

Avaliação Econômica de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias no Brasil: Uma Abordagem Baseada em LCOS, Simulação de Monte Carlo e Análise de Cenários

Lucas de Almeida Fiuza de Melo

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Produção, da
Escola Politécnica da Universidade de São Paulo,
como requisito parcial para obtenção do título de Grau Acadêmico.

Orientador: João Marcelo Leal Gomes Leite

**São Paulo
2025**

Agradecimentos

A minha mãe, Franceli, professora da educação básica há mais de trinta anos e meu pai, Raul Fiuza, por sempre me incentivarem e apoiarem na minha vida acadêmica.

Aos meus avós Maria Margarida e Fernando, que são modelos que me inspiram e motivam pelo exemplo como profissionais e na academia.

A toda minha família por sempre estar presente para dar suporte emocional e apoio em diversos momentos da minha trajetória. Aos meus amigos e colegas de sala Daniel Scaramelli, Leoni Pazin, Marcel Jun, Roberto Neto, Samuel Sulzer e Vitor Gonçalves, por dividirem experiências e trabalhos ao longo dos anos de graduação, que muito me ajudaram não apenas academicamente como no dia a dia durante estes cinco anos.

Aos colegas de Poli Finance que proporcionaram diversas experiências extra curriculares, com quem passei incontáveis horas de trabalho e estudos que praticamente se igualam a uma outra graduação, em especial para Miguel Figueiras e Leonardo Farinha

Ao professor João Marcelo Leal Gomes Leite, por auxiliar no desenvolvimento do presente trabalho.

A todos professores que fizeram parte do meu caminho de graduação na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Resumo

Este trabalho busca avaliar a viabilidade econômica da aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (Battery Energy Storage System - BESS) para arbitragem energética em escala sistêmica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Adota-se como tecnologia de referência as baterias de íons de lítio, dadas sua maturidade e escalabilidade no contexto brasileiro. A metodologia envolve a construção de um modelo de simulação estocástica do tipo Monte Carlo e análise de cenários, que incorpora as principais incertezas de mercado — como preços de energia, ciclos de carga e descarga e degradação do ativo — e avalia o Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) sob diferentes cenários tarifários e regulatórios.

Palavras-chave: Sistemas de Armazenamento de Energia; Avaliação de Viabilidade Econômica; Custo Nivelado de Armazenamento; Modelagem Estocástica;

Abstract

This study aims to assess the economic viability of applying Battery Energy Storage Systems (BESS) for energy arbitrage on a systemic scale within the Brazilian National Interconnected System (SIN). Lithium-ion batteries are adopted as the reference technology due to their maturity and scalability in the Brazilian context. The methodology involves the development of a stochastic Monte Carlo simulation model that incorporates key market uncertainties — such as energy prices, charge and discharge cycles, and asset degradation — and evaluates the Levelized Cost of Storage (LCOS) under different tariff and regulatory scenarios.

Keywords: Energy Storage Systems; Economic Feasibility Assessment; Levelized Cost of Storage; Stochastic Modeling.

SUMÁRIO

Lista de Ilustrações	9
1. Introdução	10
1.1. Definição de Termos	10
1.2. Motivação	10
1.3. Problema e Objetivo	12
1.4. Relevância	13
1.5. Delimitação	13
2. Setor de Energia no Brasil	15
2.1. Panorama do Sistema Energético no Brasil	15
2.1.1. Matriz Energética Total	15
2.1.2. Matriz de Energia Elétrica	19
2.2. Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro	20
2.3. Tendências Futuras para o Setor Elétrico Brasileiro	22
2.3.1. Projeções de demanda de energia elétrica	22
2.3.2. Expansão da oferta de geração	23
2.3.3. Expansão da oferta de geração distribuída	23
2.3.4. Transição energética e descarbonização	23
2.4. Desafios e Oportunidades no Setor Elétrico Brasileiro	24
2.4.1. Desafios da expansão e da operação	24
2.4.2. Oportunidades para soluções inovadoras	25
2.4.3. O potencial das baterias no contexto brasileiro	25
2.5 Experiências internacionais sobre os efeitos da expansão das fontes renováveis	26

2.5.1. Transformação dos mercados elétricos globais	26
2.5.2. Volatilidade, preços negativos e o valor da flexibilidade	27
2.5.3. Compreensão causal e lições para o Brasil	30
2.6. Panorama das Tecnologias de Armazenamento de Energia	31
2.6.1. Armazenamento Mecânico	31
2.6.2. Armazenamento Químico	32
2.6.3. Armazenamento Eletroquímico	32
2.6.4. Armazenamento Térmico	33
2.7. Battery Energy Storage Systems (BESS)	33
2.7.1. Tipos de baterias utilizadas no BESS	33
2.7.2. Operacionalização de BESS	34
3. Revisão Bibliográfica	36
3.1. Valor Presente Líquido (VPL)	36
3.2.1 Fórmula geral	36
3.2.2. Etapas de cálculo	37
3.2.3. Interpretação econômica	37
3.2.4. Análise de sensibilidade	37
3.2.5. Vantagens e limitações	38
3.2. Taxa de desconto e custo de capital (WACC)	38
3.3.1. Estimativa do custo do capital próprio	39
3.3.2. Estimativa do custo da dívida	39
3.3.3 Considerações práticas	39
3.3. Levelized Cost of Storage (LCOS)	40
3.4.1. Definição do Levelized Cost of Energy (LCOE)	40
3.4.2. Definição do Levelized Cost of Storage (LCOS)	41
3.4.3. Cálculo do LCOS	42

3.4.3.1 Remuneração por Armazenamento de Energia	43
3.4.3.2 Remuneração por Energia e Potência	44
3.4.3.3 Remuneração por Anuidade	45
3.4.3. Vantagens e limitações	46
3.4. Simulação de Monte Carlo	48
3.5.1. Fundamentação Matemática e Probabilística	48
3.5.2. Métodos de Geração de Variáveis Aleatórias	49
3.5.2.1. Método da Transformada Inversa	49
3.5.2.2. Método de Aceitação-Rejeição	50
3.5.3. Aplicações e Vantagens	50
4. Metodologia	53
4.1. Formulação do LCOS	54
4.2. Definição de Premissas e Parâmetros	56
4.2.1 Parâmetros Técnicos	56
4.2.2 Parâmetros Econômicos e Financeiros	56
4.3. Coleta de Dados	57
4.3.1. Procedimentos de Coleta	57
4.3.2. Dados técnicos	57
4.3.2. Dados econômicos e financeiros	58
4.3.3. Dados de energia	59
4.4. Tratamento das Incertezas	61
4.4.1. Seleção das variáveis incertas	61
4.4.2. Escolha das distribuições de probabilidade	62
4.4.4. Integração ao modelo de Monte Carlo	63
4.4.5. Análise de Cenários	63
5. Resultados	65

5.1. Análise do Resultado do cálculo do LCOS	65
5.2. Resultados da Simulação de Monte Carlo	66
5.3. Análise histórica dos spreads de energia	68
5.4. Análise de Cenários	72
5.5. Consolidação dos Resultados	77
6. Conclusões	80
6.1. Conclusões e Contribuições	80
6.2. Limitações e Sugestões de Trabalhos Futuros	81
Referências	85

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1	Consumo de eletricidade no transporte por tipo de veículo (GWh)	18
2	Licenciamentos acumulados de veículos eletrificados (mil unidades)	18
3	Participação na geração de energia elétrica por fonte	19
4	Gráfico 1 – Distribuição do LCOS pela Simulações de Monte Carlo	68
5	Gráfico 2 – Spreads do preço de energia de 2011 a set/2025	69
6	Gráfico 3 – Resultados acumulados dos spreads desde 2011	70
7	Gráfico 4 – Spreads do preço de energia nos últimos doze	71
8	Gráfico 5 – Resultados acumulados dos spreads nos últimos doze meses . .	71
9	Gráfico 6 – Média mensal dos spreads de preços de energia desde 2011 . .	72
10	Gráfico 7 – LCOS em função do CAPEX	73
11	Gráfico 8 – LCOS em função do Dólar	74
12	Gráfico 9 – LCOS em função do WACC	75
13	Gráfico 10 – LCOS em função da vida útil	76

1. INTRODUÇÃO

1.1. Definição de Termos

Arbitragem Energética: Compra e venda de energia em momentos distintos para maximizar ganhos.

BESS (Battery Energy Storage System): Sistema de armazenamento de energia em baterias.

Curtailment: Descarte de geração renovável por limitações operacionais de transmissão ou demanda.

Custo Nivelado de Armazenamento (Levelized Cost of Storage - LCOS): Custo médio por MWh fornecido pelo BESS.

Flexibilidade Operacional: Capacidade de resposta rápida do sistema elétrico.

REIDI: Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - Programa de incentivos fiscais para projetos de infraestrutura criado pela Lei Federal nº 11.488.

Revenue Stacking: Prática de explorar múltiplas fontes de receita com um mesmo BESS, combinando, por exemplo, arbitragem energética, serviços anciliares e suporte à rede, como forma de maximizar o retorno sobre o investimento

Simulação de Monte Carlo: Técnica de simulação probabilística.

Sistema Interligado Nacional (SIN): Rede elétrica coordenada pelo ONS.

Tempo de Despacho: Duração da entrega de energia por ciclo de operação.

1.2. Motivação

O setor elétrico brasileiro está passando por um grande processo de transformação. A transição energética global, impulsionada pela necessidade de mitigar os efeitos das mudanças climáticas, exige que o Brasil consolide seu papel de protagonista na oferta

de energia limpa e competitiva. O Programa de Transição Energética, conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em conjunto com Centro Brasileiro de Relações Internacionais (CEBRI) e o Banco Internacional do Desenvolvimento (BID), reforça que a expansão da oferta de fontes renováveis precisa ser acompanhada por investimentos em tecnologias complementares, como o armazenamento de energia por baterias, para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema. (CEBRI; BID; EPE, 2023).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034) (EPE, 2024) projeta um aumento médio de 3,3% ao ano na demanda por eletricidade no Sistema Interligado Nacional (SIN), com destaque para a expansão da geração solar centralizada, — que cresce de 26,1 TWh (3,4% do total de geração de eletricidade no Brasil) em 2024 para 60,5 TWh (5,8%) em 2034 — geração solar distribuída - que cresce de 40,9 TWh (5,4%) em 2024 para 76,5 TWh (7,3%) em 2034 e eólica — que passa de 114,1 TWh (15,0%) para 180,3 TWh (17,2%) no mesmo período.

Essas fontes, por suas características intermitentes, exigem maior capacidade de resposta rápida e gestão da variabilidade. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia por baterias, Battery Energy Storage Systems (BESS) se apresentam como uma solução tecnológica viável, capaz de atuar na estabilização da rede, na mitigação de flutuações e no atendimento a requisitos de potência e energia em momentos críticos do dia (CAMPOS et al., 2022).

A experiência internacional e estudos recentes no Brasil indicam que, para que os BESS se tornem economicamente viáveis, seria necessário explorar múltiplas fontes de receita, combinando serviços como arbitragens de energia, suporte à frequência e redução de encargos tarifários — prática conhecida como *revenue stacking* (CANEVESE et al., 2022). O estudo de Canevese et al. (2022) exemplifica essa abordagem no mercado italiano, utilizando ferramentas de otimização estocástica para maximizar o retorno sobre o investimento em BESS (CANEVESE et al., 2022).

No cenário brasileiro, a aplicação de BESS em edificações públicas conectadas em média tensão sob tarifas horárias já apresenta viabilidade econômica em regiões onde o custo da bateria atinge patamares competitivos, segundo análise de Pinto et al. (2024) (PINTO et al., 2024). O estudo aponta ainda que a eliminação temporária de impostos sobre esses sistemas pode acelerar sua adoção, gerando benefícios econômicos e sistêmicos para o país (PINTO et al., 2024).

O marco legal da micro e minigeração distribuída, instituído pela Lei nº 14.300/2022, estabelece as bases para o desenvolvimento de novos modelos de negócios envolvendo

BESS, ao permitir a operação em modalidades como autoconsumo remoto e consórcios de consumidores, ampliando o acesso e o potencial de uso desses sistemas no ambiente regulatório brasileiro. (Brasil, 2022).

Por fim, o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR 2023/001) (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023) da ANEEL destaca uma proposta normativa que prevê a criação de ambientes experimentais (*sandboxes regulatórios*) para testes de modelos de negócio inovadores — como consórcios de consumidores e agregadores de serviços —, bem como critérios específicos para contratação e remuneração do armazenamento em média tensão. Estabelecem ainda o empilhamento explícito de receitas de arbitragem, regulação de frequência e demais serviços aniliares, além de mecanismos para evitar dupla cobrança de tarifa de uso de rede, o que pode reduzir barreiras de entrada e ajudar a acelerar a implantação de BESS no contexto brasileiro.

1.3. Problema e Objetivo

A intermitência das fontes renováveis, como a solar e a eólica, combinada à expansão projetada da demanda elétrica, impõe requisitos adicionais de flexibilidade operativa para garantir a segurança do suprimento energético (EPE, 2024).

Estudos recentes demonstraram que a aplicação de BESS pode mitigar a variabilidade da geração renovável e reduzir *curtailments* (cortes involuntários de geração, principalmente pela sobreoferta de energia), além de oferecer suporte em momentos de pico de demanda, melhorando a estabilidade do sistema (CAMPOS et al., 2022). No entanto, a viabilidade econômica desses sistemas ainda é incerta no Brasil, principalmente devido à elevada sensibilidade a fatores como o custo da bateria, a degradação ao longo da vida útil e as condições regulatórias e tarifárias.

Além disso, algumas experiências internacionais apontam que a viabilidade econômica da aplicação de BESS pode depender da exploração de múltiplas fontes de receita, por meio da prática do *revenue stacking* (empilhamento de receitas, fornecendo diversos serviços como arbitragem do preço de energia, deslocamento da demanda, serviços aniliares como controle de frequência da transmissão), o que exige modelos capazes de lidar com incertezas em variáveis-chave de mercado e da operação do sistema elétrico (CANEVENSE et al., 2022; PARK, 2021). Esse desafio se agrava no contexto brasileiro, em que as políticas públicas e o desenho regulatório ainda estão em desenvolvimento, afetando diretamente os retornos esperados sobre os investimentos em BESS.

Diante desse cenário, este trabalho tem como objetivo principal avaliar a viabilidade econômica da aplicação de BESS para suporte à operação do sistema elétrico brasileiro, com foco na mitigação de *curtailments*, redução de picos de demanda e melhoria da flexibilidade do sistema. Para isso, será desenvolvido um modelo de análise baseado no Custo Nivelado de Armazenamento (*Levelized Cost of Storage - LCOS*) (ARIAS-CAZCO, 2023), incorporando incertezas em uma simulação estocástica de Monte Carlo, além da análise de cenários.

1.4. Relevância

A transição energética brasileira, ao mesmo tempo em que oferece oportunidades de expansão das fontes renováveis e menos poluentes, impõe desafios para gestão e segurança do Sistema Interligado Nacional. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 assume que a maior penetração de energia solar e eólica, associada à redução da capacidade de regularização das hidrelétricas, exigirá novas soluções tecnológicas para garantir o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda, especialmente em momentos de maior estresse operativo.

Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) despontam como uma alternativa capaz de mitigar *curtailments*, suavizar picos de demanda e ampliar a capacidade de resposta do sistema. Embora a literatura internacional traga alguns casos de aplicação de baterias em mercados mais maduros, como o italiano (CA-NEVESE et al., 2022), ainda há uma lacuna importante de estudos dedicados ao contexto brasileiro, cujas condições regulatórias, tarifárias e operacionais apresentam particularidades que afetam diretamente a viabilidade econômica desses sistemas (PINTO et al., 2024; Brasil, 2022).

1.5. Delimitação

Este trabalho concentra-se na avaliação da viabilidade econômica da aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS) para a prestação do serviço de arbitragem energética no sistema elétrico. Nesse caso, as baterias são carregadas em períodos de excedente da geração renovável, quando os preços de energia tendem a ser baixos, e descarregadas em momentos de alta demanda e baixa geração renovável, quando os preços tendem a se elevar. Tal operação visa maximizar o aproveitamento da energia renovável, reduzir o desperdício associado aos *curtailments* e aliviar a pressão sobre o

sistema elétrico em momentos críticos tanto de oferta quanto de demanda de energia (CEBRI; BID; EPE, 2023; EPE, 2024).

O escopo tecnológico deste estudo está restrito aos sistemas baseados em baterias de íons de lítio, reconhecidas atualmente como a solução mais madura e escalável para aplicações em larga escala no setor elétrico brasileiro. Outras formas de armazenamento de energia, como armazenamento hidráulico por bombeamento ou armazenamento térmico, estão fora do escopo deste trabalho.

A abordagem adotada neste trabalho, baseada na aplicação do Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) (ARIAS-CAZCO, 2023) e na consideração de incertezas estocásticas avaliadas em um modelo de simulação do tipo Monte Carlo (METROPOLIS; ULAM, 1949), permite capturar as principais incertezas econômicas e operacionais associadas à aplicação de BESS para arbitragem energética. As variáveis-chave consideradas incluem:

- O preço da energia elétrica;
- A demanda por energia nos horários de pico;
- A degradação da capacidade das baterias ao longo de sua vida útil, considerando o efeito cumulativo dos ciclos de carga e descarga;
- O tempo de despacho das baterias, analisando diferentes janelas operacionais típicas de 1 h, 2 h e 4 h;
- A influência de políticas públicas, como a possível inclusão dos BESS no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), que pode reduzir significativamente o custo de capital e viabilizar economicamente esses projetos iniciais (CELA – Clean Energy Latin America, 2023; Brasil, 2007).

2. SETOR DE ENERGIA NO BRASIL

Este capítulo tem como objetivo contextualizar as principais características referentes a matriz energética brasileira, bem como desafios e tendências tanto do lado da demanda energética, quanto na geração, transmissão e distribuição de energia. Aprofunda-se nas diferenças entre a matriz energética e na matriz elétrica, bem como desafios da transição energética para fontes de geração renováveis e limpas, mas que trazem desafios inerentes a suas tecnologias. Essas lacunas criam oportunidades para o desenvolvimento de tecnologias como o *Battery Energy Storage System (BESS)*, que será alvo de estudo do seguinte trabalho.

2.1. Panorama do Sistema Energético no Brasil

A transição energética brasileira começa na própria escala da energia primária. Antes de discutir as especificidades da eletricidade, vale situar o leitor na Matriz Energética Total, isto é, toda a Oferta Interna de Energia (OIE) que o País produz ou importa para satisfazer necessidades de transporte, calor de processo, eletricidade e usos não-energéticos do petróleo, como petroquímicos. Esse retrato global revela tanto a singularidade da matriz – pela forte presença de renováveis – quanto os desafios remanescentes de reduzir a dependência de combustíveis fósseis em setores de difícil abatimento. As linhas a seguir sintetizam o quadro mais recente (ano-base 2024) e sinalizam tendências que nortearão os capítulos subsequentes.

2.1.1. Matriz Energética Total

O Brasil encerrou 2024 com uma Oferta Interna de Energia (OIE) de 322 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), crescimento de 2,4% ante 2023 (EPE, 2025). Um tep é equivalente a 11.630 kWh, portanto a oferta interna de energia é equivalente a 3.744,86 TWh Desse volume, exatos 50% têm origem renovável, proporção quase três vezes superior à média mundial (14,3%) e à dos países da OCDE (13,2%) (EPE; MME, 2025).

Tabela 1 – Oferta Interna de Energia do Brasil em 2024

Fonte principal	Participação aproximada na OIE*
Petróleo e derivados	31%
Biomassa da cana (bagaço + etanol)	16–17%
Hidráulica (inclui importação de eletricidade)	11–12%
Gás natural	8%
Lenha e carvão vegetal	8%
Carvão mineral	4–5%
Eólica	3%
Solar fotovoltaica (centralizada + MMGD)	2%
Urânio (nuclear)	1%
Outras renováveis (licor preto, biogás, etc.)	4%

Fonte: EPE (2025).

A elevada participação de fontes renováveis vem de uma grande base de usinas hidrelétricas e de biocombustíveis, além do advento recente nos últimos dez anos da geração eólica e solar, que serão mais detalhados na matriz elétrica mais para frente.

Já o consumo final de energia no Brasil atingiu em 2024 288,3 Mtep (ou aproximadamente 3.349,44 TWh), representando um aumento de 1,9% em relação a 2023. O principal setor consumidor é o de transportes, que representa 33,2% do consumo energético do país, seguido pelo setor industrial com 31,7%, totalizando praticamente 60% nesses dois usos (EPE, 2025).

Tabela 2 – Demanda Interna de Energia no Brasil em 2024

Setor	Participação no consumo final (2024)	Principais fontes energéticas
Transportes	33,2%	Diesel + biodiesel, gasolina C, etanol hidratado
Indústria	31,7%	Eletricidade, gás natural, biomassa (bagaço de cana, lenha, licor preto)
Residencial	10,8%	Eletricidade, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), lenha
Energia	8,5%	Bagaço de Cana, Gás Natural, Derivados de Petróleo e Eletricidade
Petroquímicos	5,5%	Derivados de Petróleo
Serviços	5,3%	Eletricidade
Agropecuário	5,0%	Diesel, Lenha e Eletricidade

Fonte: EPE (2025)

Um destaque no setor de transportes, foi o aumento do consumo de biocombustíveis como biodiesel (+19,3%), devido a obrigatoriedade de mistura de 14% no diesel (MME, 2025), e etanol (+30,1%) devido a maior competitividade do etanol com o aumento da produção de etanol de milho (EPE, 2025).

