

GRUPO DE ESTUDO GES

Análise de Viabilidade e Dimensionamento de Sistemas de Armazenamento de Energia para Mitigação de *Constrained-off* em Parques Eólicos: Um Estudo de Caso no Conjunto Eólico Trairí

Marcella Pinheiro Lazar, Cristiane Pereira da Silva, Renata Cristina Rayol Braga de Oliveira, Gustavo Pires da Ponte
Universidade de Fortaleza

RESUMO

O *constrained-off* é um desafio significativo enfrentado por parques eólicos, onde a geração de energia é restringida devido a limitações na capacidade de transmissão ou demanda do sistema. Esta restrição resulta em perdas econômicas e ineficiências operacionais, representando um obstáculo para a plena utilização do potencial de energia renovável. Uma solução promissora para mitigar este problema é o armazenamento da energia excedente em sistemas de baterias, permitindo sua injeção na rede em momentos de baixa geração e ausência de restrições nas linhas de transmissão.

Este estudo analisa a viabilidade e o dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) para o Conjunto Eólico Trairí, localizado no Ceará, Brasil. Com uma capacidade instalada de 212,6 MW, dividida em 8 parques eólicos, este complexo eólico serve como um caso de estudo representativo para avaliar o potencial de integração de sistemas de armazenamento em parques eólicos de grande escala.

A análise de viabilidade econômica comparou os custos de implementação e operação do sistema BESS com as perdas econômicas decorrentes do *constrained-off*. Embora os resultados indiquem que a solução proposta ainda enfrenta desafios em termos de competitividade econômica direta, o estudo destaca benefícios adicionais que podem melhorar sua viabilidade. Concluindo, este estudo oferece uma perspectiva abrangente sobre o potencial e os desafios da integração de sistemas de armazenamento de energia em parques eólicos para mitigação de *constrained-off*. Embora os resultados apontem para desafios econômicos atuais, o trabalho estabelece uma base para futuras pesquisas e desenvolvimentos nesta área crítica para a transição energética.

PALAVRAS-CHAVE

Armazenamento de Energia, Energia Eólica, *constrained-off*, Baterias (BESS), Viabilidade Econômica.

1.0 INTRODUÇÃO

As tecnologias de armazenamento de energia permitem maior eficiência na operação dos sistemas elétricos, maior confiabilidade e qualidade no fornecimento da energia, maior capacidade de recuperação em casos de falta, melhor integração de fontes renováveis intermitentes e aumento do nível de cogeração. Dessa forma, já existem tecnologias maduras para essa finalidade, no entanto, grande parte ainda está em estágio de desenvolvimento.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia resulta em benefícios para os diferentes níveis da rede elétrica: geração, transmissão e distribuição, incluindo também os consumidores. Quando se trata de geração, é viabilizada a redução do preço da eletricidade visto que a compra e a venda de energia podem ser planejadas de modo que seja reduzida a necessidade de geração direta em períodos com custo maior.

Sabe-se que os operadores da rede utilizam serviços de regulação de frequência e controle de tensão para manter a estabilidade do sistema mesmo na ocorrência de variações de demanda. Os elementos armazenadores de energia apresentam vantagens em relação a métodos convencionais, visto que têm como característica tempo de inicialização mais rápido que os convencionais. Tanto a transmissão quanto o consumidor final também podem se beneficiar principalmente no que se refere aos picos de potência demandada pela carga conectada, tendo em vista que é possível carregar e descarregar os elementos armazenadores conforme a necessidade.

2.0 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As tecnologias aplicadas no armazenamento de energia são classificadas de acordo com o modo da conversão de energia. Os Sistemas de Armazenamento de Energia podem ser classificados quanto às tecnologias de armazenamento: mecânicos, eletroquímicos, químicos, elétricos ou térmicos, conforme apresentado na Figura 1.

