesso em: 30 jul. 2024.

[10] - DO BRASIL, Presidência Da República. DECRETO Nº 4.213, DE 26 DE ABRIL DE 2002. **Diário Oficial da União (DOU)**, 2002. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/d4213.htm. Acesso em: 08 dez. 2024.

[11] - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Aneel. Nota Técnica nº 132/2019-SRG/ANEEL. **ANEEL**, 2019. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=columnn-

[2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=39090&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf). Acesso em: 18 fev. 2025.

[12] - ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.304, de 19 de Dezembro de 2023**. Estabelece os valores das Tarifas de Energia de Otimização – TEO e TEO_{Itaipu}, da Tarifa de Serviços Ancilares – TSA e dos limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20233304ti.pdf>. Acesso em 31 jul. 2024.

[13] - ANEEL, Agência Nacional De Energia Elétrica. RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022. ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em: 08 dez. 2024.

[14] - DE ENERGIA ELÉTRICA, Câmara De Comercialização. PAINEL DE PREÇOS. **Dados históricos PLD horário**, 2025. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/919464/Historico_do_Preco_Horario_-_17_de_abril_de_2018_a_2_de_abril_de_2025.xlsx/f68576ff-b940-0a2c-a7e0-17a1068c8b98?version=1.0&t=1675864330758&download=true. Acesso em: 13 fev. 2025.

DADOS BIOGRÁFICOS

Autor:



Luiz Gustavo de Sousa Duda é Engenheiro Eletrotécnico (Escola Politécnica de Engenharia, Universidade de Pernambuco, 2024) e Técnico em Eletrotécnica (CEFET-PE, 1997), com 29 anos de ampla experiência em manutenção de equipamentos, manutenção de redes elétricas e operação de sistemas de potência. Desenvolveu diversas ferramentas para treinamento e apoio à operação em sistemas elétricos, incluindo a primeira versão do sistema GERDIN (Gerenciador de Restrições e Despacho de Fontes Intermitentes), apresentado no 10º Seminário Nacional de Operadores de Sistemas de Potência e Instalações Elétricas (SENOP, 2021). Esse trabalho serviu de base para a plataforma GERDIN/SINapse do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que realiza o gerenciamento e controle de toda a geração eólica e fotovoltaica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil. Atualmente, atua como Engenheiro de Operação no ONS.

Co-autores:

Eduardo de Aguiar Sodré tem experiência na área de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Trabalhou na Eletrobrás Chesf e na Neoenergia Pernambuco, tendo executado trabalhos de engenharia na área de energias renováveis, regulação da geração e hidrogênio. Realizou também vários trabalhos nas áreas de planejamento da expansão da transmissão e expansão da geração. É professor da POLI - UPE desde 2008. Possui Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2006 (CAPES 7) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina em 1996 (CAPES 6). Site pessoal: eduardo-sodre.eng.br. Site profissional: arnepy.com.

Heitor Araújo Nunes é graduado em Engenharia Elétrica-Eletrotécnica pela Universidade de Pernambuco (UPE) em 2024. Esteve envolvido em vários projetos de monitoria acadêmica na respectiva instituição onde estagiou no Laboratório de Eletrotécnica. Atualmente cursa o mestrado de Engenharia de Sistemas na Universidade de Pernambuco (UPE), no qual tem se dedicado à pesquisa na área de planejamentos de sistemas elétricos, utilizando inteligência artificial e modelagens matemáticas. Também são áreas de interesse: auditoria energética, tarifação de energia, eficiência energética e operação de sistemas elétricos.

Flávio Guimarães Lins é Engenheiro Eletricista, graduado pela Escola Politécnica da Universidade de Pernambuco, com especialização em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Pernambuco, e Master Business Administration pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS desde 1999, onde gerencia a Equipe de Operação em Tempo Real do Centro Regional de Operação Nordeste – COSR-NE.

Roberto Feliciano Dias Filho é professor adjunto de Engenharia Elétrica na UPE, atuante nas áreas de recursos energéticos distribuídos, sistemas de armazenamento, H2V, proteção e automação de sistemas elétricos. Possui experiência em modelagem e simulação computacional para estudos de regime permanente, dinâmico, transitórios eletromagnéticos, curto-circuito, coordenação e seletividade de proteção. Também é engenheiro eletricista na Clean Horizon, com experiência em análise técnica de sistemas de armazenamento e integração com fontes renováveis em sistemas elétricos, além de projeto e análise de sistemas de proteção e controle de redes e microrredes com Recursos Energéticos Distribuídos.