Além disso, houve desde 2024 um grande aumento do licenciamento de veículos elétricos, principalmente por automóveis, seguidos de veículos comerciais leves e ônibus (EPE, 2025)

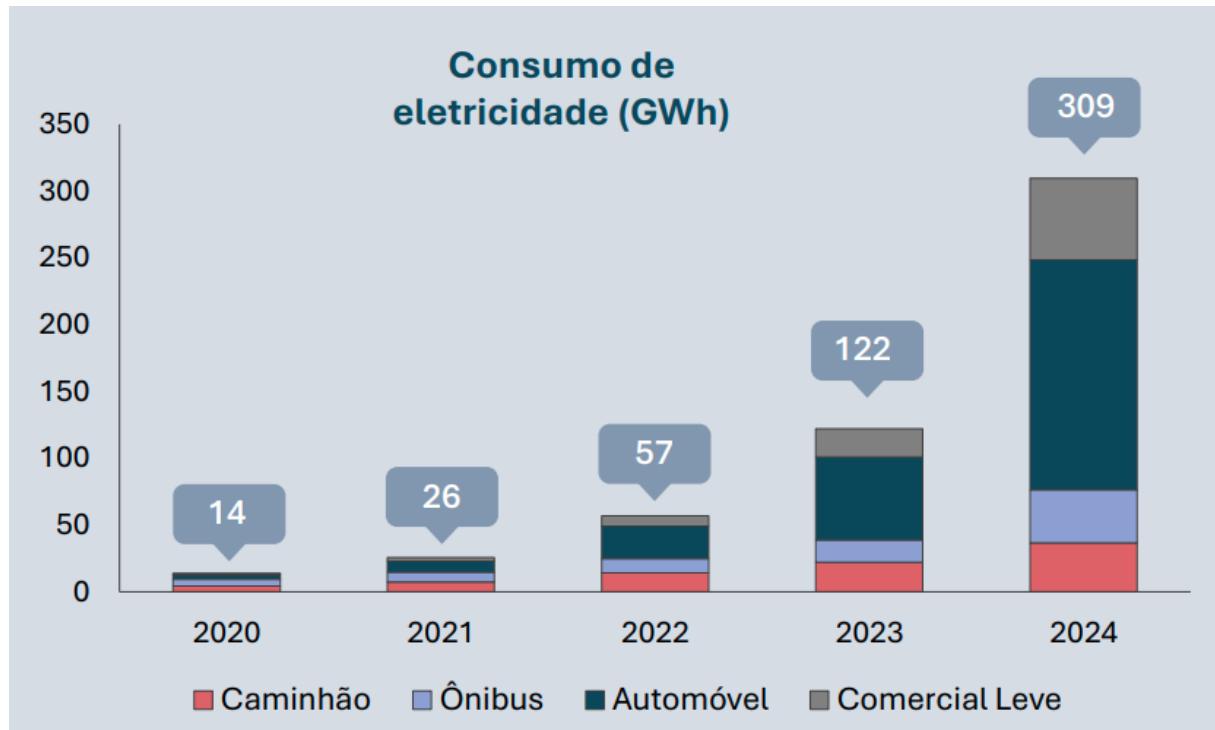


Figura 1: Consumo de eletricidade no transporte por tipo de veículo (GWh)

Fonte: EPE (2025).

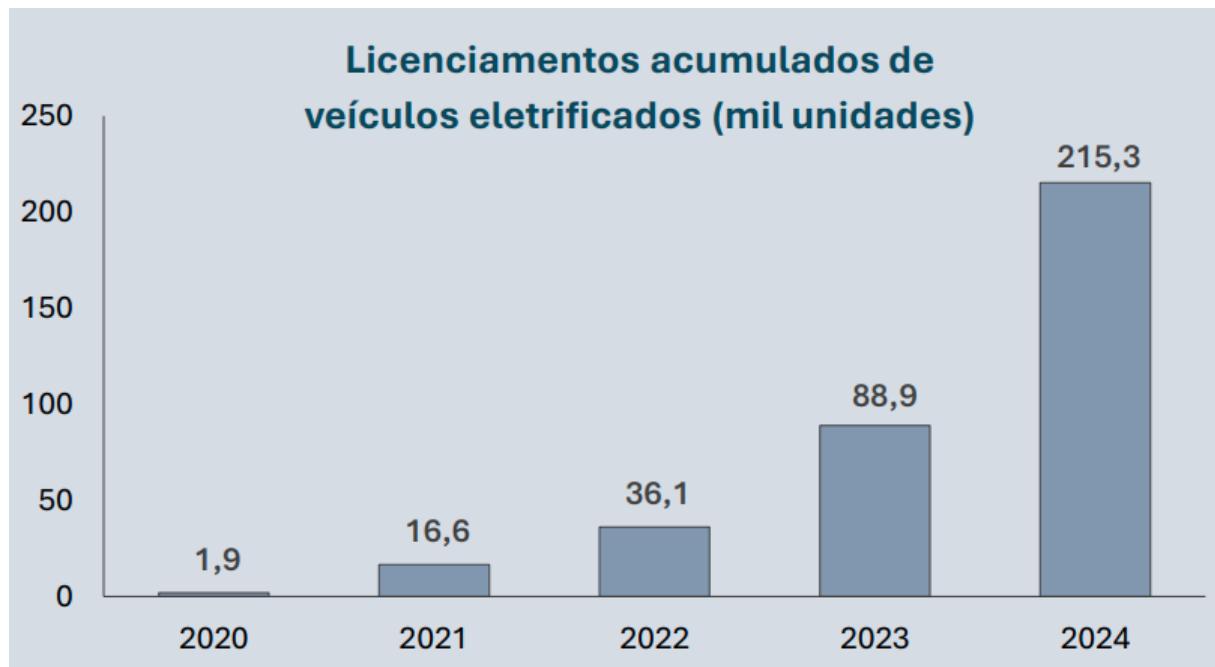


Figura 2: Licenciamentos acumulados de veículos eletrificados (mil unidades)

Fonte: EPE (2025).

2.1.2. Matriz de Energia Elétrica

A fotografia mais recente do sistema elétrico brasileiro revela uma matriz majoritariamente limpa: em 2024, 88% da energia gerada no País originou-se de fontes renováveis. Essa elevada participação se apoia, historicamente, na dominância hidráulica, mas, nos últimos dez anos, passou a refletir também a expansão de eólicas e solares, tanto em grandes usinas centralizadas quanto na micro e minigeração distribuída (MMGD).

Em termos absolutos, a Geração de energia elétrica alcançou cerca de 763 TWh em 2024. A fonte hidráulica, embora tenha recuado ligeiramente em participação, ainda respondeu por cerca de 55% da geração anual – algo próximo de 433 TWh – graças a dezenas de reservatórios que funcionam, simultaneamente, como fonte de energia firme e como o maior “armazenador” de eletricidade do País (EPE, 2025). Com avanço tecnológico e redução de custos, a capacidade eólica superou 29 GW e entregou 108 TWh, enquanto a solar, somando usinas centralizadas e telhados fotovoltaicos, ultrapassou 48 GW e gerou pouco mais de 70 TWh – salto de quase 40% em relação ao ano anterior (EPE, 2025). A biomassa, notadamente o bagaço de cana, manteve-se como a terceira fonte renovável em importância, contribuindo com cerca de 8% da eletricidade e exercendo papel sazonal de complementaridade ao período de colheita. Do lado fóssil, as termelétricas a gás natural consolidaram-se como principal respaldo à variabilidade climática e à intermitência das fontes renováveis, enquanto carvão mineral, óleo combustível e nuclear, juntos, não chegaram a 5% do total produzido.

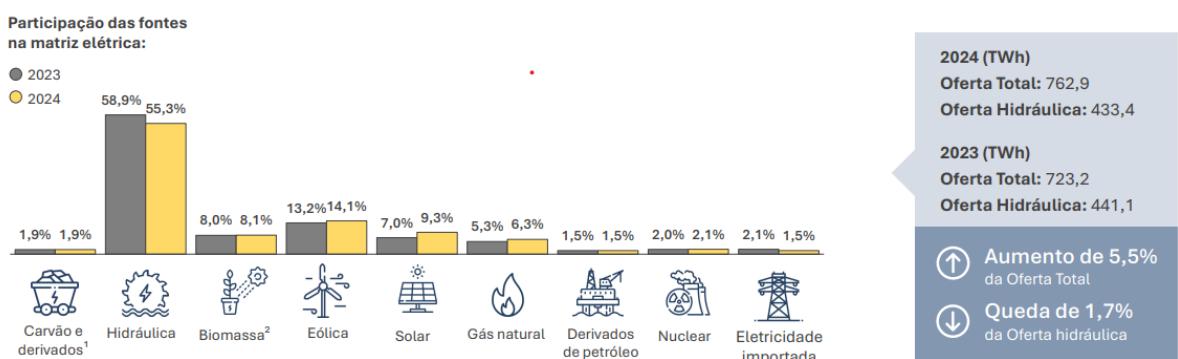


Figura 3: Participação na geração de energia elétrica por fonte

Fonte: EPE (2025).

Regulamentada originalmente pela Resolução 482/2012 da Aneel e aperfeiçoada pela Lei 14 300/2022, a MMGD (Micro e Mini Geração Distribuída) solar encerrou 2024 com 48,5 GW de potência instalada em mais de 2,4 milhões de unidades consumidoras.

Embora represente menos de 6% da energia efetivamente gerada no ano, essa capacidade já altera o perfil horário de demanda, reduz picos vespertinos em regiões de alta irradiação e desafia distribuidoras a modernizar procedimentos de proteção de rede (EPE, 2025).

A arquitetura físico-institucional que permite escoar tamanha diversidade de fontes energéticas é o SIN, rede hoje composta por mais de 175 000 km de linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão, quatro grandes subsistemas interligados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e dezenas de conversores HVDC (High Voltage Direct Current) que viabilizam transferências de longa distância. Tal configuração confere ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a capacidade de despachar usinas de forma a minimizar custos em tempo real, explorar complementaridades regionais – águas abundantes no Norte, ventos constantes no Nordeste, reservatórios de regularização no Sudeste – e enfrentar eventos climáticos extremos (EPE, 2024). Ainda assim, cerca de duzentos municípios amazônicos permanecem fora da malha interligada, supridos por pequenos sistemas isolados movidos, em sua maioria, a óleo diesel. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), estudo anual feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), antecipa a redução desse sistema por meio de projetos de interligação ou da adoção de plantas híbridas renováveis, capazes de diminuir custos de geração e emissões locais.

A robustez da matriz elétrica não elimina, todavia, novos pontos de atenção. A expansão acelerada de eólicos e solares pressiona a rede de transmissão, cobra maior precisão de previsão meteorológica, exige avançados sistemas de controle de tensão e, sobretudo, demanda fontes de flexibilidade rápida. Uma das possíveis soluções apresentadas pela EPE é a adoção de sistemas de armazenamento em baterias, além de intensificar programas de resposta da demanda e de digitalização na baixa tensão (EPE, 2024). Esses instrumentos deverão atuar em sinergia com a hidráulica, cuja capacidade de regularização, embora ainda elevada, perde efetividade em cenários de hidrologia mais volátil sob influência das mudanças climáticas.

2.2. Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro

A evolução do setor elétrico brasileiro pode ser lida como um mosaico de ciclos nos quais avanços tecnológicos, crises de abastecimento e reformas institucionais se sucederam para produzir o arranjo predominantemente renovável e regulatoriamente complexo que se observa hoje.

A primeira etapa, entre o fim do século XIX e a década de 1930, foi dominada

por concessões privadas estrangeiras. Pequenas termoelétricas a carvão, operadas por companhias como a canadense Light and Power Company e a norte-americana Amforp, iluminaram ruas, moveram bondes e abasteceram as primeiras fábricas, constituindo sistemas urbanos isolados que cobravam tarifas em “patações-ouro” e quase não sofriam interferência estatal (CARVALHO, 2023)

A crise mundial de 1929 alterou radicalmente esse quadro. O governo Getúlio Vargas adotou uma política nacional-desenvolvimentista que enxergava a eletricidade como insumo estratégico da industrialização. O Código de Águas de 1934 estabeleceu a reversibilidade das concessões e transferiu à União a outorga dos aproveitamentos hidráulicos, criando alicerces jurídicos para a participação pública(CARVALHO, 2023). Com esse respaldo, a parcela estatal na geração saltou de 6,8% em 1952 para 54,6% em 1965, já sob a liderança da recém-criada Eletrobras (1961), encarregada de planejar grandes projetos e a interligação regional (CARVALHO, 2023).

Durante as décadas de 1960 e 1970 consolidou-se o modelo hidráulico-centralizado. Mega-usinas como Itaipu e Tucuruí multiplicaram a capacidade instalada e impulsionaram linhas de transmissão de longa distância; o choque do petróleo, em 1973, reforçou essa opção, enquanto incentivos à biomassa (bagaço e álcool) surgiam como contrapartida ao encarecimento do óleo importado (CARVALHO, 2023).

A recessão dos anos 1980 fragilizou financeiramente as empresas estaduais, endividadas em dólar e com tarifas represadas. Sob forte ajuste fiscal, o governo federal promoveu na década de 1990 a reforma liberal: fragmentou a Eletrobras, vendeu distribuidoras e criou a Aneel (1996), o ONS (1998) e o MAE, embrião do atual mercado atacadista. Até 2000 cerca de 61% da distribuição já estava em mãos privadas (CARVALHO, 2023). A despeito da promessa de eficiência, a combinação de seca prolongada, baixa expansão do parque gerador e indefinições regulatórias levou ao racionamento de 2001, que obrigou consumidores a cortar, em média, 20% da carga e revelou a vulnerabilidade de um sistema sem planejamento de longo prazo (LORENZO, 2002)

A crise precipitou o chamado Novo Modelo de 2004, que reinstalou o planejamento central pelo recém-criado EPE, adotou leilões de energia de longo prazo e separou ambientes de contratação. Esse desenho abriu caminho para a diversificação: programas de universalização levaram luz a 16,9 milhões de pessoas, enquanto eólica (a partir de 2004) e solar (2014) ingressaram na matriz contratadas por pregões regulados (Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil), 2022)

O ciclo mais recente, iniciado em 2016, combina transição energética e reconfi-

guração societária. Em 2021 o Congresso aprovou a Lei 14 182, que permitiu a privatização da Eletrobras, alterou regras de expansão — inclusive com a obrigação temporária de contratação de termelétricas a gás — e reforçou metas de descarbonização previstas no PDE 2034 (EPE, 2024). Paralelamente, a participação de eólica e solar na geração centralizada saltou de 2% em 2012 para 25% em 2024, enquanto a MMGD fotovoltaica superou 48 GW de potência, exigindo novos mecanismos de flexibilidade e sinalização tarifária (EPE, 2025)

2.3. Tendências Futuras para o Setor Elétrico Brasileiro

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é o principal instrumento público de planejamento de médio prazo do setor energético nacional. Elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob coordenação do Ministério de Minas e Energia, ele “indica, e não determina, as necessidades de expansão do setor, fornecendo sinalizações para reduzir assimetrias de informação e orientar decisões públicas e privadas” (EPE, 2024). Seu horizonte móvel de dez anos permite acomodar as incertezas conjunturais e, ao mesmo tempo, oferecer um quadro de referência para investimentos, formulação de políticas e avaliação dos compromissos de descarbonização assumidos pelo Brasil. Em 2024, o PDE 2034 reforçou esse papel ao adotar um capítulo dedicado à transição energética e projetar um investimento total em torno de R\$ 3,2 trilhões para sustentar a oferta de energia nas próximas três legislaturas (EPE, 2024).

2.3.1. Projeções de demanda de energia elétrica

O cenário de referência do PDE 2034 indica crescimento médio anual de 3,3% da carga no Sistema Interligado Nacional (SIN), elevando-a de 76 GWmédios em 2024 para aproximadamente 105 GWmédios em 2034 (EPE, 2024). Mesmo no cenário inferior — que combina PIB menor, difusão mais lenta de eletrointensivos e ganhos extras de eficiência — a carga supera 93 GWmédios, reforçando a necessidade de expansão robusta. Em contraste, o PTE 2050 projeta que, em rota de neutralidade, o consumo de eletricidade cresce a 4 – 5% a.a. depois de 2030, impulsionado pela eletrificação acelerada de transportes, calor de baixa temperatura e produção de hidrogênio verde (CEBRI; BID; EPE, 2023).

2.3.2. Expansão da oferta de geração

No horizonte 2024-2034, o PDE prevê que a capacidade instalada salte de 226 GW para 311 GW, mantendo renováveis acima de 87% (EPE, 2024). A matriz se reconfigura com:

- +55 GW de solar fotovoltaica (centralizada + MMGD) e +38 GW de eólica, juntas respondendo por dois terços do acréscimo;
- Participação hidráulica em queda relativa (de 53% para 41%), mas com modernização e repotenciação de usinas existentes;
- Termelétricas a gás natural e biomassa sustentando a flexibilidade
- Entrada piloto de 800 MW em armazenamento (baterias) e 2 GW em resposta à demanda, abrindo caminho à modernização do despacho.

Nos cenários do PTE 2050, a expansão vai além do decênio e introduz novos veteores: eólica offshore, solar de grande escala com baterias, hidrogênio para armazenamento sazonal, além de potencial renascimento da nuclear.(CEBRI; BID; EPE, 2023).

2.3.3. Expansão da oferta de geração distribuída

A Micro e Minigeração Distribuída deve atingir 59 GW em 2034, equivalente a 16% da matriz elétrica, segundo o PDE (EPE, 2024). Essa difusão reforça a descentralização e transfere parte do investimento para consumidores, mas traz desafios de sinalização locacional e custos de rede. O PTE projeta que, com a consolidação de tarifas dinâmicas e armazenamento atrás-do-medidor, a Geração Distribuída (GD) pode ultrapassar 120 GW em 2050, integrando-se a comunidades energéticas e a veículos elétricos bidirecionais (CEBRI; BID; EPE, 2023).

2.3.4. Transição energética e descarbonização

O PDE inclui, pela primeira vez, um capítulo sobre transição energética que alinha suas trajetórias às metas da Política Nacional de Transição Energética (CNPE Res. 5/2024). Ainda assim, apenas o cenário de referência conduziria a uma redução de 15% nas emissões específicas do SIN, permanecendo acima da neutralidade. Já os cenários do PTE demonstram que, para zerar emissões líquidas, o Brasil precisará (CEBRI; BID; EPE, 2023):

- i) eliminar térmicas a carvão até 2040 e restringir usinas a óleo a serviços de segurança;
- ii) ampliar o uso de BECCS (Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono) e hidrogênio de baixo carbono para compensar emissões residuais;
- iii) acelerar a modernização regulatória para valorizar flexibilidade, potência firme e atributos socioambientais das fontes

2.4. Desafios e Oportunidades no Setor Elétrico Brasileiro

O rápido avanço das fontes renováveis, aliado às metas de descarbonização, recoloca a expansão e a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) no centro do debate energético. A seguir são discutidos os principais desafios que emergem dessa conjuntura e, em contraponto, as oportunidades tecnológicas - com ênfase no armazenamento eletroquímico - apontadas pelos estudos oficiais mais recentes.

2.4.1. Desafios da expansão e da operação

A intermitênci a característica da geração eólica e solar provoca oscilações de frequência e tensão, exigindo resposta quase instantânea dos demais recursos do sistema para preservar a estabilidade. Em 2024 essas fontes já respondiam por 23,7% da eletricidade nacional (EPE, 2025); a tendência de continuidade dessa expansão obriga o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a aprimorar modelos de previsão e a contratar reservas de potência mais robustas (ONS, 2024)

Para enfrentar a variabilidade, o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034) introduz critérios explícitos de suprimento de potência, além da tradicional confiabilidade energética. O documento quantifica uma necessidade adicional de flexibilidade que, na prática, será atendida por recursos como termoflexíveis, baterias e resposta da demanda (EPE, 2024)

Os gargalos de transmissão constituem outro ponto crítico. A maior parte do potencial eólico-solar localiza-se em regiões de baixa carga (Nordeste e Norte) e requer longos troncos de escoamento até os centros de consumo. O PDE identifica reforços de 181 a 221 GW de novas linhas até 2034 e discute estudos específicos para data centers e polos de hidrogênio verde (EPE, 2024)

Investimentos dessa magnitude repercutem nas tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e, portanto, nos custos finais ao consumidor — tema tratado no capítulo 4.17 do PDE 2034. Paralelamente, projetos de grande porte, tanto de geração como de linha, intensificam os debates socioambientais sobre conservação da biodiversidade e direitos de populações locais (EPE, 2024)

2.4.2. Oportunidades para soluções inovadoras

Entre as alternativas avaliadas pelos planos de governo, sobressai o armazenamento eletroquímico em baterias de íons-lítio. O PDE 2034 já admite 800 MW de capacidade instalada no horizonte decenal, sobretudo para serviços anciliares e contenção de rampas (EPE, 2024). Além de suavizar a intermitência, bancos de baterias podem adiar reforços de rede e reduzir encargos de redispatching.

Outro eixo é a Resposta da Demanda (RD): estima-se potencial de 2 GW de participação ativa dos consumidores até 2034, contribuindo para o equilíbrio carga-geração nos momentos críticos (EPE, 2024). Programas de RD ganham tração à medida que se amplia a digitalização de medidores e cresce o mercado livre.

Soluções complementares incluem usinas reversíveis, hidrogênio verde produzido em eletrolisadores conectados às renováveis de sobra e sistemas de biogás com geração distribuída. O Programa de Transição Energética projeta esses vetores como peças de uma estratégia de neutralidade climática até 2050 (CEBRI; BID; EPE, 2023)

2.4.3. O potencial das baterias no contexto brasileiro

A literatura de planejamento destaca o armazenamento como a “cola” que integra altas frações renováveis. O PDE 2034 sugere nichos prioritários:

- Regiões com geração concentrada e restrição de escoamento, onde baterias de 1-2 h podem eliminar picos de congestão;
- Sistemas isolados ou redes fracas no Norte, reduzindo uso de diesel;
- Pontos de consumo crítico (data centers, hospitais) para serviços de qualidade.