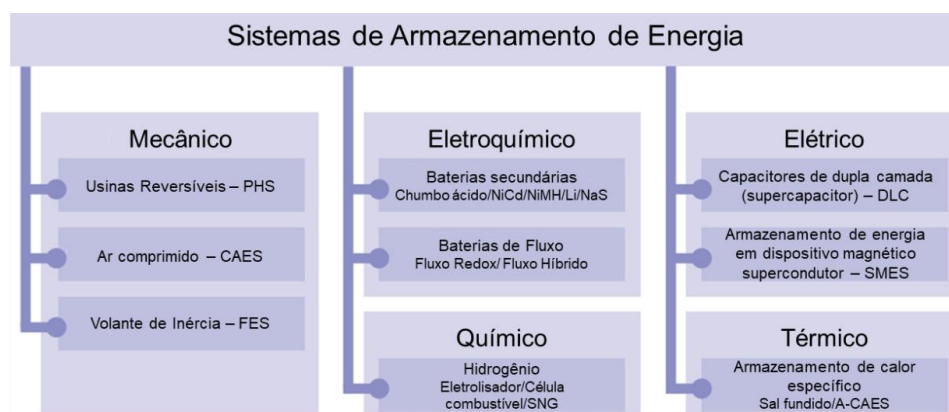


Figura 1 - Classificação dos Sistemas de Armazenamentos de Energia [1].

Quanto a aplicação, podem ser classificados em [1]:

- Classe A: aplicação de curta duração cuja operação requer que o sistema EES injete ou absorva a potência requerida durante um ciclo de trabalho por um curto período de tempo;
- Classe B: aplicação de longa duração cuja operação requer que o sistema EES injete ou absorva a potência requerida durante um ciclo de trabalho por um longo período de tempo;

- Classe C: o sistema EES é usado para fornecer energia CA à rede de energia elétrica em caso de emergência, sem depender de uma fonte externa.

Segundo a EPE [7], o armazenamento baseado em bancos de baterias apresenta uma vasta gama de aplicações no sistema elétrico brasileiro:

- Atendimento a cargas emergenciais e de ponta: atuar como fonte de geração não previamente planejada atendendo a algum acidente ou falha no suprimento;
- Redução da demanda máxima e autossuficiência (consumidor): servir como fonte de geração para reduzir a demanda máxima contratada ou demanda de ultrapassagem de consumidores pertencentes ao grupo A. Também serve como fonte de backup;
- Associação com unidades de geração: estabilização da geração no curto prazo ou fornecimento de serviços que a fonte geradora sozinha não seria capaz de atender;
- Arbitragem de energia: aplicação para comprar energia nos momentos em que há abundância de energia no sistema, com preços mais baixos, e revendê-la nos momentos de escassez;
- Alternativa à expansão do sistema de transmissão: aplicação para alívio de sobrecarga em sistemas de transmissão quando há necessidade de suprimentos esporádicos;
- Mitigação de restrições elétricas no curto prazo: garantir a segurança elétrica do sistema, em caráter emergencial, até a entrada em operação de soluções estruturais de transmissão;
- Prestação de serviços ancilares: atuar como controle de tensão, auto restabelecimento de unidades geradoras e participação em Sistemas Especiais de Proteção (SEP).
- Sistemas isolados: servir como fonte de energia em sistemas isolados e regiões remotas, principalmente na integração com fontes de energias já existentes.

Principais Tecnologias de Baterias

Entre as diversas tecnologias já estabelecidas no mercado, as consideradas mais importantes são as baterias de chumbo-ácido (PbA), níquelcádmio (NiCd), níquelhidreto metálico (Ni-MH), íon lítio (Li-íon), metal-ar, sódio-enxofre e de fluxo [3] [4] [12]. Neste trabalho destacamos as de chumbo-ácido, íon de lítio e de fluxo, informações mais detalhadas sobre todas elas podem ser encontradas em [3] [4] [5] [8] [9] [10] [12].

Bateria de Chumbo Ácido

As baterias de chumbo-ácido são uma das formas de armazenamento de energia elétrica mais antigas e mais utilizadas. Principais características: baixo custo e eficiência relativamente alta, porém, estas têm baixa vida útil e desempenho reduzido em temperaturas elevadas [3]; Tecnologia, cuja maturidade consiste em sua maior vantagem, como completamente desenvolvida (Technology Readiness Level, TRL = 9) [12].

Bateria de Íon de Lítio

A designação desse tipo de bateria ocorre geralmente de acordo com a composição química do cátodo, de modo que comercialmente são encontradas principalmente baterias de óxido de cobalto de lítio (LCO), fosfato de ferro de lítio (LFP), óxido de manganês de lítio (LMO), óxido de cobalto, níquel, manganês e lítio (NMC), óxido de alumínio de cobalto-níquel-lítio (NCA), e óxido de titanato de lítio (LTO). Além dessas, estão em desenvolvimento pesquisas com novas combinações de materiais, entre os quais podem ser destacadas as tecnologias de Li-O₂, lítio-enxofre, lítio-metal, que podem alcançar altos valores de densidade energética. A Tabela 1

apresenta uma comparação entre essas tecnologias. Elas têm maior durabilidade de carga, menor quantidade de substâncias utilizadas em sua composição e menor ocorrência do efeito memória. [3] [12].

Tipo	LCO	LNO	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
Eletrodo positivo	LiCoO ₂	LiNiO ₂	Li(Ni _{0,85} Co _{0,05} Al _{0,09})O ₂	Li(Ni _{0,33} Mn _{0,33} Co _{0,33})O ₂	LiMn ₂ O ₄	LiFePO ₄	LMO, NCA
Eletrodo negativo	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Grafite	Li ₄ Ti ₅ O ₁₂
Tensão de célula (V)	3,7	3,2-4,2	3,7	3,7	3,8	4,2	2,3-2,5
Energia específica	90-180	150	140	<180	160	80-120	70-85
Ciclo de vida	~1000	>300	500	1000-2000	>1000	1000-2000	3000-7000
Carga (C)	0,7-1	0,7-1	0,7	0,7-1	0,7-1	1	1
Descarga (C)	1	1	1	1	1	1	10
Ano	Desde 1991	Desde 1996	Desde 1999	Desde 2008	Desde 1996	Desde 1993	Desde 2008
Aplicações							
Pequenos dispositivos móveis	X						
Veículos elétricos			X	X	X	X	X
Rede elétrica			X	X	X	X	X
Produtores	Sanyo, SDI, LG Chem, BAK, Panasonic, Sony, Lishen, Maxell, ATL, BYD	Saft, Johnson Control, Panasonic, American Lithium, Samsung SDI	Panasonic, Sony, SDI, Sanyo, SAFT	SDI, Sanyo, LG, Sony, Lishen, Panasonic, Kokam, NEC	LG Chem, Sanyo, LG, Sony, Lishen, BYS, SDI, NEC, Maxell	BYD, A123, Lishen, Sony, SDI, LG, and others	Toshiba, Altairano, Enerdel

Tabela 1 - Comparação entre tecnologias de bateria de íon-lítio [3].

Baterias de Fluxo

Elas são altamente flexíveis e podem ser facilmente adaptadas para diversas aplicações em virtude da sua capacidade de energia possibilitar ser aumentada incrementando o volume ou a concentração de eletrólitos. São também uma boa alternativa para aplicações onde a duração de descarga requerida é de dezenas de horas, chegando em alguns casos ser economicamente mais viável que as baterias convencionais, isso se deve ao fato de que o custo dos compostos (principalmente zinco e sódio) utilizados para a fabricação da bateria possuem um custo relativamente baixo. Existem ainda questões ambientais que devem ser observadas, pois os compostos ácidos utilizados nos eletrólitos são tóxicos e necessitam de cuidados especiais tanto na operação, quanto no descarte ao fim da vida útil. Nelas, o meio de armazenamento e a célula de reação estão dispostos separadamente em uma ou mais espécies eletroquímicas dissolvidas em um fluido eletrolítico [3] [4] [12].

3.0 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste estudo envolveu uma análise histórica do *constrained-off* aplicado ao Complexo Eólico Trairí, a partir de dados públicos e registros de geração do sistema. Foram avaliados diferentes cenários de dimensionamento do sistema de armazenamento de energia com baterias (BESS), considerando tanto o comportamento recorrente dos cortes de geração quanto as projeções de degradação e vida útil dos equipamentos. A estratégia incluiu a comparação de alternativas voltadas à maximização da eficiência técnica e econômica, com estudos de viabilidade fundamentados em parâmetros operacionais da usina, custos de implementação e o potencial de mitigação de perdas financeiras. Além disso, a metodologia contemplou uma análise de sensibilidade para múltiplos cenários operacionais e mercadológicos, incluindo diferentes níveis de cobertura das restrições e possíveis receitas adicionais provenientes de oportunidades de comercialização de energia. O objetivo foi propor uma solução técnica robusta e orientada à realidade do parque eólico, oferecendo embasamento para decisões estratégicas de investimento e operação.