Nos cenários de neutralidade do PTE, a participação de baterias cresce de forma exponencial após 2030, acompanhando a queda dos custos e apoando rotas de hidrogênio e eletrificação pesada (CEBRI; BID; EPE, 2023)

2.5 Experiências internacionais sobre os efeitos da expansão das fontes renováveis

2.5.1. Transformação dos mercados elétricos globais

Nas últimas duas décadas, observa-se uma profunda transformação estrutural nos mercados elétricos internacionais decorrente da rápida expansão das fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica e a eólica. A crescente penetração dessas tecnologias — impulsionada por políticas de descarbonização, redução de custos e avanços tecnológicos — tem alterado de forma significativa a dinâmica de formação de preços, a operação dos sistemas elétricos e os mecanismos de investimento no setor.

Em mercados europeus, norte-americanos e asiáticos, a incorporação de fontes de custo marginal próximo de zero modificou o funcionamento clássico do despacho econômico, tradicionalmente pautado por usinas térmicas e hidrelétricas. Evidências empíricas recentes demonstram que esse processo, embora contribua para a redução do preço médio da eletricidade, também introduz maior volatilidade nos preços horários e diários, refletindo a variabilidade natural da geração renovável e a limitação de mecanismos de flexibilidade no sistema (PAVLÍK; KURIMSKÝ; ŠEVC, 2025).

Além da volatilidade, os dados indicam a emergência de episódios recorrentes de preços negativos, fenômeno antes raro e hoje observado com frequência em mercados europeus de alta penetração renovável. Tais eventos refletem situações em que a geração excede a demanda e o sistema não dispõe de flexibilidade suficiente para absorver o excedente. Nesses casos, produtores chegam a pagar para injetar energia na rede, evidenciando um descolamento entre o valor físico e o valor econômico da eletricidade (PAVLÍK; KURIMSKÝ; ŠEVC, 2025). Esse cenário afeta diretamente a atratividade de investimentos, sobretudo em fontes de geração intermitente, e reforça a importância de instrumentos de mitigação da volatilidade.

Os efeitos combinados do merit-order e da intermitência têm levado pesquisadores e formuladores de políticas a reconhecerem que a transição energética não se resume à expansão da capacidade renovável, mas requer a criação de mecanismos de flexibilidade sistêmica. A experiência europeia mostra que países com redes mais interconectadas e com maior presença de armazenamento — seja por baterias, bombeamento reversível ou gestão da demanda — apresentam níveis menores de volatilidade residual e maior estabilidade nos preços de atacado. (PAVLÍK; KURIMSKÝ; ŠEVC, 2025).

Esses resultados apontam para uma mudança de paradigma: o valor econômico no

setor elétrico está migrando progressivamente da geração de energia para a capacidade de resposta. Em outras palavras, em sistemas dominados por renováveis, a flexibilidade — seja provida por armazenamento, interconexões ou consumo ajustável — torna-se o novo vetor de eficiência e segurança energética. Essa reconfiguração estrutural dos mercados internacionais constitui a base para compreender o papel econômico do armazenamento por baterias, tema aprofundado nas seções seguintes.

2.5.2. Volatilidade, preços negativos e o valor da flexibilidade

A intensificação da participação de fontes renováveis variáveis nos mercados internacionais de energia tem provocado não apenas uma redução estrutural dos preços médios de eletricidade, mas também uma amplificação expressiva de sua volatilidade intradiária. Essa dinâmica reflete o caráter intermitente das fontes solar e eólica, cuja produção depende de fatores meteorológicos e, portanto, apresenta variações abruptas ao longo do dia e das estações. Em sistemas com participação crescente dessas tecnologias, a capacidade limitada de armazenamento e a rigidez do consumo acentuam as oscilações de preço e a ocorrência de valores extremos (PAVLÍK; KURIMSKÝ; ŠEVC, 2025).

De acordo com Pavlík, Kurimský e Ševc (2025), que analisaram a evolução dos preços em seis países europeus (Alemanha, França, Polônia e Eslováquia) entre 2015 e 2025, a volatilidade média da eletricidade aumentou entre 30% e 50% após 2021, sobretudo em sistemas com alta participação de energia solar e eólica, como Alemanha e Estônia. O estudo evidencia que, à medida que o volume de geração intermitente cresce, a frequência de variações bruscas de preço também se intensifica, tornando o mercado mais sensível a desequilíbrios pontuais entre oferta e demanda. Esse comportamento é reforçado por eventos geopolíticos e restrições estruturais — como gargalos de transmissão ou insuficiência de armazenamento — que amplificam os extremos de preço.

Tabela 1: Participação de produção de energia elétrica de renováveis (solar e eólica) [%].

Year	Alemanha	França	Polônia	Eslováquia	República Tcheca	Estnha
2015	32.3	15.7	9.4	18.6	12.6	14.8
2016	32.4	17.0	10.2	20.1	11.9	11.8
2017	36.9	16.2	11.7	19.1	11.4	12.8
2018	38.9	19.1	10.4	17.9	11.6	13.0
2019	44.5	19.6	12.5	22.4	11.7	23.6
2020	49.2	23.4	14.8	23.0	13.0	38.1
2021	45.0	21.5	14.7	21.2	13.0	28.6
2022	48.8	23.9	19.3	20.6	12.7	35.6
2023	59.7	26.2	26.0	21.8	14.9	44.7
2024	62.3	26.5	29.0	23.0	17.5	54.1
2025	55.5	25.9	28.0	16.5	16.1	52.4

Pavlík, Kurimský e Ševc (2025)

Tabela 2: Volatilidade média [EUR/MWh].

Year	Alemanhã	França	Polônia	Eslováquia	República Tcheca	Estônia
2015	8.32	8.13	17.37	9.32	8.49	10.64
2016	6.96	9.38	16.06	8.01	7.76	7.78
2017	9.08	9.05	8.82	13.03	9.87	6.10
2018	9.65	9.78	10.54	11.02	9.93	8.02
2019	8.86	7.93	7.08	9.45	8.68	10.58
2020	9.28	7.69	6.94	8.82	8.54	14.99
2021	24.08	21.94	15.68	24.73	23.76	28.29
2022	56.39	50.93	42.91	59.37	55.31	72.81
2023	28.34	24.88	21.88	29.26	27.35	36.62
2024	32.92	22.40	34.23	39.38	32.02	44.16
2025	31.09	27.60	28.95	38.01	34.08	52.86

Pavlík, Kurimský e Ševc (2025)

A análise conduzida por Pavlík, Kurimský e Ševc (2025) demonstra que, à medida que a geração renovável ultrapassa determinados limiares de participação na matriz

elétrica, a frequência de eventos de preço negativo cresce de forma não linear. Esse comportamento é particularmente evidente na Alemanha e em outros países com alta penetração solar, onde, em horas de forte radiação e baixa demanda, o excesso de oferta leva o preço spot a valores inferiores a zero. O estudo identificou que, acima de determinados patamares de geração — próximos a 65 GW de capacidade combinada de solar e eólica —, a probabilidade de ocorrência de preços negativos pode se aproximar de 100% durante determinados intervalos do dia.

O estudo conclui que as possíveis causas para esse comportamento de preços no mercado alemão são as seguintes:

1. Menor presença de fontes flexíveis (térmicas a carvão, usinas nucleares) — como com o desligamento de usinas nucleares.
2. Limitações de capacidade nas linhas de transmissão transfronteiriças, que tornam impossível exportar o excedente de energia.
3. Falta de resposta da demanda ou ausência de sistemas de consumo para o excedente de geração.
4. Assimetria entre a distribuição geográfica da produção e do consumo, levando a restrições internas de transmissão (re-despacho). Re-despacho (ou realinhamento da geração) é um processo usado na indústria de energia elétrica para lidar com situações em que a eletricidade não pode ser transportada do local onde é gerada para o local onde é consumida devido à congestão no sistema de transmissão.

Em mercados com menor interconectividade e flexibilidade de demanda, como Polônia e Eslováquia, a incapacidade de exportar excedentes ou ajustar o consumo accentua ainda mais a volatilidade e reduz a previsibilidade da receita dos geradores (PAVLÍK; KURIMSKÝ; ŠEVC, 2025). Esse resultado reforça a ideia de que a volatilidade não depende apenas da quantidade de renováveis instaladas, mas também da capacidade do sistema de acomodar sua variabilidade por meio de mecanismos de flexibilidade e deslocamento da demanda.

A literatura recente tem destacado que essa volatilidade, embora represente um desafio para o planejamento e a remuneração da geração, também cria novas oportunidades econômicas para tecnologias capazes de responder rapidamente às oscilações de preço. Entre essas, destacam-se os sistemas de armazenamento de energia, as interconexões transfronteiriças e, mais recentemente, a mobilidade elétrica.

O estudo de (PAVLÍK; VOJTEK; ŠEVC, 2025) ilustra essa tendência ao analisar o papel do carregamento inteligente de veículos elétricos (smart charging) em mercados europeus de alta variabilidade. Os autores demonstram que a adoção de estratégias de carregamento dinâmico, sincronizadas com períodos de preço baixo ou negativo, permite reduzir em até 50% o custo médio de recarga e, simultaneamente, aliviar picos de geração renovável, contribuindo para o equilíbrio do sistema. Além do fluxo unidirecional de otimização da recarga de veículos elétricos, (PAVLÍK; VOJTEK; ŠEVC, 2025) cita a possibilidade de um fluxo bidirecional, em que de um lado temos o carregamento inteligente em horários de menor preço (maior geração renovável) e no outro temos os /próprios veículos como fonte armazenadora e que pode despachar energia em momentos de menor geração renovável (conceito chamado de *vehicle-to-grid*, V2G).

Essa mudança de paradigma reforça o papel estratégico das tecnologias de armazenamento por baterias, capazes de capturar os benefícios econômicos associados às variações de preço e de mitigar riscos em períodos de desequilíbrio entre oferta e demanda. Em termos sistêmicos, a flexibilidade proporcionada por essas soluções contribui para a redução de custos marginais de geração, aumento da confiabilidade do suprimento e atenuação das perdas financeiras decorrentes de preços negativos. Desse modo, a experiência internacional evidencia que a viabilidade econômica das baterias está intrinsecamente ligada à volatilidade de mercado — sendo o armazenamento, ao mesmo tempo, resultado e solução das transformações impostas pela expansão das fontes renováveis.

2.5.3. Compreensão causal e lições para o Brasil

Os avanços recentes na literatura internacional também demonstram que compreender os impactos das fontes renováveis sobre os preços de eletricidade exige abordagens analíticas mais robustas do que as correlações tradicionais. Em mercados com alta complexidade — onde interagem variáveis como clima, carga, preço de combustíveis fósseis e políticas de apoio —, relações aparentes podem mascarar dinâmicas causais mais profundas.

A intermitência e o baixo custo marginal das fontes renováveis comprimem o valor de mercado da eletricidade nos períodos de abundância, ao mesmo tempo em que elevam a incerteza de receita dos geradores, tanto pelos períodos de menor ou nula geração, quanto no risco de sobreoferta em determinados períodos, que podem levar aos cortes de geração. Dessa forma, a rentabilidade do setor tende a depender cada vez mais da capacidade de gestão dessa variabilidade — seja por meio de contratos de longo prazo, resposta da

demandas ou armazenamento de energia.

Em sistemas elétricos de perfil semelhante ao brasileiro, essa discussão ganha relevância adicional. O Brasil, historicamente caracterizado por uma matriz predominantemente hídrica e flexível, caminha para uma participação crescente de fontes solar e eólica, que já ultrapassam 25% da capacidade instalada nacional (EPE, 2024). Ainda que a presença de reservatórios ofereça certa capacidade de regulação, o aumento da geração intermitente — especialmente em regiões com restrições de transmissão — tende a reproduzir, em escala local, os mesmos padrões observados em mercados maduros: maior variabilidade horária e sazonal, ocorrência de preços negativos e valorização dos recursos de flexibilidade.

Assim, as lições extraídas das experiências internacionais podem ser sintetizadas em três pontos principais. Primeiro, a expansão de renováveis tende, inevitavelmente, a reduzir o preço médio nos horários de pico ao mesmo tempo que aumenta a volatilidade, exigindo mecanismos de mitigação. Segundo, o armazenamento e a flexibilidade tornam-se ativos estratégicos, não apenas para estabilizar o sistema, mas para capturar valor em mercados dinâmicos. Terceiro, a avaliação econômica dessas tecnologias deve incorporar a incerteza e os efeitos não lineares que caracterizam o comportamento dos preços.

2.6. Panorama das Tecnologias de Armazenamento de Energia

Juntamente com a transição energética e o aumento da participação de fontes de energia renováveis variáveis (tais como eólica e solar), surgem novos desafios para manutenção dos sistemas de transmissão e distribuição de energia, devido à intermitência e volatilidade inerente dessas energias. Nesse cenário, tecnologias de armazenamento de energia são essenciais para mitigar esses efeitos e trazer mais confiabilidade para o sistema elétrico (ZENG et al., 2025).

2.6.1. Armazenamento Mecânico

Tecnologias de Armazenamento Mecânico de Energia baseiam-se no uso de energia mecânica que pode ser armazenada para ser utilizada em momentos de necessidade de despacho de energia para o sistema. As principais tecnologias de armazenamento mecânico de energia hoje são o Armazenamento de Energia Hidrelétrica Bombeado e o Armazenamento de Energia por Ar Comprimido.

O uso de sistemas de Armazenamento de Energia Hidrelétrica Bombeado (em inglês *PHES - Pumped Hydro Energy Storage*) é baseado no uso de usinas hidrelétricas reversíveis, em que parte da água da parte baixa de um reservatório é bombeada de volta para a parte superior do reservatório fora dos horários de pico, a um custo menor de energia, para ser despachada em momentos de maior demanda (ZENG et al., 2025).

Já o Armazenamento de Energia por Ar Comprimido utiliza a energia de menor custo fora dos horários de pico para energizar compressores que armazena o ar comprimido em estruturas subterrâneas ou mesmo em tanques artificiais. Em momentos de maior demanda, esse ar é liberado e misturado com algum combustível, geralmente gás natural, sendo utilizado para potencializar uma turbina que aciona um gerador elétrico (ZENG et al., 2025).

2.6.2. Armazenamento Químico

O Armazenamento Químico de Energia se apoia no uso de energia para criação de compostos químicos que podem agir como combustíveis, como por exemplo na criação de hidrogênio.

A abordagem mais tradicional para a produção do Hidrogênio que será utilizado como combustível a ser armazenado é por meio da reforma catalítica de hidrocarbonetos, que por serem combustíveis fósseis caracterizam esse novo combustível como "Hidrogênio Cinza". No entanto, uma maneira mais sustentável para produção do chamado "Hidrogênio Verde" vem através do uso de energia de fontes renováveis para promover a produção de hidrogênio através da eletrólise da água (ZENG et al., 2025).

2.6.3. Armazenamento Eletroquímico

O Armazenamento Eletroquímico de Energia se baseia em reações químicas em baterias para armazenar e despachar energia. Por serem alternativas com performance estável e rápida capacidade de resposta, são soluções extremamente promissoras para garantir maior confiabilidade no sistema elétrico.

O uso de baterias de Íon-Lítio vem sendo uma das tecnologias mais aplicadas em baterias de armazenamento eletroquímico devido a alta densidade energética, ao longo tempo de vida útil e pelo estágio de maturidade do desenvolvimento dessa tecnologia. Essas baterias podem apresentar eficiência energética bem superior às soluções anteriores, porém a operação de sistemas de baterias, que deve coordenar diversos módulos sem que

uma bateria seja sobrecarregada em função de outras, ainda é um processo complexo (ZENG et al., 2025).

2.6.4. Armazenamento Térmico

Por fim, soluções de Armazenamento Térmico de Energia se diferenciam dos demais métodos por estocar calor em materiais capazes de reter energia térmica por longos períodos. Essa aplicação se divide em três principais vertentes: o Armazenamento de Calor Sensível, Armazenamento de Calor Latente e Armazenamento de Calor Termoquímico.

No Armazenamento de Calor Sensível, a energia é armazenada como variação de temperatura de um meio contínuo. Os esquemas mais maduros utilizam água, solo ou sais fundidos (ZENG et al., 2025).

Já no caso de Armazenamento de Calor latente, são empregados materiais de mudança de fase (*PCM - Phase Change Material*) que absorvem e liberam energia na transição entre estados da matéria (sólido-líquido ou líquido-gasoso) (ZENG et al., 2025).

Na terceira vertente, o Armazenamento de Calor Termoquímico se dá no "aprisionamento" de energia em ligações químicas em reações reversíveis com elevada entalpia, podendo oferecer uma densidade de armazenamento energético 8 a 10 vezes superior aos demais métodos de Armazenamento Térmico (ZENG et al., 2025).

2.7. Battery Energy Storage Systems (BESS)

Com o aumento do uso de fontes renováveis nos últimos anos, sistemas de armazenagem em bateria (BESS) surgem como uma alternativa para lidar com a intermitência da geração renovável ao armazenar durante períodos de excesso de energia e despachar em períodos de menor produção e maior demanda.

2.7.1. Tipos de baterias utilizadas no BESS

Os principais tipos de baterias empregadas em soluções de BESS segundo Dong et al. (2025) são:

- Baterias de Chumbo-ácido – um dos tipos mais antigos de bateria com bom custo-benefício, porém baixa densidade energética e vida útil curta.

- Baterias de Íon-lítio – padrão mais adotado atualmente em soluções de BESS, com elevada densidade de energia e vida útil mais longa, sendo utilizadas em aplicações residenciais, comerciais e integradas no sistema elétrico (para transmissão e distribuição de energia elétrica).
- Baterias de Níquel-Cádmio - baterias com resistência elevada a situações extremas e com durabilidade elevada, sendo utilizada principalmente em aplicações industriais. Uma das principais preocupações com essa tecnologia é devido a toxicidade do cádmio.
- Baterias de Níquel-Hidreto Metálico – também resistentes e menos agressivas ao meio ambiente que baterias de Níquel-Cádmio, essas baterias são utilizadas em eletrônicos e em carros híbridos
- *Flow batteries* – eletrólitos líquidos permitem separar potência de energia, o que torna esses sistemas escaláveis para armazenamento de longa duração.
- Baterias de Sódio-enxofre – baterias com alta densidade energética para aplicações no sistema elétrico. Apesar da elevada densidade e eficiência energética, necessitam de extremo cuidado e medidas de segurança em sua aplicação, devido ao trabalho em altas temperaturas e ao caráter corrosivo de seus materiais

2.7.2. Operacionalização de BESS

Dong et al. (2025) descreve a aplicação dos *Battery Energy Storage Systems* em quatro diferentes escalas:

- Micro-Scale: utilização de baterias para energizar equipamentos eletrônicos pequenos, seja de consumo seja de uso profissional. Além de promover maior conveniência para usuários de eletrônicos de consumo, as baterias podem garantir maior confiabilidade e produtividade para equipamentos elétricos em locais de mais difícil acesso (como por exemplo em atividades de mineração)
- Small-Scale: aplicação em residências, para permitir com que as pessoas tenham uma opção de armazenagem de energia que lhes garanta menor dependência de serviços de distribuição de energia de terceiros. Essas baterias geralmente são acopladas com alguma fonte de geração de energia residencial, comumente de painéis solares instalados nos telhados das residências

- Medium-Scale: nesses casos as baterias são utilizadas em aplicações comerciais e industriais, focando na otimização do uso de energia para reduzir custos e aumentar a confiabilidade do acesso a energia elétrica.
- Large-Scale: baterias utilizadas em grande escala para ajudar a conferir mais confiabilidade para o sistema elétrico de transmissão e distribuição de energia, aumentando a flexibilidade e facilitando a integração de fontes renováveis ao sistema elétrico de determinada região. São soluções de grande escala que são recompensadas por sua disponibilidade de despachar energia em momentos de pico de demanda e geração reduzida (como no período noturno, em que há uma queda na geração de energia solar e eólica).

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Esta seção organiza os principais fundamentos teóricos e metodológicos necessários para a avaliação econômica de sistemas de armazenamento de energia por baterias. Inicialmente, apresentam-se os conceitos clássicos de análise financeira para investimentos, com ênfase no Valor Presente Líquido (VPL) e na taxa de desconto, por meio do custo médio ponderado de capital (WACC), os quais permitem mensurar a atratividade econômica de projetos de infraestrutura. Em seguida, são detalhadas as formulações aplicadas ao Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS), métrica utilizada neste trabalho para quantificar o custo unitário da energia entregue por um BESS ao longo de sua vida útil. Por fim, discute-se o uso de simulações estocásticas do tipo Monte Carlo como ferramenta para incorporar incertezas relevantes — como preços de energia, degradação do sistema e variabilidade operacional — permitindo que o LCOS seja analisado sob diferentes cenários. Essa estrutura fornece a base conceitual que sustenta a metodologia adotada nos capítulos subsequentes.

3.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O **Valor Presente Líquido** (VPL) é o principal método de decisão em finanças corporativas, porque converte todos os fluxos de caixa de um investimento para um valor monetário único no instante zero, de tomada de decisão. Conforme Fabozzi (2020), maximizar o VPL é matematicamente equivalente a maximizar a riqueza dos acionistas sob hipóteses de mercados eficientes (FABOZZI; DRAKE; POLIMENI, 2020).

3.2.1 Fórmula geral

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

- I_0 – dispêndio inicial (CAPEX + custos de implantação) em $t = 0$;
- FC_t – fluxo de caixa livre no período t (R\$);

- r – taxa de desconto que reflete o risco dos fluxos (em geral, o WACC);
- n – horizonte explícito da projeção (anos).

Se $NPV > 0$, o projeto cria valor; se $NPV < 0$, destrói valor.

3.2.2. Etapas de cálculo

1. **Projeção operacional:** estimar receita, custos, CAPEX de reposição e capital de giro para cada ano.
2. **Cálculo do FC:** adicionar depreciação, subtrair CAPEX e variação de capital de giro, e ajustar por impostos.
3. **Determinação do horizonte n :** deve cobrir vida econômica do ativo;.
4. **Escolha do r :** utilizar o WACC coerente com a estrutura de capital alvo (detalhado posteriormente).
5. **Valor terminal (opcional):** se o horizonte não for a vida útil total do projeto ou empresa, estimar valor residual pelo método da perpetuidade ou múltiplo de saída e trazê-lo a valor presente.
6. **Somatório:** aplicar a Eq. (1).