3.1 DIMENSIONAMENTO

Para os estudos foi selecionado o Conjunto Eólico Trairí, localizado no município do Trairí, litoral do Ceará, de projeto totalmente desenvolvido e operado pela empresa ENGIE. O conjunto é composto atualmente por 8 parques com 86 aerogeradores distribuídos entre eles, totalizando 212,6 MW de capacidade instalada e 102,3 MW médios de garantia física para comercialização. Os parques que o compõem são o Fleixeiras I (30,0 MW), Guajirú (30,0 MW), Mundaú (30,0 MW) e Trairi (25,4 MW), concluídos em 2014 e autorizado para operar comercialmente até 2041; Cacimbas (18,9 MW), Estrela (29,7 MW), Ouro Verde (29,7 MW) e Santa Mônica (18,9 MW), que entraram em operação comercial em 2017 e estão autorizados para operar até 2045 [6].

Para o dimensionamento da carga a ser armazenada, primeiramente foi avaliado o comportamento histórico do *constrained-off* aplicado a essa usina, disponibilizado na plataforma de dados abertos do ONS¹, no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2024. O perfil diário médio e máximo do corte e da geração está apresentado na Figura 2, bem como o desvio padrão do corte.

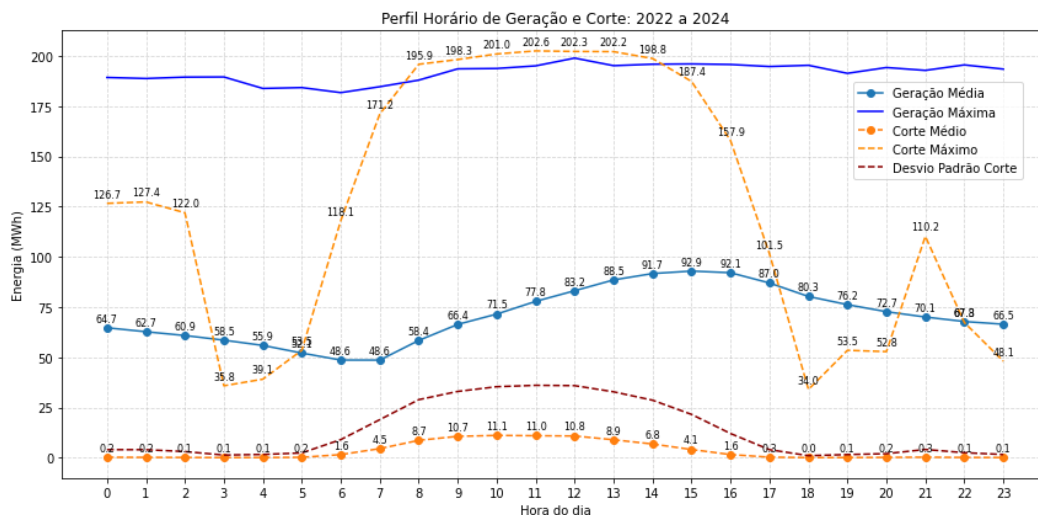


Figura 2 - Perfil diário médio de geração e corte para o Conjunto Eólico Trairí no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2024. Fonte: Elaborado pelas autoras.

Percebe-se que as situações de *constrained-off* ocorreram com maior intensidade durante o dia, enquanto que no período noturno, o corte foi menor. O histórico da usina mostra que o maior corte chega a 202.6 MW às 12h, que corrobora com o pico de geração das usinas solares. Avaliando o histograma de corte durante o período definido de 3 anos, apresentado na Figura 3, para atender pouco mais de 80% das ocorrências de *constrained-off* desse período, uma capacidade de 132 MW seria suficiente. Entretanto, pensando na operação realista da bateria, deve-se considerar que há uma degradação da sua capacidade de armazenamento. Adotando valores de mercado de degradação de 1.5% por ano e considerando que ela deveria durar 27 anos, aplicando a fórmula de decaimento exponencial, temos:

¹ [2] https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_coff_eolica_usi

Onde:

$$P(t) = P_0 * (1 - r)^t$$

- P(t) é a potência após t anos
- P₀ é a potência inicial (o que queremos descobrir)
- r é a taxa de degradação anual
- t é o número de anos

Temos que P₀ seria 178 MW para chegar até 27 anos atendendo a no mínimo 80% da geração cortada. Tendo em vista os custos elevados das baterias, a solução viável seria manter o dimensionamento de 140 MW, que após 27 anos teria 93 MW, ou seja, conseguiríamos atender uma faixa de 80% a 60% das perdas por *constrained-off*, supondo que essa distribuição se mantenha no futuro.

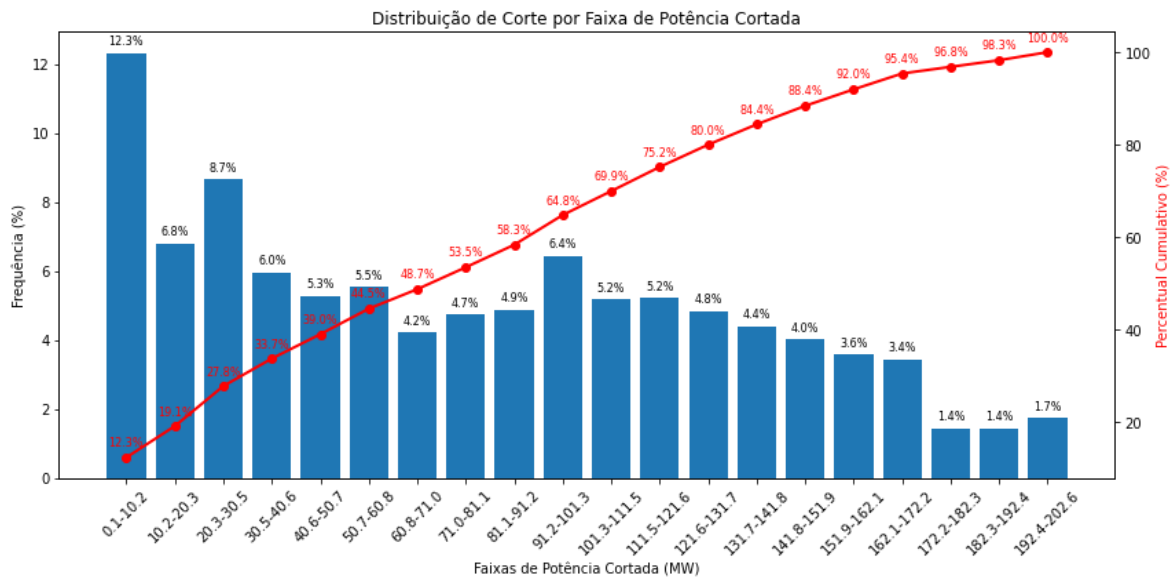


Figura 3 - Histograma das ocorrências de geração limitada no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2024. Fonte: Elaborado pelas autoras.

O volume total de carga a ser armazenada vai definir quantas unidades de BESS (Battery Energy Storage System) serão necessárias para supri-la. Deste modo, a escolha deste equipamento é essencial para o impacto dos custos do sistema. O BESS é customizável e geralmente montado em containers modulares, assim, neste trabalho, para fins de dimensionamento, foi utilizado como referência o conjunto comercializado pela fabricante Samsung, de capacidade 4,8 MWh [11], utilizando container o tamanho padrão 40 pés (12 metros).

$$E_{EF} = \frac{E_N}{DoD * \eta} = \frac{4,8}{0,95 * 0,95} = 5,32MWh$$

Onde:

- E_N = Capacidade nominal de cada unidade do BESS em MWh;
- DoD = Profundidade de descarga (adotado 95% para baterias de íon-lítio que pode variar de 80% a 100% [9]);
- η = Eficiência (adotado 95% para baterias de íon-lítio que pode variar de 92% a 96% [9]);
- E_{EF} = Capacidade efetiva de cada unidade do BESS.

Considerando que este BESS seja montado utilizando baterias modulares instaladas em rack com as características abaixo [11]:

- Marca e Módulo de referência: Samsung – módulo M8994 E2;
- Tecnologia: células prismáticas de íons de lítio;
- Tensão Nominal por rack (V_N): 893 V (valor comercial adotado 1.000 V);
- Tensão Operacional por módulo (V_{BAT}): 76,8~99,6 V;
- Tensão Operacional por rack (V_R): 768~996 V;
- Arranjo: 10 módulos (cada um formado por 24 células em série) em série e 2 circuitos em paralelo (240S2P);
- Capacidade da Célula (C_{BAT}): 94 Ah;
- Capacidade do Rack (C_R): 188 Ah.