3.2.3. Interpretação econômica

O VPL quantifica o retorno que excede a taxa mínima de atratividade exigida pelo investidor. Portanto, um NPV positivo indica que o conjunto de receitas ou economias gerado pelo projeto — sejam elas provenientes da operação principal, de serviços complementares ou de incentivos fiscais — supera o desembolso inicial e todos os custos de operação e manutenção, criando valor econômico líquido.

3.2.4. Análise de sensibilidade

Pequenas variações em premissas-chave podem alterar substancialmente o VPL. Dentre algumas possibilidades de maneiras de analisar a sensibilidade das premissas e resultados estão:

- **Tabela Tornado:** variação unidimensional para identificar parâmetros mais críticos.

- **Cenários:** combinações pessimista, base e otimista.
- **Simulação Monte Carlo:** propaga incerteza multi-variável, resultando em uma distribuição de VPL em vez de um valor único.

3.2.5. Vantagens e limitações

Consistência teórica (Vantagem) — incorpora valor-tempo do dinheiro e todos os fluxos relevantes.

Comparabilidade (Vantagem) — permite classificar projetos mutuamente exclusivos com base no critério “maior VPL”.

Dependência de premissas (Limitação) — forte sensibilidade a r e ao valor terminal.

Complexidade (Limitação) — requer modelagem detalhada de fluxo de caixa, com premissas muito volatéis e nem sempre disponível em estágio preliminar.

3.2. Taxa de desconto e custo de capital (WACC)

A **taxa de desconto** reflete o retorno mínimo exigido pelos provedores de capital para compensá-los pelos riscos do projeto. Para avaliar fluxos de caixa que pertencem simultaneamente a acionistas e credores, adota-se o *Custo Médio Ponderado de Capital* (WACC, na sigla em inglês), que combina o custo do capital próprio e o custo da dívida ponderados pela estrutura de capital de mercado - utilizada como Taxa Mínima de Atratividade (TMA) a ser utilizada em modelos de Fluxo de Caixa Descontado:

O WACC é calculado por:

$$WACC = \frac{E}{D+E} k_e + \frac{D}{D+E} k_d (1 - T_c) \quad (2)$$

Legenda

- E, D – valor de mercado do patrimônio líquido e da dívida, respectivamente
- k_e – custo do capital próprio (Calculado pelo CAPM)
- k_d – custo da dívida antes do imposto de renda
- T_c – alíquota efetiva de imposto de renda

3.3.1. Estimativa do custo do capital próprio

O custo do capital próprio costuma ser obtido pelo modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) (SHARPE, 1964):

$$k_e = R_f + \beta_L (E[R_m] - R_f) \quad (3)$$

- R_f – taxa livre de risco (tipicamente títulos soberanos em moeda compatível);
- $E[R_m] - R_f$ – prêmio de mercado de ações;
- β_L – beta alavancado, medindo a correlação do ativo com o mercado.

Na prática, recomenda-se usar *betas bottom-up*: calcula-se o beta setorial desalavancado, reaplica-se a estrutura de capital alvo do projeto e acrescenta-se, se necessário, *country risk premium* (risco associado ao risco maior de determinado país) ou prêmio de liquidez (para ativos de menor liquidez)

3.3.2. Estimativa do custo da dívida

O custo da dívida, k_d , pode ser aproximado pelo *yield to maturity* médio dos títulos corporativos emitidos pela empresa (ou, no caso de projeto novo, de emissores comparáveis) acrescido de eventual *credit spread* específico. Como os juros são dedutíveis na base de cálculo de imposto, aplica-se o benefício fiscal $(1 - T_c)$, diminuindo o WACC e, consequentemente, elevando o valor presente dos fluxos.

3.3.3 Considerações práticas

- **Estrutura alvo vs. estrutura atual:** em valuation de projetos, usa-se a *estrutura de capital ideal* ao longo da vida útil, determinado pelos gestores responsáveis pelo projeto; para empresas operacionais e de capital aberto, geralmente ponderam-se os valores de mercado atuais, tanto da dívida, quanto do equity.
- **Constância ao longo do tempo:** o WACC supõe pesos $D/(D+E)$ estáveis; se a alavancagem varia de forma relevante, é preferível empregar o *Adjusted Present Value* (APV).
- **Regulação:** em setores regulados, a agência pode fixar um WACC “justo”, servindo de referência para receitas permitidas (como é o caso das utilities de energia).

- **Limitações:** o CAPM assume mercados eficientes e correlação linear com o risco sistêmico; em economias emergentes, prêmios de mercado e risco-país podem introduzir incertezas significativas.

3.3. Levelized Cost of Storage (LCOS)

3.4.1. Definição do Levelized Cost of Energy (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE, do inglês Levelized Cost of Energy) constitui uma métrica financeira consolidada, empregada para quantificar o custo médio de produção de eletricidade por uma determinada tecnologia de geração ao longo de seu ciclo de vida útil.

Conforme estabelecido pelo Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (DECC) do Reino Unido, o LCOE pode ser definido como o valor presente do custo de propriedade e operação de um ativo de geração de energia dividido pela energia gerada ao longo da vida do ativo (Department of Energy and Climate Change, 2013). Assim, o LCOE pode ser definido como:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [\text{R\$ / MWh}] \quad (4)$$

Legenda

- C_t – custos totais no ano t ;
- E_t – energia efetivamente descarregada no ano t (MWh), já líquida da eficiência e da degradação;
- r – taxa de desconto coerente com o WACC;
- n – vida econômica do sistema (anos).

Historicamente, o LCOE tem sido uma métrica de valor para quantificar o custo médio da eletricidade produzida por uma usina, permitindo a desenvolvedores e pesquisadores a comparação de diferentes tecnologias de geração para identificar a fonte de energia mais competitiva para uma aplicação específica (BALLIET et al., 2025).

Contudo, com a crescente inserção de fontes de energia renovável intermitentes, como a solar e a eólica, o LCOE demonstra-se menos abrangente. Embora essas fontes ofereçam eletricidade a um custo marginal reduzido, elas introduzem desafios de intermitência e não provêm integralmente os serviços de confiabilidade essenciais à rede. Este cenário impulsionou o desenvolvimento de métricas complementares, a exemplo do Levelized Cost of Storage (LCOS), para avaliar a viabilidade econômica de tecnologias de armazenamento de energia.

3.4.2. Definição do Levelized Cost of Storage (LCOS)

O Levelized Cost of Storage (LCOS) estende o conceito do LCOE para o caso de sistemas de armazenamento de energia. Enquanto o LCOE quantifica o custo médio da eletricidade produzida por uma tecnologia de geração ao longo de sua vida útil, o LCOS destina-se a mensurar o custo médio adicionado à energia por seu armazenamento. Essa métrica é crucial para comparar a viabilidade de distintas tecnologias de armazenamento ou diversas aplicações de um mesmo sistema, como é o caso do BESS

A necessidade de uma métrica como o LCOS tornou-se premente com a crescente penetração de fontes de energia renovável variáveis (VRE), como solar e eólica, que, embora apresentem custos marginais de geração reduzidos, são intermitentes e exigem soluções para deslocar a energia de períodos de abundância para períodos de escassez (BALLIET et al., 2025)

Neste contexto, o LCOE, que tipicamente avalia a provisão de energia em larga escala, torna-se menos significativo para o armazenamento, cujo principal valor reside na arbitragem de energia — a compra de energia em momentos de baixo preço e a venda em períodos de preços mais altos. O LCOS, portanto, é definido para quantificar o spread médio entre os preços de carga e descarga que precisa existir para que o projeto de armazenamento seja economicamente viável (BALLIET et al., 2025).

As principais distinções e elementos incorporados no cálculo do LCOS incluem:

- Remuneração por serviços auxiliares: O LCOS, diferentemente do LCOE que considera apenas o custo total por unidade de energia de diferentes fontes energéticas, considera em seu cálculo as receitas auxiliares da bateria, como remuneração por disponibilidade e anuidades (que serão descritas no cálculo do LCOS), que são repassadas como um custo ao consumidor final, desse modo entrando no cálculo do LCOS (ARIAS-CAZCO, 2023).

- Foco nos Custos Adicionados vs. Custos de Geração: O LCOS, em sua formulação ideal, não inclui o custo da eletricidade utilizada para carregar o dispositivo de armazenamento, mas sim as perdas de eficiência (Round Trip Efficiency - RTE) inerentes ao processo de armazenamento. Isso difere de algumas aplicações do LCOE para sistemas híbridos de geração-armazenamento, que podem incorporar o custo total da energia descarregada, incluindo o custo de sua geração inicial (BALLIET et al., 2025). A inclusão apenas das perdas de RTE no LCOS permite uma comparação mais direta entre diferentes tecnologias de armazenamento.
- Abordagem de Ciclo de Vida Completo: O LCOS considera todos os custos incorridos ao longo da vida útil do projeto, desde o pré-desenvolvimento, construção, operação, até o descomissionamento e reciclagem. É muito importante a inclusão de custos de renovação, substituição ou abandono de componentes, como o bloco de armazenamento (baterias), que podem ter uma vida útil inferior à do restante da infraestrutura do projeto (BALLIET et al., 2025). A não consideração desses custos ou do valor residual dos ativos pode distorcer a análise de rentabilidade .
- Sensibilidade a Parâmetros de Uso e Mercado: O LCOS é sensível a premissas operacionais, como o número de ciclos de carga/descarga por ano, a profundidade de descarga (DoD) e a degradação da bateria (ARIAS-CAZCO, 2023). A taxa de escalada de custos (operacionais, manutenção, renovações, preço da eletricidade para carga) também exerce impacto significativo no valor final do LCOS, especialmente em projetos de longa duração.

3.4.3. Cálculo do LCOS

De forma análoga ao Custo Nivelado de Energia (LCOE - Levelized Cost of Electricity) para a geração, o LCOS quantifica o custo médio por unidade de energia descarregada, em termos de valor presente, que precisa ser obtido para que o projeto seja economicamente viável. Esta seção detalha a formulação proposta para o cálculo do LCOS, abordando suas componentes e os princípios financeiros e operacionais subjacentes.

Arias-Cazco (2023) antes de formular o LCOS define as principais maneiras de compensar financeiramente sistemas de armazenamento de energia (*ESS - Energy Storage Systems*):

1. Remuneração pelo armazenamento de energia: O BESS é remunerado exclusivamente pela energia despachada, consistindo em comprar energia quando os preços

estão baixos e revendê-la em momentos de maior demanda.

2. Remuneração por energia e capacidade de potência: Nesse modelo, o BESS é compensado tanto pela energia fornecida quanto pela sua capacidade de potência disponível. A remuneração pela potência está vinculada à disponibilidade operacional do sistema, promovendo o equilíbrio econômico do projeto
3. Remuneração por anuidades: O BESS recebe pagamentos periódicos (sejam mensais ou anuais) ao longo de sua vida útil, independente do volume efetivo de uso.

Arias-Cazco (2023) então define o LCOS considerando esses três métodos de remuneração dos sistemas de armazenamento, partindo da definição de que o Valor Presente Líquido do projeto é igual a zero (mínimo para garantir a viabilidade econômica), ou seja, que a Taxa Interna de Retorno será igual ao WACC.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{Inc_t - C_t}{(1 + WACC)^t} \quad (5)$$

Legenda

- C_t – custos totais no ano t , incluindo CAPEX e custos de operação e manutenção;
- Inc_t – Receita total no período t
- n – vida econômica do sistema (anos).

Em um cenário que o VPL = 0, temos o seguinte:

$$\sum_{t=0}^n \frac{Inc_t}{(1 + WACC)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + WACC)^t} \quad (6)$$

Portanto o VPL das receitas ao longo do tempo deve ser igual ao VPL dos custos totais.

3.4.3.1 Remuneração por Armazenamento de Energia

Neste primeiro caso, Arias-Cazco (2023) define uma remuneração para compensar a bateria pelo despacho de energia (Inc_t^E). Conforme a (8), o valor presente líquido da receita do despacho de energia Inc_t^E deverá ser igual ao valor presente líquido dos custos.

Define-se LCOS, portanto, como o preço de energia o qual será despachada essa energia, de modo a fazer válida a (8).

Desconsiderando perdas por perda de eficiência (ARIAS-CAZCO, 2023), podemos calcular a receita da seguinte forma:

$$Inc_t^E = LCOS * E_t^d \quad (7)$$

Em que E_t^d é a energia total despachada pela bateria ao longo de sua vida.

Substituindo (7) em (8) temos:

$$\sum_{t=0}^n \frac{LCOS * E_t^d}{(1 + WACC)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + WACC)^t} \quad (8)$$

Isolando o LCOS, temos:

$$LCOS = \sum_{t=0}^n \frac{\frac{C_t}{(1 + WACC)^t}}{\frac{E_t^d}{(1 + WACC)^t}} \quad (9)$$

Em que Arias-Cazco (2023) define $C_t = CAPEX + \sum_{t=0}^n OPEX_t$ e CAPEX é o investimento inicial e $OPEX_t$ é o custo operacional no ano t.

3.4.3.2 Remuneração por Energia e Potência

Em seguida, Arias-Cazco (2023) define o sistema de remuneração com os dois primeiros métodos de remuneração, tanto pela energia despachada quanto uma remuneração pela capacidade de potência disponibilizada, isto é uma remuneração adicional pela disponibilidade para o despacho de energia Nesse caso, é necessário adicionar ao que já foi comentado anteriormente o fator de remuneração por potência (Inc_t^P) (ARIAS-CAZCO, 2023):

$$Inc_t^P = k * 12 * Pp * Cap_p - 12 * Cap_p * Te_p \quad (10)$$

Em que:

- k - representa a disponibilidade do BESS em horas por mês

- P_p - é o preço mensal de potência a ser compensado para o BESS pela potência, em \$/MW
- Cap_p - é a capacidade da bateria em MW
- Te_P - o custo mensal que a bateria paga pela disponibilidade do sistema elétrico.
- 12 é utilizado para fazer o equivalente anual

Portanto a remuneração total da bateria fica:

$$Inc_t = Inc_t^E + Inc_t^P \quad (11)$$

Substituindo (11) em (8) temos:

$$\sum_{t=0}^n \frac{LCOS * E_t^d + k * 12 * Pp * Cap_p - 12 * Cap_p * Te_p}{(1 + WACC)^t} = \sum_{t=0}^t \frac{C_t}{(1 + WACC)^t} \quad (12)$$

Assim, o cálculo do LCOS pode ser escrito da seguinte maneira:

$$LCOS = \sum_{t=0}^n \frac{\frac{C_t - 12 * Cap_p * (k * Pp - Te_p)}{(1 + WACC)^t}}{\frac{E_t^d}{(1 + WACC)^t}} \quad (13)$$

3.4.3.3 Remuneração por Anuidade

Por fim, Arias-Cazco (2023) define o LCOS a partir do pagamento de anuidades para o BESS. Para obter esse valor, define o Fator de Recuperação de Capital (FRC), um valor que quando multiplicado pelo investimento total:

$$FRC = \left(\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + WACC)^t} \right)^{-1} \quad (14)$$

Assim, essa receita anual, pode ser definida como:

$$A_t^{BESS} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + WACC)^t} * FRC = Inc_t \quad (15)$$

Nesse caso em particular, para encontrarmos o LCOS em R\$/MWh basta fazer a somatória de todas anuidades e dividir por toda energia despachada. Assim temos:

$$LCOS = \sum_{t=0}^n \frac{\frac{C_t}{(1+WACC)^t} * FRC}{\frac{E_t^d}{(1+WACC)^t}} \quad (16)$$

3.4.3. Vantagens e limitações

A adoção do LCOS como métrica padrão oferece uma série de vantagens significativas para a análise técnico-econômica de sistemas de armazenamento de energia:

- Análise Abrangente do Ciclo de Vida: O LCOS integra todos os custos de propriedade e operação ao longo da vida útil do ativo, desde os custos de pré-desenvolvimento e construção (CAPEX) até os custos de Operação e Manutenção (O&M) e de descomissionamento (fim de vida).
- Comparabilidade Robustecida: Ao nivelar os custos por unidade de energia descartada e incorporar o valor do dinheiro no tempo, o LCOS permite comparar de forma equitativa diferentes tecnologias de armazenamento (e.g., baterias de íon-lítio, ar comprimido, hidrogênio) e projetos com características distintas.
- Suporte à Decisão de Investimento: Para investidores e formuladores de políticas, o LCOS é uma ferramenta valiosa para balancear o valor percebido contra os custos associados, identificando oportunidades de investimento e direcionando esforços de desenvolvimento tecnológico para as soluções mais promissoras.
- Transparência e Repetibilidade (com padronização): Uma formulação padronizada e explícita do LCOS, com clareza nos inputs, aumenta a transparência da métrica, mitiga o risco de manipulação dos resultados e garante a repetibilidade dos cálculos entre diferentes estudos e avaliadores (BALLIET et al., 2025).
- Adaptabilidade a Diferentes Modos de Operação: A estrutura de cálculo do LCOS, especialmente em seu denominador, pode ser flexível para acomodar diferentes perfis de operação (e.g., ciclos de carga/descarga diários variáveis) ao longo da vida útil do sistema de armazenamento (BALLIET et al., 2025; ARIAS-CAZCO, 2023).
- Distinção Clara do LCOE: O LCOS é especificamente concebido para o armazenamento, focando no custo agregado à energia ao ser armazenada (BALLIET et al.,

2025). Ao contrário do LCOE para fontes intermitentes, o LCOS para dispositivos de armazenamento totalmente despacháveis não se depara com a complexidade de coeficientes de covariância ou a ambiguidade na comparação de custos de capacidade firme versus energia de base (BALLIET et al., 2025).

Apesar de suas vantagens, o LCOS possui limitações inerentes que devem ser compreendidas para sua aplicação correta e para a interpretação adequada de seus resultados:

- Incerteza dos Dados e Premissas: O valor do LCOS é altamente sensível a uma série de premissas subjacentes, como custos de capital, custos de O&M, taxas de desconto, perfis de operação, fatores de carga, taxas de degradação, preços de combustível (para carregamento), custos de carbono e, em projeções futuras, taxas de aprendizado e níveis de implantação tecnológica.
- Natureza Genérica vs. Específica da localidade de instalação: As estimativas de LCOS são, por natureza, genéricas e representam um custo médio para uma tecnologia em determinadas condições. Elas não refletem as particularidades de um projeto específico ou as condições da localidade em particular (por exemplo custos de conexão à rede, custos de licenciamento local), que podem impactar substancialmente o custo real (Department of Energy and Climate Change, 2013), dificultando uma medida universal de custo que se aplique a todos lugares.
- Não Equivalência a Preços de Contrato (Strike Prices): O LCOS não deve ser confundido com os "strike prices" de contratos de longo prazo (por exemplo Contracts for Difference - CfD). Embora os custos nivelados sejam um insumo para a definição de strike prices, estes últimos incorporam fatores adicionais como premissas de receita, termos contratuais, alocação de risco e considerações de política energética mais amplas (Department of Energy and Climate Change, 2013).
- Comparaçāo Inadequada com Geraçāo (LCOE): O LCOS para sistemas de armazenamento autônomos não deve ser diretamente comparado com o LCOE de fontes de geração de energia (e.g., usinas fósseis despacháveis) quando o objetivo é avaliar a contribuição para a capacidade firme. Geradores e sistemas de armazenamento resolvem problemas de sistema distintos e a rentabilidade do armazenamento depende das características de oferta e demanda do sistema (arbitragem de preços), enquanto o custo da geração não (BALLIET et al., 2025).
- Trade-off entre Simplicidade e Detalhamento: Formulações mais detalhadas e precisas do LCOS exigem uma maior granularidade de dados de entrada, o que pode

aumentar a barreira de entrada para sua utilização e tornar o cálculo menos simples para usuários com recursos limitados.

3.4. Simulação de Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo constitui uma metodologia computacional robusta e amplamente empregada para a análise de sistemas complexos, notadamente naqueles em que a modelagem analítica se revela inviável ou excessivamente intrincada (ROSS, 2021). Em problemas com múltiplas variáveis expostas a incertezas, é uma ferramenta que possibilita melhor analisar e entender resultados esperados.

Caracteriza-se por sua capacidade de aproximar grandezas esperadas (expectativas) de estatísticas e de distribuições de probabilidade complexas, utilizando-se de processos de amostragem aleatória (ROSS, 2021; BREMAUD, 1999). O nome "Monte Carlo" remonta à sua associação com os jogos de azar, refletindo a essência do método no uso da aleatoriedade para explorar o comportamento de modelos (BREMAUD, 1999).

Essas simulações aproveitam as propriedades estatísticas das distribuições probabilísticas, utilizando a geração de variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas. Em geral, essa abordagem está amparada pela lei forte dos grandes números, que garante que a média das simulações repetidas se aproxima do valor esperado à medida que aumenta o número de repetições (ROSS, 2021).

3.5.1. Fundamentação Matemática e Probabilística

A pedra angular de qualquer estudo de simulação é a capacidade de gerar números aleatórios, definidos como valores de variáveis aleatórias uniformemente distribuídas entre 0 e 1 (ROSS, 2021), comumente realizada por "geradores de números pseudoaleatórios". Estes algoritmos computacionais produzem sequências de números que, embora deterministicamente geradas a partir de um valor inicial (semente), comportam-se estatisticamente como se fossem amostras independentes e uniformes de uma distribuição contínua (ROSS, 2021). Para fins práticos de simulação, esses números pseudoaleatórios são tratados como números verdadeiramente aleatórios. A partir desses números base, é possível gerar permutações aleatórias e subconjuntos aleatórios, elementos essenciais para diversas aplicações do método (ROSS, 2021).