Adotando como tensão de saída do container a máxima operacional de cada rack, se tem que a quantidade de racks a serem conectadas em um circuito série deve ser:

$$N^{\circ} RACKS \text{ SÉRIE/CIRCUITO} = \frac{V_{saída\ cont}}{V_R} = \frac{996}{996} = 1 \text{ UND.}$$

E para o número de circuitos paralelos se tem que:

$$C_{CONT} = \frac{E_{EF}}{V_{saída\ cont}} = \frac{5,32M}{996} = 5,34kAh \quad N^{\circ} CIRC. PARAL. = \frac{C_{CONT}}{C_R} = \frac{5,34k}{188} = 29 \text{ CIRC.}$$

Para cada rack:

$$N^{\circ} MÓD./CIRC. = \frac{V_R}{V_{BAT}} = \frac{996}{99,6} = 10 \text{ UND.} \quad N^{\circ} CIRC. PARAL. = \frac{C_R}{C_{BAT}} = \frac{188}{94} = 2$$

O total de racks que formará o banco de cada container será $1 \times 29 = 29$ unidades. Enquanto cada rack terá 20 módulos, deste modo, cada container terá um total de 580 módulos.

Para a definição do número de unidades de BESS necessárias ao armazenamento proposto se estabeleceu que o sistema deveria ter uma autonomia de, no mínimo, 4 horas. Deste modo:

Onde:

$$P = \frac{E_N}{h} = \frac{4,8}{4} = 1,2MW$$

- P = Carga instalada em cada unidade do BESS em MW;
- E_N = Capacidade nominal da unidade do BESS em MWh;
- h = autonomia desejada em horas.

Logo, para atender o sistema proposto de 140 MW, o BESS seria composto por 117 containers, contendo um contingente total de 67.860 módulos de baterias íon-lítio. Este cálculo é uma aproximação generalista, com objetivo de prover uma quantificação preliminar a ser considerada em estimativas iniciais de custos, que pode e deve ser refinada para as características e condições de cada usina que compõe o complexo.

4.0 RESULTADOS

Tomando como base o histórico do PLD nesse período, disponibilizado pela CCEE², no período estudado de 3 anos, o prejuízo causado por *constrained-off* foi de R\$18.276.832,82. Ao avaliar

² Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-consulta-de-dados-historicos-do-pld-esta-disponivel-no-portal-com-gerador-de-planilha>

a variação do perfil médio do prejuízo ao longo dos anos estudados, apresentado na Figura 4, fica evidente o aumento expressivo do corte no ano de 2024.

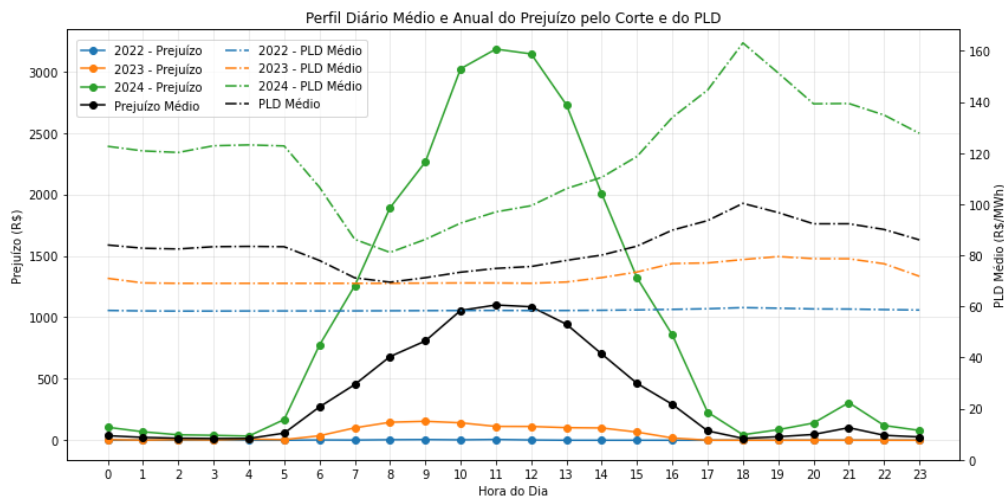


Figura 4 - Perfil médio do custo da geração limitada e perfil de variação média do PLD no período de janeiro a setembro de 2024. Fonte: Elaborado pelas autoras.

Aumentando a granularidade da análise na Figura 5, percebe-se o impacto do corte após agosto de 2023, em decorrência das restrições aplicadas pelo ONS após o apagão como medida preventiva para evitar sobrecarga nas linhas de transmissão.

Com base em cotação feita no segundo semestre de 2024, o custo do sistema de armazenamento com tecnologia de íons de Lítio de 1 MW é de 8 milhões de reais. Logo, para o sistema que dimensionamos, o valor seria de aproximadamente 1 bilhão de reais. Para o problema em questão, a usina teria que ter um prejuízo por *constrained-off* de 108,2 milhões de reais por ano, durante 27 anos (tempo de operação comercial previsto para o parque), com uma taxa de retorno de 10%, para justificar o investimento de 1.12 bilhões de reais na solução de armazenamento proposta.