O cerne da abordagem de simulação de Monte Carlo para aproximar expectativas reside na Lei dos Grandes Números. Quando se busca calcular o valor esperado de uma

estatística, por exemplo, $E[h(X_1, X_2, \dots, X_n)]$, onde X_1, \dots, X_n são variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas (i.i.d.) com uma determinada função densidade de probabilidade $f(x)$, a avaliação analítica da integral múltipla correspondente é frequentemente inviável ou computacionalmente custosa.

Nesses cenários, a simulação de Monte Carlo oferece uma alternativa. O processo envolve a geração de r conjuntos independentes de n variáveis aleatórias, cada conjunto com a distribuição $f(x)$. Para cada conjunto gerado, computa-se o valor da estatística de interesse, resultando em uma sequência de r variáveis aleatórias $Y_i = h(X_{i1}, X_{i2}, \dots, X_{in})$, que são i.i.d.. Pela Lei Forte dos Grandes Números, a média dessas Y_i converge para o valor esperado desejado à medida que o número de simulações r tende ao infinito. Dessa forma, a média amostral $(\sum_{i=1}^r Y_i)/r$ serve como uma estimativa para $E[h(X_1, \dots, X_n)]$. Cada cálculo de um novo valor de Y_i é denominado uma "corrida de simulação".

Bremaud (1999) complementa essa fundamentação ao relacionar as simulações Monte Carlo ao uso de cadeias de Markov. Uma extensão importante do método é conhecida como Monte Carlo via Cadeias de Markov (Markov Chain Monte Carlo – MCMC), em que amostras são obtidas através de cadeias estocásticas cuja distribuição estacionária coincide com a distribuição de interesse. Essa técnica é especialmente poderosa em contextos nos quais as distribuições a serem simuladas são muito complexas ou não podem ser facilmente descritas por métodos determinísticos (BREMAUD, 1999).

3.5.2. Métodos de Geração de Variáveis Aleatórias

Para implementar a simulação de Monte Carlo, é fundamental a capacidade de gerar variáveis aleatórias com distribuições arbitrárias a partir de números uniformes $(0,1)$ (ROSS, 2021).

3.5.2.1. Método da Transformada Inversa

Este é um método geral para a geração de variáveis aleatórias discretas e contínuas.

Para variáveis discretas: Dada uma função massa de probabilidade $P(X = x_i) = p_i$ e $\sum_{i=0} p_i = 1$, gera-se um número aleatório U e define-se $X = x_i$ se $p_1 + \dots + p_{i-1} < U \leq p_1 + \dots + p_{i-1} + p_i$. (ROSS, 2021).

Para variáveis contínuas: Dada uma função de distribuição contínua $F(x)$, define-se a variável aleatória $X = F^{-1}(U)$, onde F^{-1} é a função inversa de F e U é uma variável aleatória uniforme $(0,1)$. A proposição $P(F^{-1}(U) \leq x) = F(x)$ demonstra que X terá a

distribuição desejada. (ROSS, 2021).

3.5.2.2. Método de Aceitação-Rejeição

Este método é particularmente útil quando a função inversa da distribuição é difícil de obter. Ele envolve a geração de variáveis a partir de uma densidade auxiliar $g(x)$ que majora a densidade alvo $f(x)$ multiplicada por uma constante c . As amostras geradas por $g(x)$ são então aceitas ou rejeitadas com base em uma condição que envolve $f(x)$ e $g(x)$, garantindo que as amostras aceitas sigam a distribuição $f(x)$ (BREMAUD, 1999).

3.5.3. Aplicações e Vantagens

A simulação de Monte Carlo é uma ferramenta versátil com aplicações diversas:

- Aproximação de Integrais Complexas: É uma alternativa eficaz à integração numérica, especialmente em dimensões elevadas (BREMAUD, 1999).
- Física Estatística: Utilizada para simular grandes campos aleatórios, como distribuições de Gibbs, onde a função de partição é frequentemente incomputável (BREMAUD, 1999).
- Processamento de Imagens e Otimização: A simulação de Monte Carlo via Cadeias de Markov (MCMC) é fundamental em áreas como o processamento de imagens (e.g., restauração bayesiana) e problemas de otimização combinatória (e.g., recozimento simulado) (BREMAUD, 1999).
- Estatística: Amplamente utilizada para avaliar a eficácia de estimadores (e.g., método bootstrap) e para realizar testes de hipóteses não paramétricos (permutation tests) (ROSS, 2021).
- Finanças e Engenharia: Usada para modelar incertezas e avaliar riscos em cenários complexos.

A utilização da simulação de Monte Carlo, como qualquer método numérico, apresenta aspectos que conferem vantagens específicas e outros que representam limitações ou desvantagens práticas importantes.

Entre as principais vantagens, é possível destacar especialmente a flexibilidade e a generalidade do método Monte Carlo. Devido à sua natureza probabilística, ele pode

ser empregado para resolver problemas complexos sem exigir suposições restritivas sobre as distribuições subjacentes dos fenômenos estudados. Essa característica torna-o extremamente útil em situações onde métodos analíticos tradicionais são inviáveis, seja por limitações técnicas ou pela complexidade matemática envolvida nas distribuições probabilísticas do problema analisado (ROSS, 2021).

Outra vantagem fundamental é a capacidade do método em lidar diretamente com situações onde há grande quantidade de incertezas intrínsecas, permitindo uma abordagem robusta frente a contextos reais, frequentemente caracterizados por forte componente aleatória. De fato, através das múltiplas repetições e amostragens, o método Monte Carlo é capaz de produzir estimativas que refletem de maneira realista a variabilidade e incerteza dos fenômenos investigados, aspecto de grande relevância prática em cenários econômicos, financeiros, físicos ou de engenharia.

Complementando estas vantagens, Bremaud (1999) ressalta particularmente a capacidade dos métodos Monte Carlo via Cadeias de Markov (MCMC) para explorar eficientemente distribuições altamente complexas e multidimensionais, como os campos aleatórios de Gibbs, frequentemente encontrados em física estatística, processamento de imagens e otimização combinatória. A grande vantagem dessas técnicas reside na possibilidade de obter amostras representativas de distribuições extremamente difíceis ou impossíveis de serem amostradas diretamente por métodos analíticos, possibilitando análises rigorosas e detalhadas desses sistemas.

Ademais, outro benefício significativo das simulações Monte Carlo, mencionado tanto por Ross (2021) quanto por Bremaud (1999), é a simplicidade conceitual e operacional, especialmente quando comparado a técnicas analíticas mais complexas. Uma vez estabelecido o procedimento de geração das amostras, a implementação computacional do método costuma ser relativamente direta, especialmente com o uso de algoritmos computacionais modernos e softwares estatísticos avançados.

Contudo, apesar dessas vantagens significativas, o método de Monte Carlo apresenta também algumas limitações práticas importantes. Uma das desvantagens refere-se à necessidade de um elevado número de simulações para alcançar níveis satisfatórios de precisão e estabilidade numérica. A precisão dos estimadores obtidos depende diretamente da quantidade de amostras geradas, exigindo frequentemente uma quantidade substancial de tempo computacional e recursos de processamento, especialmente em problemas com alta dimensionalidade ou complexidade probabilística .

Além disso, embora o método seja estatisticamente consistente, é crucial estabele-

cer procedimentos bem definidos para decidir sobre a quantidade suficiente de simulações necessárias para garantir precisão desejada. Sem tal critério rigoroso, corre-se o risco de gerar estimativas com precisão insuficiente ou, por outro lado, desperdiçar recursos computacionais na realização excessiva de simulações.

Outro ponto negativo é a questão da taxa de convergência das cadeias de Markov, especialmente no contexto dos algoritmos MCMC. Embora esses métodos sejam capazes de gerar amostras representativas das distribuições-alvo desejadas, a velocidade com que a cadeia atinge sua distribuição estacionária (convergência) pode variar significativamente dependendo das propriedades do problema específico. Em cenários desfavoráveis, as cadeias de Markov podem convergir lentamente, aumentando assim o tempo necessário para obter resultados precisos e confiáveis, e consequentemente diminuindo a eficiência global do método (BREMAUD, 1999).

Finalmente, é importante destacar a questão prática referente ao uso de geradores de números pseudoaleatórios. Embora esses geradores sejam cruciais para a operação das simulações Monte Carlo, eles podem apresentar limitações se não forem cuidadosamente selecionados e avaliados quanto à qualidade das sequências produzidas. Caso contrário, a qualidade das simulações e a validade das estimativas obtidas podem ficar comprometidas, especialmente em aplicações mais sensíveis que demandam alto rigor numérico e estatístico (BREMAUD, 1999).

4. METODOLOGIA

A presente seção metodológica teve como finalidade descrever a estrutura geral do processo analítico que será conduzido para avaliar economicamente a utilização de sistemas de armazenamento de energia por baterias no Brasil. O objetivo central foi determinar o Custo Nivelado de Armazenamento (Levelized Cost of Storage – LCOS) de projetos de armazenamento em larga escala, de modo a permitir posteriormente comparação direta com a volatilidade diária dos preços de energia e oferecer subsídios para a tomada de decisão tanto por agentes privados quanto por formuladores de políticas públicas.

O LCOS foi adotado como métrica central por se consolidar na literatura acadêmica e no setor elétrico internacional como a forma mais adequada de avaliar a viabilidade de sistemas de armazenamento de energia. Diferentemente do LCOE, tradicionalmente aplicado à geração em larga escala, o LCOS capta a lógica econômica do armazenamento, cujo valor está associado à arbitragem de energia — comprar eletricidade em períodos de menor preço e revendê-la em momentos de maior valor. Essa métrica expressa, em um único indicador, a relação entre os custos totais do investimento, operação e manutenção e a energia efetivamente entregue ao longo da vida útil do sistema. Assim, o LCOS permite quantificar o spread médio entre preços de carga e descarga necessário para viabilizar economicamente o projeto, além de possibilitar comparações padronizadas entre diferentes tecnologias, cenários e contextos regulatórios.

Entretanto, a aplicação dessa métrica em estudos prospectivos enfrenta uma limitação relevante: a incerteza associada às variáveis-chave do modelo. Elementos como os custos anuais de operação e manutenção (O&M), a vida útil do sistema e mesmo o custo de capital apresentam incertezas no presente momento e ao longo do projeto, além da incerteza de qual será o custo futuro de investimento inicial em sistemas de bateria. Essa variabilidade torna inadequada a utilização exclusiva de uma abordagem determinística, que assumiria valores fixos para todos os parâmetros, pois tal método ignora os riscos e a dispersão dos resultados possíveis.

Para contornar essa limitação, este trabalho adota uma abordagem híbrida, composta por duas etapas complementares. Em um primeiro momento, será realizada uma análise determinística, na qual o LCOS é calculado a partir de um conjunto de valores

de referência para todas as variáveis. Essa etapa inicial permite estabelecer uma linha de base e compreender de forma clara a contribuição relativa de cada componente de custo no resultado final.

Na sequência, será introduzida a dimensão probabilística por meio da Simulação de Monte Carlo e da análise de cenários. A Simulação de Monte Carlo consiste em repetir milhares de vezes o cálculo do LCOS, variando aleatoriamente os valores das variáveis incertas de acordo com distribuições de probabilidade previamente definidas. O resultado é uma distribuição de valores possíveis de LCOS, que reflete não apenas um ponto estimado, mas também a dispersão e os riscos associados ao investimento em sistemas de armazenamento. Essa abordagem permite avaliar, por exemplo, a probabilidade de que o LCOS ultrapasse determinado valor crítico ou, de forma complementar, qual o custo mínimo esperado sob condições mais favoráveis. Já a análise de cenários consiste na criação de múltiplos cenários em que variamos alguns parâmetros de acordo com cenários mais otimistas ou pessimistas.

A estrutura metodológica proposta, portanto, segue uma lógica sequencial:

1. Formulação do modelo de cálculo do LCOS, já definido na seção de Revisão Bibliográfica;
2. Definição das premissas e parâmetros técnicos, econômicos e operacionais do sistema de baterias;
3. Construção da análise determinística, com valores fixos de referência;
4. Aplicação da Simulação de Monte Carlo, incorporando incertezas de variáveis críticas;
5. Avaliação de cenários mais otimistas e pessimistas de variáveis como o investimento inicial (CAPEX).

4.1. Formulação do LCOS

Foi definido anteriormente que a definição do LCOS utilizada será de que o custo nívelado de armazenamento será igual a divisão do valor presente líquido total de todos os dispêndios de capital (CAPEX) e custos de operação e manutenção pelo valor presente líquido de toda energia despachada no período.

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1 + WACC)^t}} \quad [\text{R\$ / MWh}] \quad (1)$$

Legenda

- C_t – custos totais no ano t , incluindo CAPEX e custos de operação e manutenção;
- E_t – energia efetivamente descarregada no ano t (MWh), já líquida da eficiência e da degradação;
- n – vida econômica do sistema (anos).

Para o caso específico que utilizaremos para calcular os resultados, o desdobramento dessa fórmula se dá da seguinte forma:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(1 + EPC + O\&M \cdot t \cdot N_{ciclos/ano}) \cdot (\frac{CAPEX}{kWh} \cdot Cap. \cdot T_{despacho} \cdot Câmbio)}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Cap. \cdot T_{despacho} \cdot N_{ciclos/ano} \cdot t}{(1 + WACC)^t}} \quad (2)$$

De modo que

- CAPEX/kWh é o valor do CAPEX de um sistema de baterias por cada kWh de energia armazenável
- Cap. é a capacidade de armazenamento de energia, em kW
- $T_{despacho}$ é o tempo de despacho/carregamento da bateria, em horas
- Câmbio é o câmbio médio em R\$/US\$
- $O\&M$ é o % do CAPEX em custos anuais de operação e manutenção no ano t
- EPC representa os custos de construção e engenharia como % do CAPEX
- n é o número de anos do projeto, igual a vida útil da bateria
- WACC é o custo de capital utilizado como taxa de desconto

4.2. Definição de Premissas e Parâmetros

Nessa etapa, iremos definir as premissas e parâmetros fundamentais que sustentam o cálculo do LCOS. Estes parâmetros foram organizados em três blocos principais — técnicos, econômicos/financeiros e operacionais — de forma a estruturar a análise em bases consistentes e transparentes. A definição clara desses elementos é fundamental para assegurar a reproduzibilidade dos resultados e permitir comparações com estudos semelhantes.

4.2.1 Parâmetros Técnicos

Os parâmetros técnicos dizem respeito às características físicas e de desempenho do sistema de armazenamento por baterias considerado na análise. Entre os mais relevantes, destacam-se:

- Capacidade nominal da bateria (MW)
- Tempo de despacho e carregamento (horas)
- Energia total armazenada (MWh)
- Vida útil técnica do sistema (anos)
- Número de ciclos por ano

Essas premissas determinam a quantidade de energia que pode ser efetivamente entregue ao longo da vida útil do projeto e, portanto, afetam diretamente o denominador da equação do LCOS.

4.2.2 Parâmetros Econômicos e Financeiros

O segundo bloco abrange os aspectos monetários e de financiamento que impactam o custo total do projeto. Entre os elementos considerados, incluem-se:

- Custo de investimento inicial (CAPEX, em US\$/kWh)
- Custos anuais de operação e manutenção (O&M, em % do CAPEX)
- Taxa de desconto ou custo de capital (WACC, %)

- Câmbio médio (R\$/US\$)

Esses parâmetros compõem o numerador da equação do LCOS e refletem tanto as condições de mercado (preço dos equipamentos, câmbio, inflação) quanto as especificidades do ambiente regulatório e tributário brasileiro.

4.3. Coleta de Dados

4.3.1. Procedimentos de Coleta

A coleta de dados necessários para a modelagem do LCOS foi realizada a partir de fontes específicas e reconhecidas no setor elétrico e no campo acadêmico, com prioridade para informações atualizadas e alinhadas ao contexto brasileiro. A escolha das referências buscou assegurar a consistência e a transparência metodológica, permitindo a reproduzibilidade dos resultados.

4.3.2. Dados técnicos

Os parâmetros técnicos adotados neste estudo foram definidos a partir de arbitragens fundamentadas e alinhadas às práticas comumente utilizadas em análises de sistemas de armazenamento por baterias. Esses parâmetros representam as características físicas e de desempenho do projeto de referência, constituindo a base para o cálculo da energia efetivamente entregue ao longo da vida útil e, consequentemente, para o denominador da equação do LCOS.

A capacidade nominal do sistema foi fixada em 100 MW, valor escolhido de forma arbitrária por refletir um porte de usina de armazenamento de larga escala compatível com projetos em desenvolvimento no Brasil e no exterior. O tempo de despacho foi estabelecido em 2 horas, resultando em uma energia total armazenada de 200 MWh. Tal configuração é representativa de sistemas do tipo utility-scale, voltados para serviços de arbitragem energética e suporte ao sistema.

A vida útil técnica do sistema foi considerada como 15 anos, também escolhida arbitrariamente, mas em consonância com valores encontrados na literatura internacional para baterias de íons de lítio aplicadas em aplicações de grande porte. Adicionalmente, definiu-se um ciclo anual equivalente a uma carga e uma descarga completas por dia, totalizando aproximadamente 365 ciclos por ano. Essa premissa reflete um padrão de

utilização moderado, suficiente para capturar tanto a degradação progressiva das células quanto a viabilidade econômica do sistema em um horizonte de longo prazo.

A Tabela 1 resume os principais parâmetros técnicos considerados:

Tabela 3: Parâmetros técnicos adotados para o sistema de armazenamento

Parâmetro	Valor adotado	Unidade
Capacidade nominal da bateria	100	MW
Tempo de despacho	2	h
Energia total armazenada	200	MWh
Vida útil técnica do sistema	15	anos
Número de ciclos anuais	365	ciclos/ano

4.3.2. Dados econômicos e financeiros

Os parâmetros econômicos e financeiros constituem a base do numerador da equação do LCOS, uma vez que representam os custos monetários incorridos ao longo da vida útil do projeto de armazenamento. Neste trabalho, optou-se pela construção de um modelo desalavancado, de forma que todos os fluxos de caixa são avaliados considerando apenas capital próprio, sem a inclusão de dívidas na estrutura de financiamento. Essa abordagem é coerente com o caráter exploratório do estudo e permite maior clareza na análise de viabilidade econômica, ao evitar variações decorrentes de condições específicas de crédito.

O custo de investimento inicial (CAPEX) foi obtido a partir dos relatórios da Greener, que apresentam levantamentos recentes de preços de sistemas de baterias de íons de lítio no Brasil. Essa fonte é particularmente relevante por refletir as condições de mercado doméstico e capturar as tendências de queda de custos decorrentes de escalonamento tecnológico e industrial.

Ademais, adicionado aos custos do CAPEX do sistema de bateria, utiliza-se a projeção da (EPE, 2024) de custos de construção em engenharia em 13% do CAPEX.

Os custos anuais de operação e manutenção (O&M) foram definidos como um percentual do CAPEX. A Alvarez e Marsal (2025), em estudo feito para CPFL Energia define os custos de O&M em 1,5 a 3% do CAPEX. Para a conta do LCOS a seguir iremos utilizar o valor de 2% do CAPEX.

O custo de capital próprio foi calculado com base no Capital Asset Pricing Model (CAPM), que estabelece a taxa de retorno mínima exigida pelo investidor a partir de três

componentes: (i) taxa livre de risco real (ii) prêmio de mercado e (iii) beta setorial, que capta o risco sistemático do segmento de energia elétrica e tecnologias de armazenamento. Assim, a taxa obtida reflete o retorno esperado por acionistas em um projeto de risco comparável, constituindo o parâmetro de desconto dos fluxos de caixa.

Como fonte desses dados, foram utilizados os parâmetros definidos na Nota Técnica nº77 de 2025 da ANEEL, que define o WACC Regulatório para empresas de Distribuição, Transmissão e geração. Assim, obtivemos uma taxa livre de risco real de 5,07%, um beta setorial de 0,8676 e um prêmio de risco de 6,7%, que nos resulta em um custo de capital próprio (k_e) de 10,94%. Considerando uma estrutura de capital sem dívida (ou seja $\frac{E}{D+E} = 1$ e $\frac{D}{D+E} = 0$) e um custo de capital de terceiros (k_d) igual a taxa livre de risco real de 5,07%, temos:

$$WACC = (5,07\% + 0,8676 \cdot 6,7\%) \cdot 1 + 5,07\% \cdot 0 = 10,94\% \quad (3)$$

Adicionalmente, todos os valores monetários originalmente expressos em dólar norte-americano foram convertidos para reais utilizando a taxa de câmbio PTAX média dos últimos 12 meses (entre 31 de outubro de 2024 até 31 de outubro de 2025).

A Tabela 2 resume os principais parâmetros econômicos e financeiros considerados no estudo.

Tabela 4: Parâmetros econômicos e financeiros adotados (modelo desalavancado)

Parâmetro	Valor adotado	Fonte
Custo de investimento bateriais (CAPEX)	115 US\$/kWh	Greener (2024)
Custo de engenharia e construção	13% do CAPEX	EPE (2024)
Custos anuais de O&M	2% do CAPEX	Alvarez e Marsal (2025)
Custo médio de capital (WACC)	10,94%	Elaboração própria
Taxa de câmbio média	5.67 R\$/US\$	Banco Central (PTAX)

4.3.3. Dados de energia

Para a construção da base de dados utilizada neste trabalho, foram coletadas séries históricas de preços horários de energia elétrica (R\$/MWh) referentes ao submercado Sudeste/Centro-Oeste, disponibilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O período considerado abrange de 1º de janeiro de 2019 a 3 de junho de 2025, de forma a contemplar

tanto a dinâmica recente dos preços quanto uma série suficientemente longa para suportar as simulações propostas.

Após a coleta, os dados passaram por um processo de padronização e tratamento. Primeiramente, foi verificada a integridade temporal da série, assegurando que todos os dias contivessem 24 valores correspondentes às horas de 0h a 23h. Nos casos em que ocorreram falhas pontuais de registros, os valores ausentes foram preenchidos por interpolação linear entre as horas vizinhas. Já em situações de ausência de maior duração, o dia correspondente foi desconsiderado, de modo a evitar distorções na construção dos spreads. Adicionalmente, foi realizada a conferência de consistência das unidades monetárias e da granularidade horária, de forma a garantir que todos os valores estivessem expressos em R\$/MWh e referissem a preços médios de cada hora.

Considerando que a estratégia operacional definida para o sistema de armazenamento prevê a realização de um ciclo diário de carga e descarga em blocos consecutivos de duas horas, os preços horários foram transformados em médias móveis de dois períodos. Assim, para cada dia foram calculadas 23 médias correspondentes aos intervalos de 0h–2h, 1h–3h, 2h–4h, e assim sucessivamente, até o bloco de 22h–24h. Dessa forma, cada dia é representado por um conjunto de valores que refletem o custo médio de energia em blocos de duas horas consecutivas, compatíveis com o horizonte de operação da bateria.

A partir desses blocos de preços médios, definiu-se para cada dia o spread máximo diário, entendido como a diferença entre o maior e o menor valor das médias de duas horas, desde que os blocos escolhidos não se sobreponham. Isso significa que, se a bateria carrega no bloco de menor preço, o período de descarga precisa ocorrer em um bloco posterior que não compartilhe nenhuma das mesmas horas. Esse procedimento assegura que os spreads calculados sejam factíveis do ponto de vista operacional, refletindo a possibilidade real de arbitragem no mercado de energia.

O resultado desse processo é uma base de dados estruturada contendo, para cada dia do período analisado, os preços horários originais, as médias de blocos consecutivos de duas horas e o spread diário máximo correspondente. Essa base constitui o insumo fundamental para as etapas subsequentes da pesquisa, especialmente a comparação com o LCOS e a geração de cenários de viabilidade por meio de simulação.

4.4. Tratamento das Incertezas

Um dos principais desafios na avaliação econômica de sistemas de armazenamento de energia por baterias reside na elevada incerteza associada às variáveis-chave que compõem o cálculo do LCOS. O setor elétrico brasileiro é caracterizado por volatilidade de preços, mudanças regulatórias recorrentes, flutuações cambiais e, adicionalmente, por um ritmo acelerado de inovação tecnológica em sistemas de armazenamento. Tais fatores tornam inadequada a utilização de valores puramente determinísticos, sob risco de produzir resultados que não representem adequadamente a realidade do mercado.

Para lidar com esse problema, a metodologia proposta adota a Simulação de Monte Carlo (SMC) como ferramenta central para incorporar incertezas. Essa técnica requer que variáveis críticas sejam tratadas como variáveis aleatórias, associadas a distribuições de probabilidade que descrevem seus possíveis valores ao longo do tempo. Assim, em vez de assumir valores fixos, o modelo passa a refletir intervalos de variação esperados, o que permite avaliar não apenas o custo médio de armazenamento, mas também a dispersão e a probabilidade de ocorrência de diferentes cenários.

4.4.1. Seleção das variáveis incertas

As variáveis escolhidas para tratamento probabilístico pela simulação de Monte Carlo foram aquelas que apresentam maior impacto no LCOS e, ao mesmo tempo, significativa incerteza em sua evolução futura:

- Investimento iniciais em equipamentos e instalação (CAPEX): Varia principalmente com o preço do equipamento (células e packs de bateria), que ainda estão em uma curva acelerada de décrescimo de preço, assim como na variabilidade de custos de engenharia e construção
- Custos anuais de operação e manutenção (O&M): variáveis conforme condições de uso, estratégias de manutenção e taxas de substituição de componentes.
- Vida útil técnica do sistema: dependente do ritmo de degradação das células, profundidade média de descarga e condições de operação.
- Custo Ponderado de Capital (WACC): a taxa de custo de capital pode variar por diversos motivos, desde oscilações da taxa livre de risco até do prêmio de risco

Entretanto, entre essas variáveis, o custo inicial de investimento (CAPEX) não apresenta incertezas ao longo do projeto, sendo fixo no momento de decisão de investimento, de modo que a incerteza se dá em qual será o custo de investimento no futuro (se será maior ou menor do que é hoje). Portanto, iremos utilizar o método da Simulação de Monte Carlo apenas para as outras três variáveis, enquanto utilizaremos uma análise de cenários para sensibilizar o CAPEX inicial.

4.4.2. Escolha das distribuições de probabilidade

Dada a natureza prospectiva do estudo e a ausência de séries históricas consolidadas para alguns parâmetros, optou-se pela utilização da distribuição triangular. Essa escolha é consistente com estudos semelhantes e apresenta duas vantagens principais: (i) simplicidade na definição dos parâmetros, já que exige apenas três valores — mínimo, máximo e mais provável (moda); e (ii) aplicabilidade em cenários nos quais não há dados suficientes para estimar distribuições mais complexas.

Para cada variável incerta, serão definidos:

- Valor mínimo (lower bound): representando uma condição pessimista, como elevação de preços, aumento de encargos ou redução prematura da vida útil.
- Valor máximo (upper bound): representando uma condição otimista, como reduções aceleradas de custo ou preços mais baixos de energia.
- Valor esperado ou mais provável: equivalente ao valor determinístico de referência definido na Seção 4.2, obtido a partir de estudos de mercado, relatórios da EPE, ANEEL e literatura acadêmica.

O uso da distribuição triangular se justifica pelo equilíbrio entre rigor estatístico e viabilidade prática. Modelos baseados em distribuições normais, lognormais ou beta poderiam oferecer maior realismo em determinados casos, mas demandariam séries históricas extensas ou parâmetros estatísticos muitas vezes indisponíveis para tecnologias emergentes como baterias. Assim, a distribuição triangular representa uma escolha pragmática, amplamente aceita em estudos de engenharia econômica e recomendada em contextos de análise prospectiva.

4.4.4. Integração ao modelo de Monte Carlo

Uma vez definidas as distribuições para cada variável incerta, o modelo de LCOS será executado repetidamente — em milhares de simulações — de forma que, a cada rodada, valores são sorteados aleatoriamente das distribuições especificadas. O resultado final não será um único número, mas uma distribuição de probabilidade para o LCOS, permitindo a avaliação de métricas como:

- valor esperado (média);
- mediana;
- percentis (P5, P50, P95);
- intervalo de confiança para a estimativa do LCOS.

Essa abordagem garante que o estudo não apenas forneça uma estimativa pontual, mas também explice os riscos e oportunidades associados ao investimento em baterias no Brasil, contribuindo para análises de robustez econômica e tomada de decisão sob incerteza.

4.4.5. Análise de Cenários

Além da simulação probabilística, foi conduzida uma análise de sensibilidade univariada, com o objetivo de mensurar o impacto isolado de cada variável sobre o LCOS. Nessa etapa, cada parâmetro foi variado sistematicamente em torno de seu valor de referência. Os resultados serão sintetizados em gráficos de sensibilidade que evidenciam a elasticidade do LCOS em relação a cada fator, permitindo identificar quais variáveis exercem maior influência na viabilidade econômica do sistema.

Complementarmente, realizou-se uma análise de cenários determinísticos — otimista, base e pessimista — construída a partir de combinações plausíveis de parâmetros macroeconômicos e tecnológicos. Os cenários utilizados foram os seguintes:

- Cenário otimista: Com CAPEX inicial de acordo com a estimativa futura da Greener de 64 USD/kWh em 2030
- Cenário mais otimista: Com CAPEX inicial de 64 USD/kWh e uma vida útil maior, de 30 anos

- Cenário pessimista: Com CAPEX inicial maior do que temos hoje, em 150 USD/kWh
- Cenário mais pessimista: Com CAPEX inicial de 150 USD/kWh e uma vida útil menor, de 10 anos

5. RESULTADOS

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos a partir do modelo de avaliação econômica desenvolvido. Inicialmente, são analisados os valores de Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) calculados para o projeto de baterias considerado, permitindo identificar sua viabilidade sob as premissas técnicas e financeiras definidas. Em seguida, são expostos os resultados da simulação estocástica de Monte Carlo, que incorpora incertezas relacionadas a preços de energia, degradação do sistema e parâmetros econômicos, evidenciando a dispersão e a probabilidade associada aos custos estimados. Por fim, são discutidos os comportamentos históricos dos spreads de energia no mercado brasileiro, bem como os cenários alternativos avaliados, conectando os resultados quantitativos às condições reais de operação do setor elétrico. Dessa forma, os resultados apresentados fornecem subsídios para interpretar a viabilidade econômica do armazenamento por baterias no país.

5.1. Análise do Resultado do cálculo do LCOS

Esta subseção apresenta o resultado do cálculo do Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) para a configuração já estabelecida anteriormente do sistema de baterias adotado neste estudo, tomando como base o modelo formalizado anteriormente e a sequência metodológica definida na seção de Metodologia. Em termos de escopo, o objetivo é explicitar o valor de LCOS obtido para o caso base, composto pela razão entre o valor presente dos custos do projeto e o valor presente da energia efetivamente descarregada ao longo da vida útil do sistema.

No numerador, são incorporados os dispêndios relevantes do ciclo de vida do ativo, incluindo o investimento inicial (CAPEX), os custos recorrentes de operação e manutenção (O&M) e a remuneração com o WACC estimado pelo CAPM; o estudo adota, para o caso base, uma abordagem desalavancada, de modo que os fluxos são avaliados à luz do custo do capital próprio. Além disso, foi desconsiderada tanto no WACC, quanto nos fluxos de caixa a inflação, de modo que o modelo expresse tudo em termos reais.

No denominador, computa-se a energia útil efetivamente descarregada ao longo da

vida econômica do projeto, condicionada ao modo de operação e às características técnicas do sistema. Neste trabalho, a configuração de referência estabelece um sistema de 100 MW com 2 horas de despacho, totalizando 200 MWh de capacidade energética, vida útil técnica de 15 anos e um ciclo completo de carga e descarga por dia (aproximadamente 365 ciclos anuais), de acordo com as premissas técnicas e operacionais explicitadas na metodologia.

Para fins de comparabilidade com o mercado brasileiro, os resultados são apresentados em R\$/MWh, assegurando consistência de unidades com a base de preços horários utilizada ao longo do estudo. Todas as grandezas monetárias e energéticas são tratadas na mesma granularidade temporal utilizada na modelagem, e os fluxos são descontados ao mesmo custo de capital definido anteriormente. Essa padronização facilita a leitura econômica do valor obtido e evita artefatos de unidade ou de horizonte temporal.

Desse modo, a fórmula estendida do LCOS fica:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(1 + 13\% + 2\% \cdot 15 \cdot 365) \cdot (115 \cdot 100 \cdot 2 \cdot 5,5)}{(1 + 10,94\%)^{15}}}{\sum_{t=0}^{15} \frac{100 \cdot 2 \cdot 365 \cdot 15}{(1 + 10,94\%)^{15}}} = \frac{R\$310,57}{MWh} \quad (1)$$

O LCOS resultante, portanto, sintetiza a relação entre custos totais e energia útil do sistema de referência e pode ser interpretado como o spread médio mínimo entre os preços de compra (carga) e de venda (descarga) que deve existir ao longo do tempo para que o projeto seja economicamente viável. Essa leitura é central para o encadeamento do capítulo de resultados: o valor de referência aqui obtido estrutura a avaliação de risco na subseção seguinte — em que o LCOS é tratado como variável aleatória sob incerteza via Simulação de Monte Carlo — e fundamenta a comparação com os spreads diários máximos construídos a partir da base de preços horários, o que permitirá mensurar, de forma empírica, a frequência com que o mercado oferece janelas de arbitragem compatíveis com a viabilidade econômica do projeto.

5.2. Resultados da Simulação de Monte Carlo

Com base nas premissas de incerteza definidas na seção de Metodologia, foi realizada a Simulação de Monte Carlo para quantificar a variabilidade do LCOS em função

das distribuições probabilísticas atribuídas às variáveis críticas do projeto. Esse procedimento permitiu avaliar não apenas um valor único de referência, mas uma distribuição de possíveis custos nivelados de armazenamento, refletindo de forma mais realista o risco econômico associado à implantação de sistemas de baterias no contexto brasileiro.

O experimento computacional foi estruturado a partir de 20.000 iterações independentes, nas quais parâmetros como vida útil, custos de operação e manutenção (O&M) e WACC foram sorteados de acordo com as distribuições triangulares especificadas. Em cada iteração, o LCOS foi recalculado seguindo o modelo apresentado anteriormente, gerando ao final um conjunto de valores que descreve a distribuição empírica do custo nivelado sob incerteza.

Os resultados obtidos mostram que a distribuição do LCOS apresenta uma média de R\$ 314,06/MWh, desvio-padrão de R\$ 21,00/MWh e mediana (P50) de aproximadamente R\$ 312,77/MWh, com intervalo interpercentil (P5–P95) variando entre R\$ 281,67/MWh e R\$ 351,30/MWh.

O Gráfico 1 apresenta a distribuição do LCOS simulada. Nota-se um formato aproximadamente simétrico, centrado em torno de R\$ 310/MWh, o que reflete a ausência de assimetrias fortes nas distribuições de entrada. O pico da distribuição coincide com a mediana do conjunto, reforçando que esse valor pode ser tomado como o cenário mais provável para o custo nivelado.

A simulação também produziu estatísticas auxiliares para as variáveis de entrada. A vida útil média ficou em torno de 15 anos, coerente com a premissa central, enquanto o WACC apresentou média de 10,9%, com valores típicos variando entre 9,6% (P5) e 12,3% (P95). Essa amplitude do custo de capital foi um dos fatores que mais influenciou a dispersão do LCOS, dado que a taxa de desconto atua diretamente sobre a remuneração exigida pelo projeto. Os custos de O&M, por sua vez, exerceram impacto secundário, mas não desprezível, especialmente por representarem fluxos recorrentes ao longo da vida útil do sistema, mesmo que em escala muito inferior ao CAPEX.

Em conjunto, esses resultados mostram que a variabilidade do LCOS no cenário estudado está fortemente condicionada às hipóteses financeiras (WACC) e à duração efetiva do ativo (vida útil), mais do que a custos de operação. A abordagem probabilística permite, assim, uma visão mais robusta dos riscos do projeto, ao invés de confiar apenas em valores determinísticos. Esses achados estruturam a análise subsequente, que confronta a faixa de custos obtida com os spreads diários históricos de preços de energia, buscando avaliar em que medida o mercado oferece condições para viabilizar economicamente o

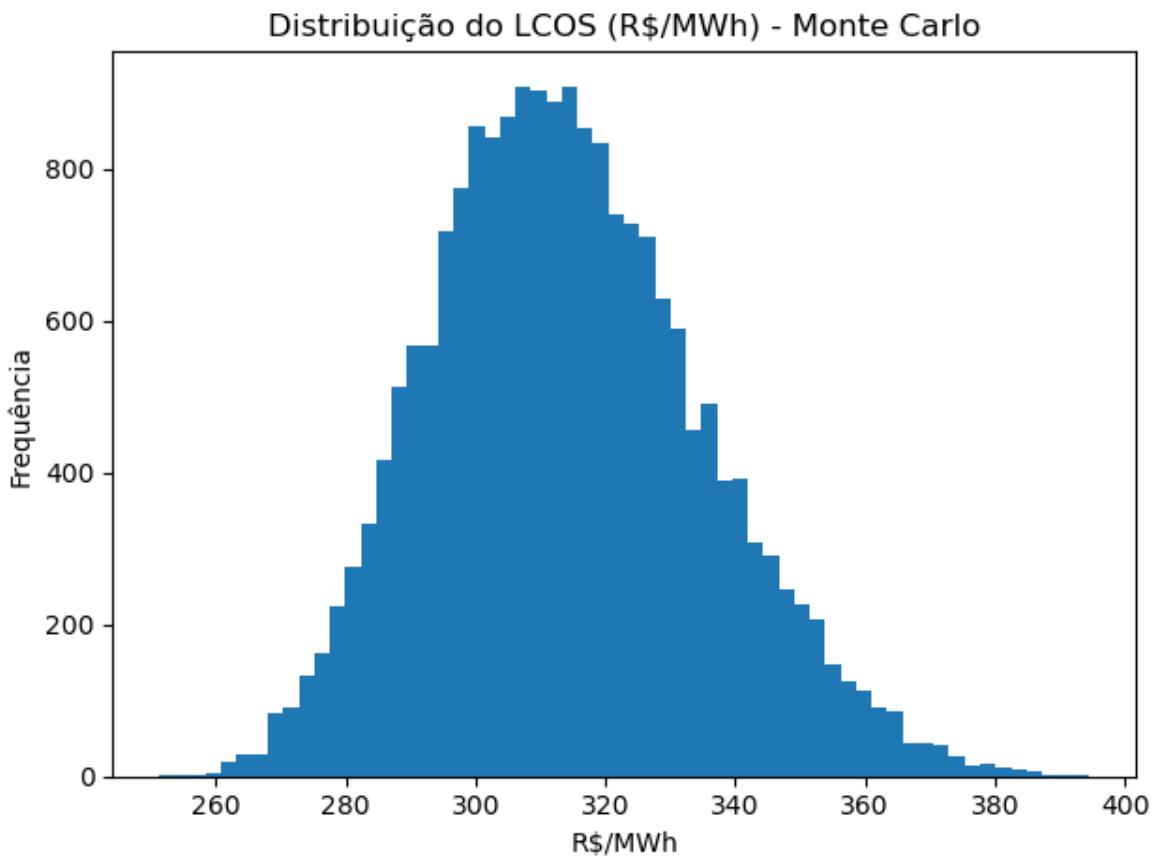


Figura 4: Gráfico 1 – Distribuição do LCOS pela Simulações de Monte Carlo

sistema de armazenamento.

5.3. Análise histórica dos spreads de energia

Uma vez analisado tanto a solução determinística, quanto o espectro de soluções sugeridos através das simulações de Monte Carlo, é importante analisar o histórico dos spreads diários de preços de energia, determinantes para definir a viabilidade ou não das baterias.

A partir da base de preços horários de energia da CCEE, foram construídos os spreads diários máximos considerando o perfil de operação definido para a bateria, com dois blocos consecutivos de carga e dois blocos consecutivos de descarga por dia. Dessa forma, para cada data do período de análise foi identificada a maior diferença entre a média de preços do par de horas de descarga e a média de preços do par de horas de carga, sempre respeitando a restrição de não sobreposição temporal. O resultado dessa sistemática corresponde ao potencial de arbitragem de curto prazo disponível para o sistema em cada dia.

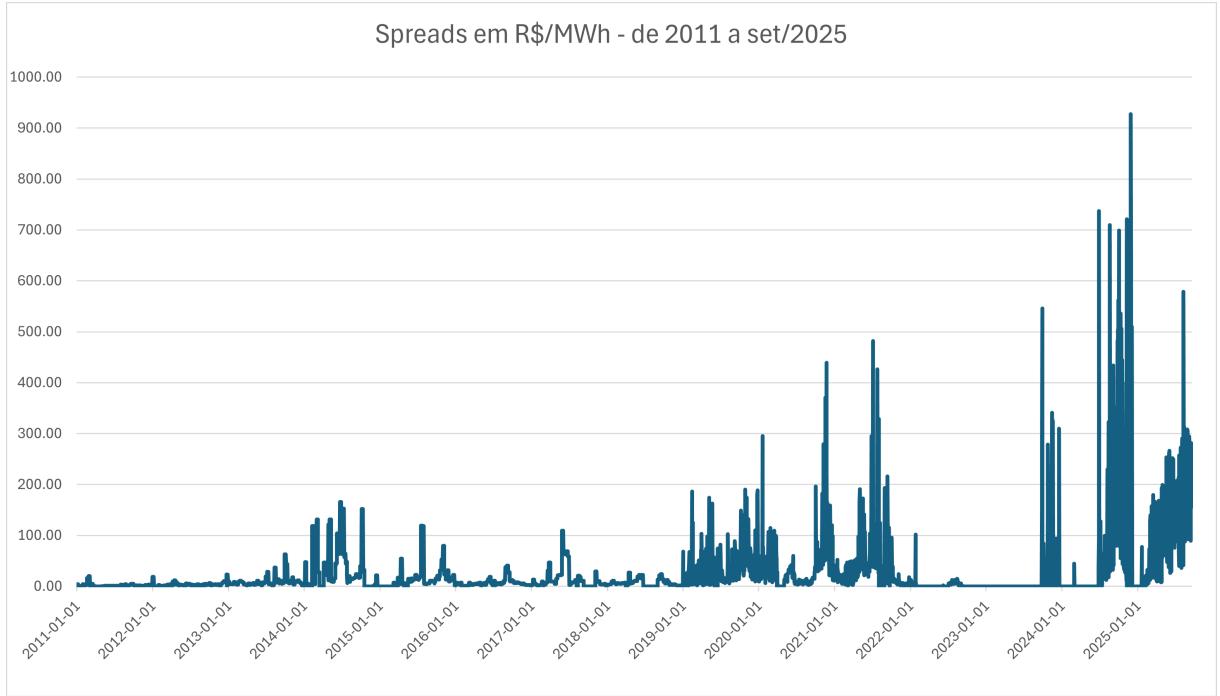


Figura 5: Gráfico 2 – Spreads do preço de energia de 2011 a set/2025

O Gráfico 2 apresenta a evolução histórica dos spreads diários entre 2011 e setembro de 2025. Observa-se que, até meados de 2013, os spreads eram relativamente reduzidos, raramente ultrapassando R\$ 50/MWh. A partir de 2014, especialmente em anos de crise hídrica e maior estresse no sistema elétrico, verifica-se um aumento expressivo da amplitude diária dos preços, com diversos episódios em que os spreads superaram R\$ 100/MWh. Esse comportamento torna-se ainda mais acentuado a partir de 2020, quando o avanço da geração renovável variável e a maior frequência de restrições operativas ampliaram a volatilidade intradiária do mercado. O quadro da volatilidade de preço de energia se intensifica nos últimos anos, quando se identificam picos superiores a R\$ 800–900/MWh, evidenciando oportunidades excepcionais de arbitragem.