Estudos mostram que na última década o preço da tecnologia de baterias íon-lítio caiu 80%. Projeta-se que os custos de baterias com tecnologia íon de Lítio reduzirá por volta de 50% até 2030, apesar dos recentes picos nos preços dos metais, chegando a menos de 75 US\$/kWh a nível de célula. [13]

Para um segundo cenário, em que se deseja atender até 51 MW ao final dos 27 anos, equivalente a 40% das ocorrências de *constrained-off*, o BESS deve ser dimensionado para 77 MW, custando R\$616 milhões. Aplicando uma redução de 50% no custo, o investimento seria de R\$308 milhões. Admitindo uma taxa de retorno de 8% e mantendo os 27 anos, o prejuízo anual deveria ser de 28,2 milhões de reais.

Avaliando ainda um terceiro cenário, no qual adicionaria ao cenário anterior uma receita adicional de R\$20/MWh por vender a energia em horário de PLD superior, a receita adicional seria: $77 \text{ MW} * 4\text{h} * 20 \text{ R\$/MWh} = \text{R}\$6.160,00$ por ciclo. Admitindo um ciclo de carga e descarga por dia, no ano a receita adicional seria de R\$2.248.400,00. Nesse caso, o prejuízo anual deveria ser de $28,2 - 2,25 = 25,75$ milhões de reais para valer a pena o investimento no sistema de armazenamento proposto. Destaca-se que a modelagem da bateria foi pensada para reduzir as perdas do empreendimento eólico e não como um projeto separado, por esse motivo a receita adicional considerou apenas o delta do custo de 20 reais e não o preço cheio.

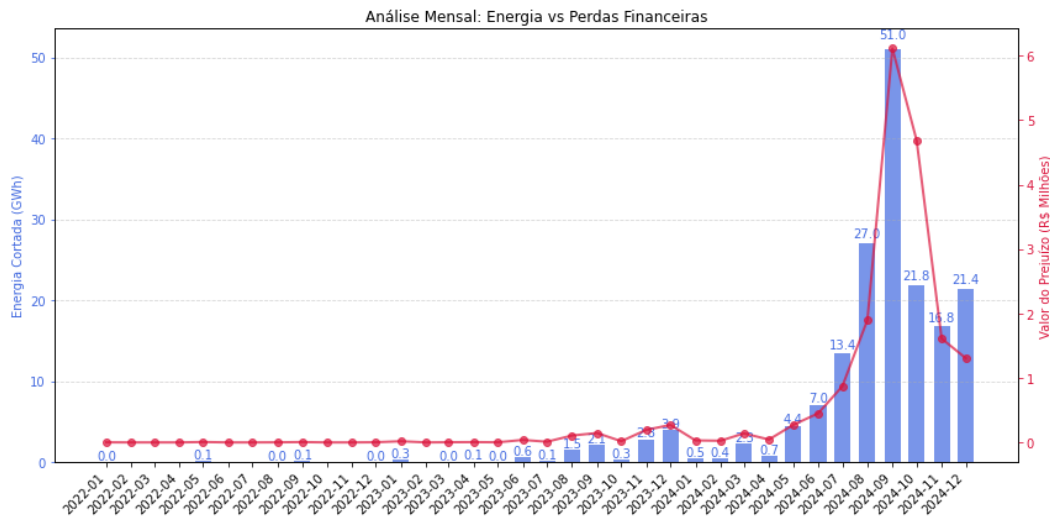


Figura 5 - Análise mensal do corte e perdas financeiras no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2024. Fonte: Elaborado pelas autoras.

5.0 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs a modelagem do uso de baterias em sistemas integrados a parques eólicos, focando no gerenciamento de energia ao mitigar a intermitência inerente à geração eólica. Para o operador do sistema, a garantia de uma energia firme não só ajuda a mitigar problemas de previsão de curto prazo, mas também diminui a ocorrência de déficits de potência despachada em relação à demanda.

Apesar de atualmente não ser a solução mais econômica, a criação de estratégias comerciais, como contratos de longo prazo e participação em mercados de capacidade, pode assegurar uma receita estável, bem como a otimização do uso da capacidade de transmissão contratada (MUST). Ao longo dos 27 anos de operação da usina em estudo, é fundamental implementar uma manutenção rigorosa e atualizações tecnológicas que reduzam custos operacionais e maximizem a geração. Também é essencial realizar uma análise constante do mercado para otimizar as vendas de energia em períodos mais lucrativos, ajustar o dimensionamento do BESS considerando contratos específicos e buscar incentivos governamentais, com o objetivo de melhorar o retorno sobre o investimento e assegurar a viabilidade econômica do projeto.