Dentro desse período todo, podemos observar um spread médio de R\$ 24,63/MWh com um desvio padrão de R\$ 58,84, muito afetado por eventos extremos de spreads elevadíssimos. Temos para esse período uma mediana de apenas R\$ 5,70 com intervalo percentil (P5-P95) bem amplo, variando entre R\$ 0-119,09/MWh. Dentro dessa amostra, o LCOS determinístico (R\$ 242/MWh) é maior do que o spread em 98,4% das ocorrências.

Para dar maior clareza ao padrão mais recente, o Gráfico 4 detalha os spreads observados nos últimos 12 meses. Nota-se que, embora ocorram episódios esporádicos de valores extremos, há também uma recorrência de spreads médios na faixa de R\$ 100 a 300/MWh. O comportamento é marcadamente sazonal, com períodos de maior escassez

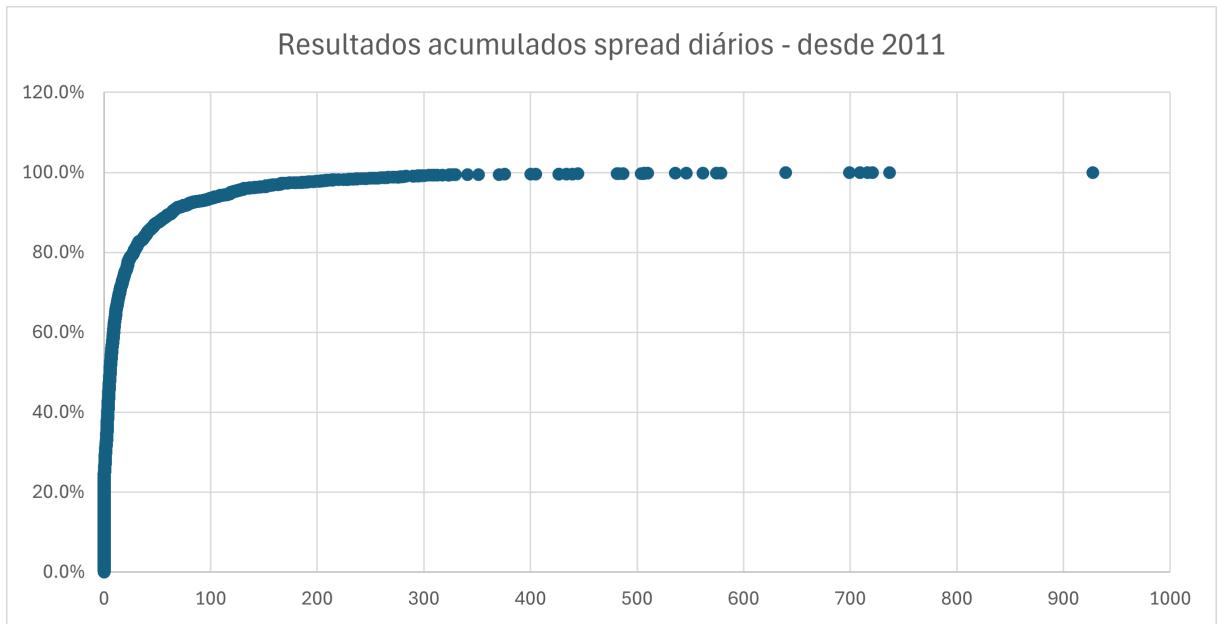


Figura 6: Gráfico 3 – Resultados acumulados dos spreads desde 2011

ou maior variabilidade da oferta renovável gerando janelas de arbitragem mais amplas, ao passo que meses de condições hidrológicas mais favoráveis ou de menor estresse sistêmico apresentam spreads mais modestos.

Nessa janela mais curta, observa-se um spread médio de R\$ 124/MWh, com desvio padrão de R\$ 142,64, uma mediana de R\$ 84,15/MWh com intervalo percentil entre R\$ 0,00 (P5) e R\$ 395,32 (P95), um cenário bem mais extremo de volatilidade se comparado ao analisado nos últimos 15 anos. Nesse cenário de curto prazo, o LCOS determinístico é maior do que o spread em 83% das ocorrências.

Além da análise diária, a avaliação dos spreads médios mensais no período de 2011 a setembro de 2025 revela um padrão sazonal bastante marcado. Observa-se que os spreads tendem a ser mais baixos nos primeiros meses do ano, com valores médios em torno de 10 a 15 R\$/MWh entre janeiro e março. A partir de abril, inicia-se uma trajetória de elevação consistente, que alcança seu ápice entre setembro e outubro, quando os spreads médios mensais se aproximam de 38 R\$/MWh. Após esse pico, há uma redução progressiva nos meses finais do ano, chegando novamente a patamares próximos de 13 R\$/MWh em dezembro.

Esse comportamento reflete as condições estruturais do sistema elétrico brasileiro e a influência da sazonalidade hidrológica na formação de preços. Os meses de seca, tipicamente entre maio e outubro, estão associados a maior estresse no despacho termelétrico e maior volatilidade intradiária, o que se traduz em spreads mais elevados. Já os meses de

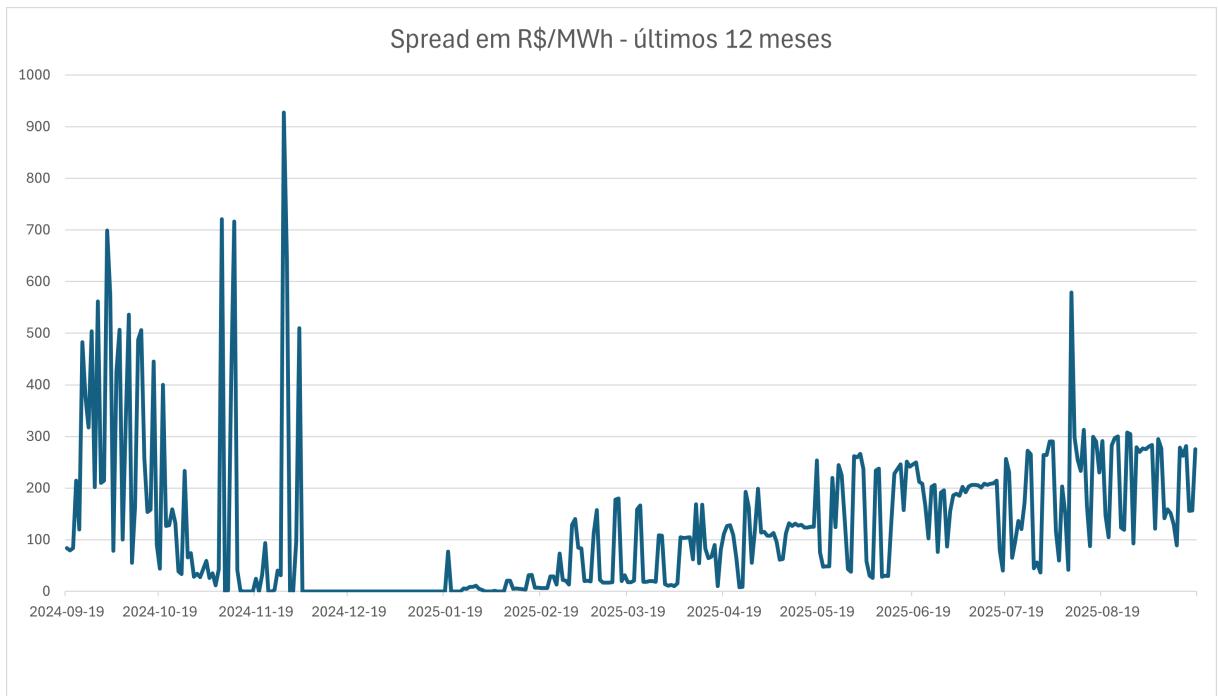


Figura 7: Gráfico 4 – Spreads do preço de energia nos últimos doze

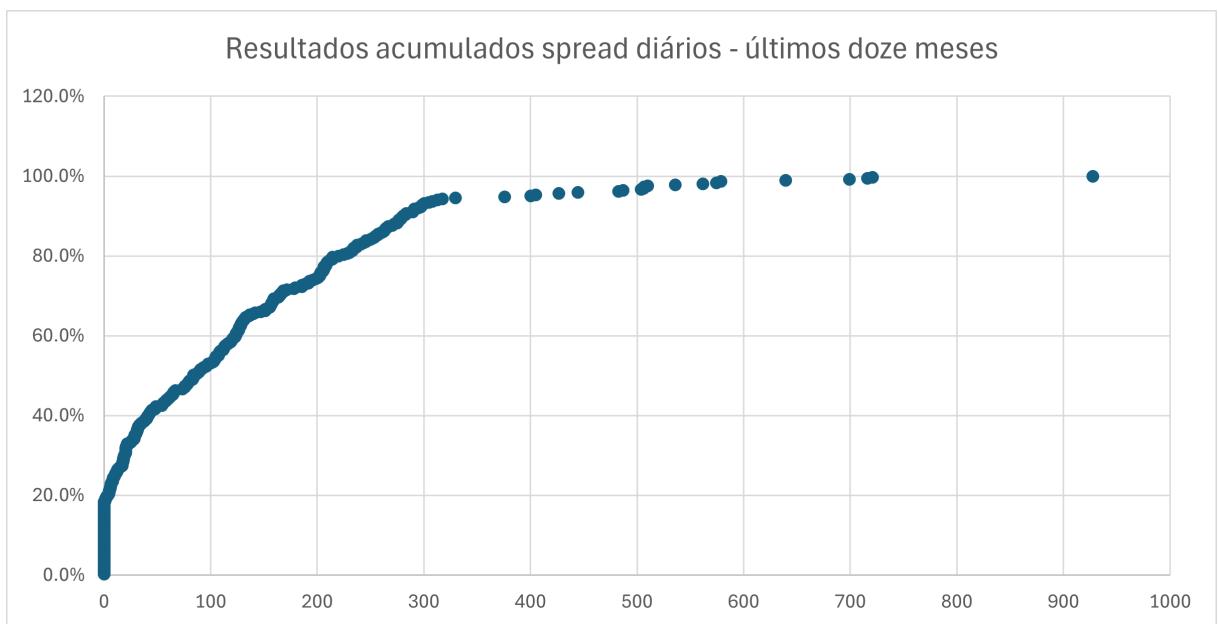


Figura 8: Gráfico 5 – Resultados acumulados dos spreads nos últimos doze meses

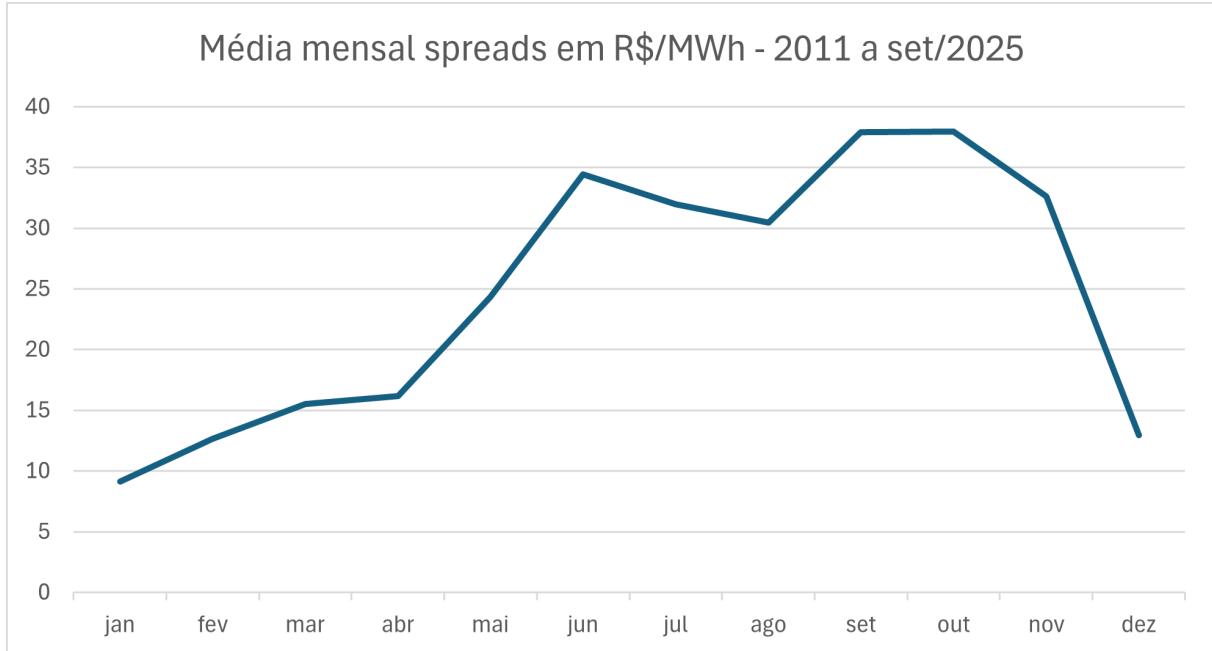


Figura 9: Gráfico 6 – Média mensal dos spreads de preços de energia desde 2011

maior afluência hídrica, no início e no final do ano, tendem a suavizar os preços horários, reduzindo as oportunidades de arbitragem para sistemas de armazenamento. Portanto, a sazonalidade observada sugere que projetos de baterias encontram condições de maior rentabilidade justamente nos meses de menor disponibilidade hídrica, reforçando seu papel como ativo complementar à gestão de riscos do setor elétrico.

5.4. Análise de Cenários

Esta seção visa quantificar, de forma direta, a sensibilidade do LCOS às principais variáveis de projeto e financeiras, tomando como ponto de referência a configuração-base (CAPEX de 115 USD/kWh, 13% do CAPEX em projetos de construção e engenharia, vida útil de 15 anos, WACC de 10,94% e câmbio de R\$ 5,50/US\$). Os quatro gráficos paramétricos (vida útil, CAPEX, WACC e câmbio) permitem observar a direção e a intensidade dos efeitos e servem como guia para a construção de cenários.

No eixo do investimento, o CAPEX apresenta relação praticamente linear com o LCOS. Na vizinhança do ponto-base, a inclinação observada no gráfico indica que um aumento de 10 USD/kWh no CAPEX eleva o LCOS em aproximadamente R\$ 20–22/MWh; simetricamente, uma redução dessa ordem diminui o custo nivelado no mesmo montante. Essa linearidade facilita a leitura de cenários tecnológicos (quedas graduais de preço de bateria) e evidencia por que variações modestas de CAPEX se transmitem quase integral-

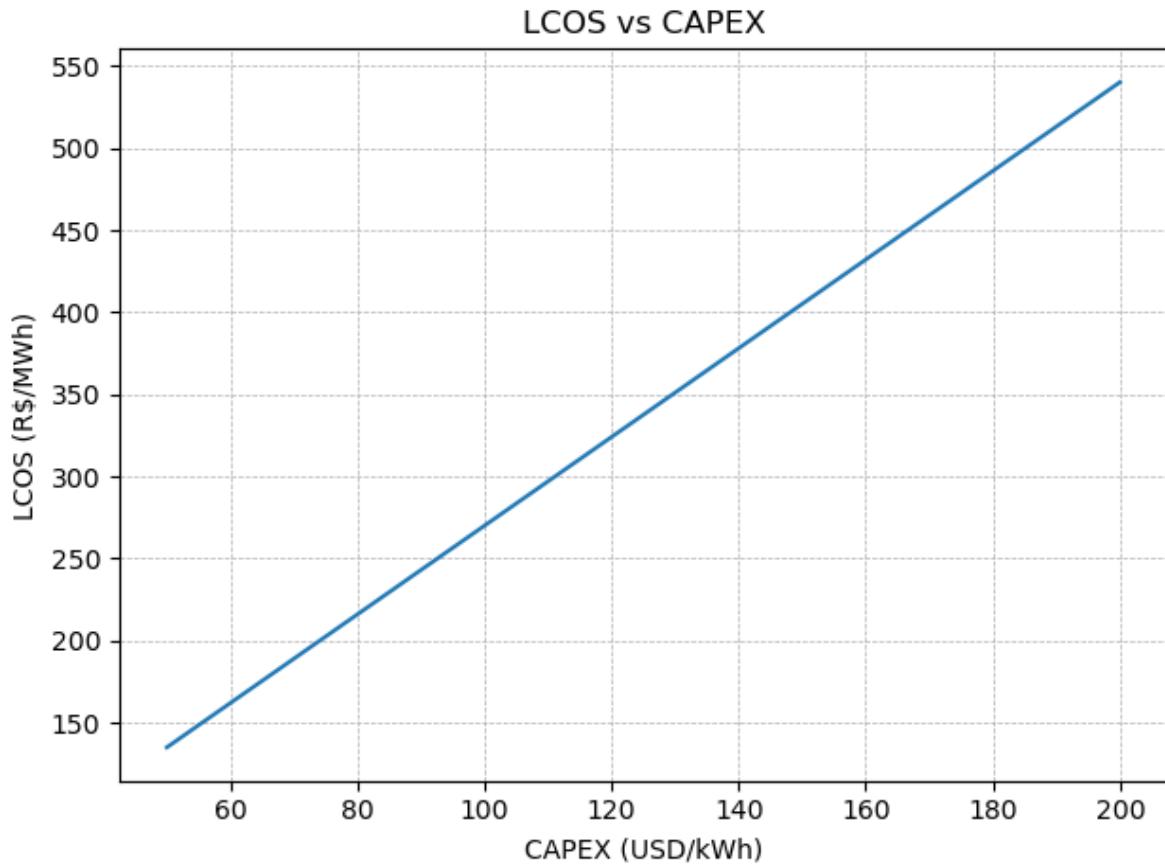


Figura 10: Gráfico 7 – LCOS em função do CAPEX

mente ao LCOS.

O câmbio também afeta o LCOS de forma praticamente proporcional, pois tanto o CAPEX quanto o O&M foram parametrizados em dólar. A curva mostra um coeficiente marginal próximo de R\$ 40–45/MWh por cada R\$ 1,00/US\$. Assim, movimentos cambiais são materialmente relevantes: por exemplo, um câmbio de R\$ 6,50/US\$ (vs. 5,50) adicionaria cerca de R\$ 40–45/MWh ao LCOS; inversamente, uma apreciação do real para R\$ 4,50/US\$ retiraria magnitude semelhante.

Do lado financeiro, o WACC exerce influência não linear e crescente (curva convexa). Em torno de 11% ao ano, a variação marginal observada é da ordem de R\$ 13 a 15/MWh por ponto percentual (pp) de WACC. Assim, um cenário de WACC de 9,9% (1 pp) reduziria o LCOS em R\$ 14/MWh, enquanto 12,9% (+1 pp) o elevaria em magnitude equivalente. Esse efeito decorre do desconto intertemporal dos fluxos: quanto maior a taxa de retorno exigida, maior o custo por MWh para “fechar a conta”.