6.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 62933-2-1 Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (EESS) Parte 2-1: Parâmetros da unidade e métodos de ensaio – Especificação geral. Rio de Janeiro, 2023. 45 p.
- [2] BRASIL. Operador Nacional do Sistema. Dados de Restrição de Operação por Constrained-off de Usinas Eólicas. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/restricao_coff_eolica_usi> Acesso em: 05 out. 2024.
- [3] CANTANE, D. A.; Hideo, O.; Junior, A. Tecnologias de Armazenamento de Energia Aplicadas ao Setor Elétrico Brasileiro. SCIENZA ed. São Carlos/SP. 2020.
- [4] COLLIS, Leonardo Piazzon. Armazenamento de Energia Elétrica: Estudo de viabilidade das tecnologias disponíveis para aplicação em larga e baixa escalas integrados à sistemas de geração de energia renovável. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.
- [5] DE SOUSA JUNIOR, Elizaldo Severino. Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias: Histórico, Aplicações e Desafios. DEE–Departamento de Engenharia Elétrica-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2023.

- [6] ENGIE. Conjunto Eólico Trairi. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/usinas/conjunto-eolico-trairi/>> Acesso em: 08 out. 2024.
- [7] EPE. Sistemas de Armazenamento em Baterias: Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, p. 36, 2019.
- [8] GREENER. Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento de Energia no Brasil 2021. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-do-mercado-de-armazenamento-de-energia-no-brasil-2021/>> Acesso em: 10 out. 2024.
- [9] IRENA. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency - IRENA, 2017.
- [10] ROSSI, Victor Soares. Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias: Levantamento de Estado da Arte Tecnológico, Aplicações e Desafios. DEE–Departamento de Engenharia Elétrica-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2023.
- [11] SAMSUNG SDI. Smart Battery Systems for Energy Storage. Disponível em:<https://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung%20SDI%20brochure_EN.pdf> Acesso em: 18 dez. 2024.
- [12] SIMÕES-MOREIRA, J. R. Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1 ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.
- [13] ORANGI, S., Manjong, N., Perez Clos, D., Usai, L., Burheim, O. S., & Strømman, A. H. (2024). Historical and prospective lithium-ion battery cost trajectories from a bottom-up production modeling perspective. *Journal of Energy Storage*, 76, 109800. ISSN 2352-152X. Disponível em: www.sciencedirect.com. Acesso em: 10/04/2025.

DADOS BIOGRÁFICOS



Marcella Pinheiro Lazar – graduada em Engenharia Eletrônica (2018) e Engenharia Elétrica (2019) pela Universidade de Fortaleza. Após a graduação, trabalhou por 2 anos com detecção de anomalias em dados de medição de recursos eólicos e solares utilizando aprendizado de máquina na Casa dos Ventos, onde atualmente atua com modelagem de recurso eólico e engenharia de projetos eólicos na fase de desenvolvimento.

Cristiane Pereira da Silva – engenheira eletricista, graduada pela Universidade Federal do Ceará, com pós-graduação em Gerenciamento de Projetos e Segurança do Trabalho pela Universidade Estácio de Sá e pós-graduação em andamento em Mercado de Energia pela Universidade de Fortaleza. Com experiência de 13 anos em projeto, construção e manutenção de sistemas elétricos.

Renata Cristina Rayol Braga de Oliveira – graduada em engenharia mecânica com ênfase em produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), com pós-graduação em gestão empresarial pelo IAG Management - PUC/RJ e pós-graduação em andamento em Mercado de Energia pela Universidade de Fortaleza. Experiência de 13 anos na área de transmissão e operação do SIN.

Gustavo Ponte – tem 16 anos de experiência em planejamento energético e é Consultor Técnico da Superintendência de Geração de Energia da EPE, liderando os estudos sobre as diferentes tecnologias de geração e armazenamento. É doutorando pela USP, mestre em Engenharia Urbana e Ambiental pela PUC-Rio e Universidade de Braunschweig, Engenheiro Mecânico de formação pela Universidade de Brasília (UnB) e tem pós-graduações em Gestão Pública (ENAP) e Engenharia de Tubulações (PUC-Rio).