Por fim, a vida útil impacta o LCOS de maneira decrescente e com retornos marginais decrescentes. A extensão da vida útil dilui o investimento ao longo de mais energia

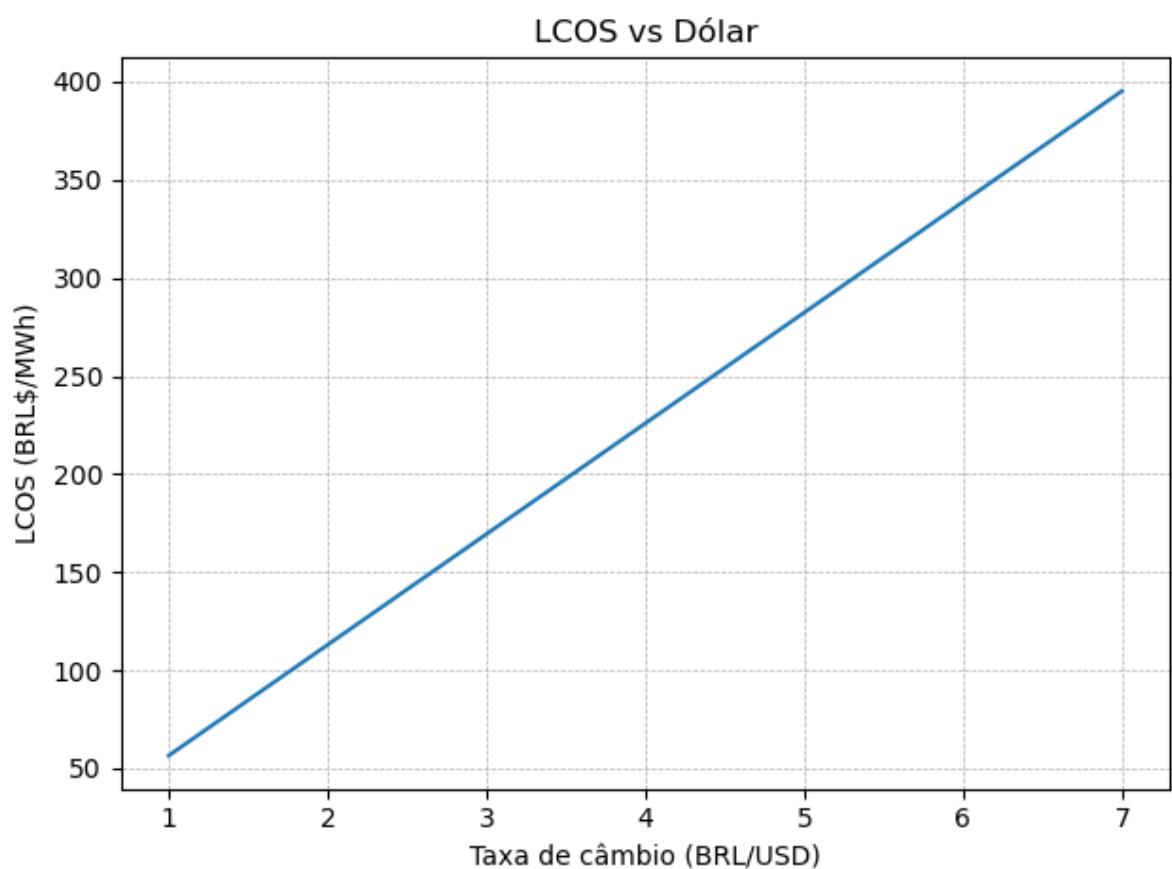


Figura 11: Gráfico 8 – LCOS em função do Dólar

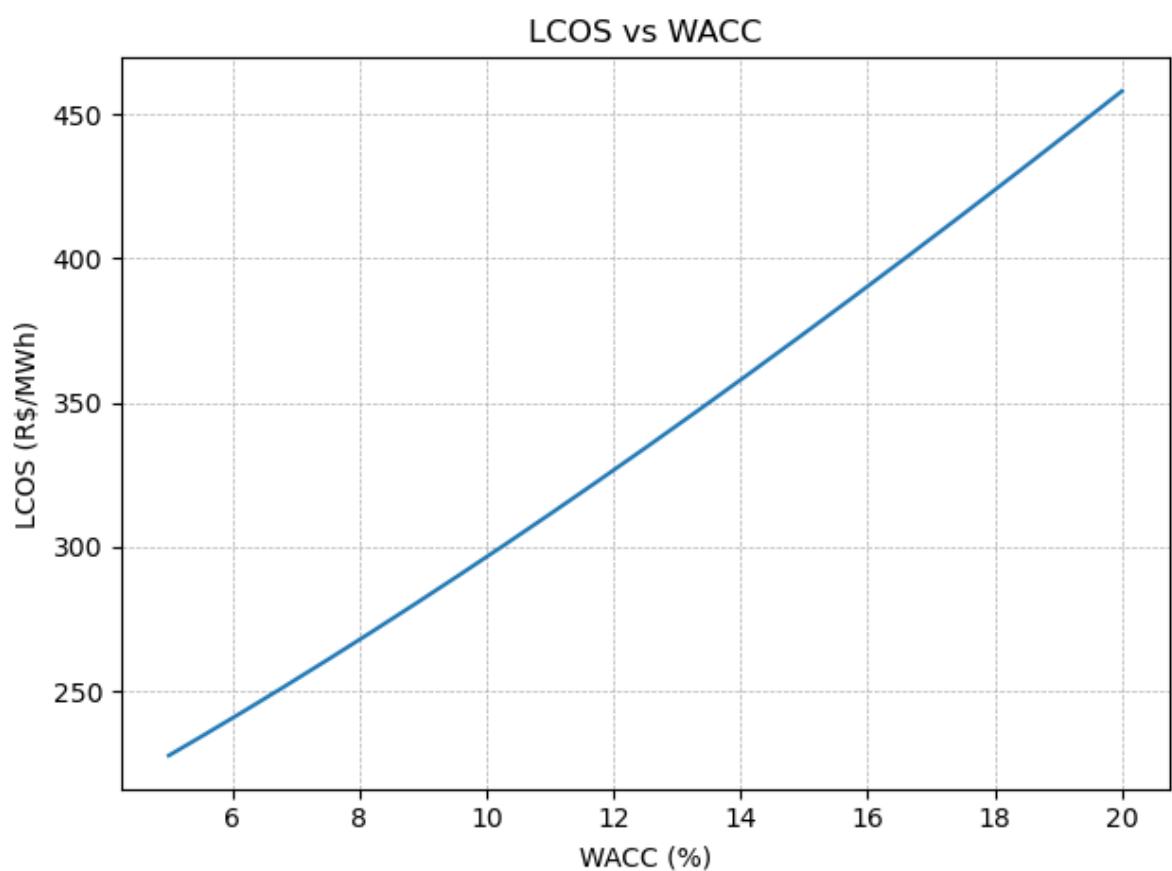


Figura 12: Gráfico 9 – LCOS em função do WACC

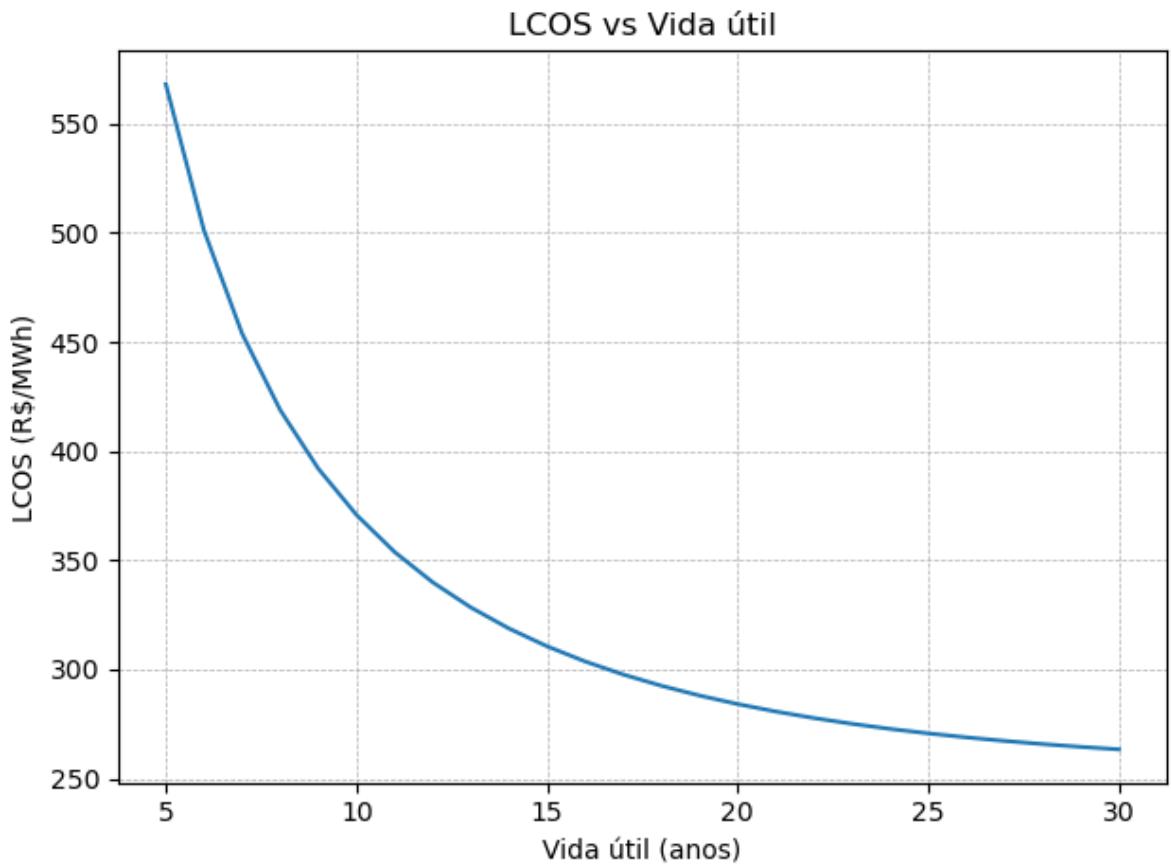


Figura 13: Gráfico 10 – LCOS em função da vida útil

descarregada (via maior número de anos), mas o ganho por ano adicional diminui à medida que o horizonte já é longo. Pelas curvas, entre 10 e 15 anos a redução típica é de cerca de R\$ 6–8/MWh por ano; entre 15 e 20 anos, o ganho marginal cai para algo como R\$ 2–4/MWh por ano. Em outras palavras, levar a vida útil de 10→15 anos é muito mais valioso para o LCOS do que de 20→25 anos.

Em conjunto, os gráficos deixam claras três mensagens para cenários: (i) CAPEX e câmbio transmitem seus choques quase “um a um” para o LCOS (efeitos lineares e de grande monta), (ii) WACC é um driver financeiro crítico, com cerca de R\$ 14/MWh por 1 pp próximo ao ponto-base, e (iii) vida útil é alavanca importante até 15–18 anos, mas com benefícios marginais decrescentes. Com base nisso, os cenários a serem explorados devem combinar (a) trajetórias tecnológicas de CAPEX, (b) hipóteses macro para câmbio e custo de capital e (c) envelopes técnicos plausíveis de vida útil, estimando, para cada combinação, o LCOS resultante e a consequente probabilidade de paridade com os spreads históricos analisados na seção anterior.

Ademais, foram realizadas simulações em alguns cenários determinísticos já des-

critos na metodologia:

- Cenário otimista: LCOS = R\$ 153,96/MWh
- Cenário mais otimista: R\$ 129,69/MWh
- Cenário pessimista: R\$ 358,49/MWh
- Cenário mais pessimista: R\$ 428,03/MWh

Com esses parâmetros, temos um resultado no cenário otimista de R\$ 152,96/MWh e no mais otimista de R\$ 129,69/MWh, significativamente menor (entre R\$ 160-108/MWh) do cenário base. Já nos cenários pessimista e mais pessimista (R\$ 358,49/MWh e R\$ 428,03/MWh, respectivamente), temos um resultado ainda pior do que o cenário inicial (R\$ 50-120), com uma variabilidade ainda maior dos resultados.

A comparação entre os cenários revela algumas evidências importantes. Em primeiro lugar, a diferença entre o cenário mais otimista e o cenário mais pessimista é superior a R\$ 298/MWh, o que demonstra a magnitude da sensibilidade do LCOS às variáveis de CAPEX e vida útil. Essa amplitude significa que, dependendo do contexto tecnológico e financeiro, o mesmo projeto pode ser economicamente competitivo ou absolutamente inviável.

Em segundo lugar, observa-se que o ganho marginal proporcionado pela extensão da vida útil é significativo: manter o CAPEX em 64 USD/kWh e aumentar a vida útil de 15 para 30 anos reduz o LCOS em mais de R\$ 20/MWh. Esse resultado confirma a análise paramétrica anterior, segundo a qual os benefícios de ampliar o horizonte de operação ainda são relevantes até cerca de 30 anos, embora com retornos decrescentes.

Já do lado negativo, o aumento de CAPEX de 64 para 150 USD/kWh praticamente triplica o custo nivelado, de R\$ 153,96 para R\$ 358,49/MWh, evidenciando a centralidade da evolução tecnológica e das cadeias de suprimento na viabilidade do armazenamento. Quando essa condição se combina a uma vida útil menor, o LCOS se aproxima de R\$ 400/MWh, patamar que dificilmente encontraria spreads suficientes no mercado brasileiro atual para justificar o investimento.

5.5. Consolidação dos Resultados

Os resultados apresentados ao longo deste capítulo permitem sintetizar, de forma coerente, a atratividade econômica do sistema de armazenamento por baterias (BESS)

avaliado e os condicionantes necessários para sua viabilização no contexto brasileiro. No cenário determinístico de referência, o LCOS real calculado foi de R\$ 310,57/MWh, valor substancialmente superior ao comportamento histórico dos spreads diários de preços de energia desde 2011, cuja mediana foi de R\$ 5,70/MWh e média de R\$ 24,63/MWh. Em termos empíricos, isso se traduz no fato de que, ao longo de toda a amostra, o LCOS do caso base supera o spread em 98,4% das ocorrências, indicando baixa probabilidade de captura de arbitragem suficiente para cobrir o custo nivelado apenas com a receita de compra e venda intradiária.

A análise probabilística por Simulação de Monte Carlo reforça essa leitura. A distribuição do LCOS apresentou média de R\$ 314,06/MWh, mediana de R\$ 312,77/MWh e intervalo P5–P95 entre R\$ 281,67/MWh e R\$ 351,30/MWh, com dispersão moderada. Em outras palavras, mesmo quando se consideram incertezas realistas em vida útil, O&M e WACC, o custo nivelado tende a permanecer em patamar significativamente acima do que o mercado historicamente ofereceu como oportunidade de spread diário. A variabilidade observada é explicada sobretudo pelo WACC e pela vida útil, confirmando que choques financeiros e de durabilidade do ativo possuem maior alavancagem sobre o LCOS do que variações marginais de O&M.

Ao restringirmos a lente para os últimos 12 meses, observa-se uma redução do “gap” entre receita potencial e custo: a média dos spreads subiu para R\$ 124/MWh (mediana de R\$ 84,15/MWh), com episódios esporádicos que alcançam valores muito elevados. Ainda assim, o LCOS determinístico permanece acima de 83% das observações nesse período, o que sugere que a melhora recente da volatilidade intradiária — embora relevante — não é suficiente, por si só, para sustentar a viabilidade econômica de um BESS baseado exclusivamente em arbitragem de energia.

A análise de cenários explicita quais condições tecnológicas e operacionais aproximariam o projeto da fronteira de viabilidade. Reduções expressivas de CAPEX, como no cenário otimista (64 USD/kWh), comprimem o LCOS para R\$ 153,96/MWh; a combinação de CAPEX reduzido com vida útil estendida a 30 anos empurra o custo para R\$ 129,69/MWh. Esses patamares passam a dialogar com a faixa de spreads observada nos últimos 12 meses, mas continuam acima da média recente, sinalizando que, mesmo em um ambiente de maior volatilidade, a arbitragem tenderia a ser eventual e intermitente. No extremo oposto, o encarecimento do investimento (150 USD/kWh) leva o LCOS a R\$ 313,38/MWh e, quando combinado a vida útil de 10 anos, a aproximadamente R\$ 382,92/MWh, patamares incompatíveis com a realidade de preços do mercado brasileiro atual. Em suma, o CAPEX e o horizonte de operação são os vetores centrais: quedas

tecnológicas e alongamento de vida útil podem reconfigurar o quadro, enquanto choques adversos tornam o projeto claramente inviável.

Do ponto de vista sistêmico, a sazonalidade observada — spreads mais elevados entre maio e outubro e menores no início e no fim do ano — sugere que a rentabilidade de BESS por arbitragem seria concentrada justamente em períodos de maior estresse hídrico e maior variabilidade de renováveis. Assim, uma hipótese de viabilidade baseada apenas na receita de arbitragem pressupõe a manutenção de um ambiente estrutural de alta volatilidade (reservatórios persistentemente baixos, maior incidência de restrições operativas e expansão contínua de renováveis e MMGD com curtailment). Essa “dependência do estresse” carrega risco: caso as condições hidrológicas se normalizem ou haja mudanças regulatórias que atenuem a volatilidade intradiária, a oportunidade de spread se reduz e a lógica econômica do projeto se deteriora.

A principal implicação prática é que, nas condições atuais, a arbitragem pura não é suficiente para fechar a conta: torna-se necessário “empilhar” fontes de receita (revenue stacking) para diluir o risco e melhorar o retorno. Entre os serviços potencialmente combináveis destacam-se: serviços anciliares (reserva de regulação e controle de frequência), eventual remuneração por lastro/capacidade quando normatizada, alívio de congestionamento e postergação de investimentos em T&D, black start, firming para contratos de energia renovável e, em aplicações behind-the-meter, redução de demanda na ponta. Experiências internacionais indicam que portfólios de serviços, e não a arbitragem isolada, são o caminho típico para viabilizar BESS em mercados com volatilidade irregular.

Por fim, três mensagens se consolidam para orientar decisões e pesquisas futuras: (i) no Brasil atual, a viabilidade de BESS focado em arbitragem exige simultaneamente CAPEX significativamente menor e manutenção de volatilidade de preço elevada; (ii) a robustez econômica depende de mecanismos adicionais de remuneração — quanto mais previsíveis e contracíclicos em relação à arbitragem, melhor o perfil risco-retorno; e (iii) a política pública e a regulação (mercados de serviços anciliares e de capacidade, regras de despacho e sinal locacional) serão determinantes para transformar ganhos sistêmicos de BESS em receitas apropriáveis pelo investidor. Esses elementos, combinados, indicam que a atratividade do projeto é condicional: sem avanço tecnológico que reduza custos e sem arcabouço de receitas múltiplas, a arbitragem isolada tende a permanecer insuficiente para justificar o investimento.

6. Conclusões

Os resultados obtidos ao longo do estudo sintetizam as principais evidências sobre a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) no contexto brasileiro. A pesquisa buscou avaliar o Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS) utilizando uma abordagem integrada que combinou análise determinística, simulação de Monte Carlo e comparação empírica com os spreads horários históricos de preços de energia. O encadeamento metodológico adotado permitiu avaliar tanto o valor central do LCOS quanto sua variabilidade sob incerteza e, por fim, confrontar esses resultados com o comportamento real de mercado, de modo a inferir as condições nas quais o investimento em baterias se tornaria economicamente competitivo no Brasil.

6.1. Conclusões e Contribuições

O presente estudo buscou avaliar, sob a ótica econômico-financeira, a viabilidade de sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS) no contexto brasileiro, utilizando como ferramenta central o Custo Nivelado de Armazenamento (LCOS). A metodologia integrada — combinando modelagem determinística, simulação de Monte Carlo e análise empírica de spreads horários — permitiu compreender não apenas o valor médio do custo de armazenamento, mas também sua dispersão e sensibilidade às principais variáveis de projeto.

De modo geral, os resultados indicam que o mercado brasileiro ainda não oferece condições estruturais para a viabilidade de projetos de BESS baseados exclusivamente na arbitragem de energia. A defasagem entre o LCOS calculado e os spreads médios históricos evidencia um descompasso entre o custo tecnológico atual e as oportunidades econômicas que o mercado proporciona. Contudo, as análises apontam também que essa fronteira está se estreitando — impulsionada por reduções esperadas de CAPEX, avanços tecnológicos e aumento da volatilidade intradiária dos preços — o que reforça o potencial de competitividade dos sistemas de baterias no médio prazo.

Mais do que estimar um valor numérico de referência, este trabalho contribui ao estruturar um método replicável e realista para avaliação de projetos de armazenamento no contexto nacional. A aplicação do LCOS em termos reais, associada à incerteza propagada via Monte Carlo, fornece uma ferramenta de apoio à decisão capaz de quantificar o risco e a probabilidade de viabilidade sob diferentes cenários tecnológicos e financeiros. Essa abordagem probabilística representa um avanço em relação a análises puramente

determinísticas, que frequentemente subestimam a influência de variáveis como WACC, vida útil e câmbio.

Sob o ponto de vista estratégico, o estudo demonstra que a arbitragem de preços é uma condição necessária, mas não suficiente para viabilizar economicamente os sistemas de armazenamento. A sustentabilidade financeira do BESS requer empilhamento de receitas (“revenue stacking”), combinando arbitragem com serviços anciliares, reserva de capacidade e suporte à rede — tendência já observada em mercados elétricos maduros. Nesse sentido, o trabalho reforça a importância de um marco regulatório evolutivo, que reconheça o valor sistêmico das baterias e permita a remuneração de sua flexibilidade de forma explícita.

Em termos de contribuição prática, o estudo oferece referências quantitativas e conceituais para diferentes agentes do setor elétrico brasileiro. Para investidores, fornece parâmetros realistas de custo e sensibilidade a variáveis-chave. Para formuladores de políticas públicas, evidencia a necessidade de instrumentos que convertam o valor sistêmico do armazenamento em fluxos econômicos mensuráveis. E, para a comunidade acadêmica, apresenta uma estrutura metodológica aplicável a outros contextos tecnológicos, como hidrogênio ou armazenamento térmico.

Por fim, o trabalho destaca que o papel das baterias transcende a lógica financeira imediata. Mesmo que a arbitragem pura ainda não assegure retornos competitivos, os sistemas de armazenamento assumem importância crescente como instrumentos de estabilidade, segurança e transição energética. O avanço tecnológico, aliado ao desenvolvimento de mercados de flexibilidade e de capacidade, tende a transformar o BESS de uma solução marginal em um ativo estratégico para o futuro do sistema elétrico brasileiro.

6.2. Limitações e Sugestões de Trabalhos Futuros

Embora os resultados obtidos ofereçam uma visão abrangente sobre a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento por baterias no contexto brasileiro, é importante reconhecer as limitações do estudo e as oportunidades de aprofundamento para futuras pesquisas. Essas limitações decorrem, em grande parte, das simplificações necessárias para a construção de um modelo analítico transparente, replicável e alinhado aos objetivos propostos.

Em primeiro lugar, o modelo econômico considerou uma configuração única de referência — um sistema de 100 MW com 2 horas de despacho — e um ciclo completo

de carga e descarga por dia. Essa simplificação foi adequada para fins comparativos e de padronização, mas restringe a análise a um perfil operacional específico. Em aplicações reais, o número de ciclos diários, a duração do armazenamento e a profundidade média de descarga variam de acordo com o regime de preços, a sazonalidade e as restrições técnicas do sistema. Trabalhos futuros poderiam ampliar o modelo para simular múltiplos perfis operacionais, inclusive a operação multi-ciclo e estratégias de despacho otimizadas em função dos preços horários.

Outro ponto relevante refere-se à ausência explícita da degradação eletroquímica da bateria ao longo do tempo. O estudo assumiu eficiência constante e vida útil fixa, enquanto, na prática, a capacidade efetiva e a eficiência de conversão diminuem progressivamente com o número de ciclos, temperatura e profundidade de descarga. A inclusão de curvas de degradação e eventuais reposições parciais de módulos (mid-life CAPEX) poderia fornecer resultados mais realistas e capturar o impacto econômico do envelhecimento dos componentes, assim como do possível prolongamento da vida útil das baterias.

Do ponto de vista financeiro, a modelagem foi desalavancada, utilizando o custo de capital próprio (WACC real) como taxa de desconto, sem considerar estruturas de capital mistas ou efeitos fiscais. Embora essa escolha simplifique a comparação e evite distorções por variações de alavancagem, ela limita a capacidade de refletir diferentes perfis de financiamento que poderiam ser adotados em projetos reais, como estruturas project finance, linhas de crédito específicas ou incentivos públicos. Trabalhos futuros podem incorporar modelos de alavancagem e sensibilidade à estrutura de capital, avaliando o impacto do custo da dívida e da tributação sobre o LCOS.

Além disso, a componente cambial representa uma fonte de incerteza relevante, já que o CAPEX e o O&M foram parametrizados em dólar e convertidos a reais pelo câmbio médio. O modelo adotou um valor fixo, mas oscilações cambiais podem alterar significativamente o custo total, sobretudo em projetos importadores de tecnologia. Simulações estocásticas adicionais poderiam integrar o câmbio como variável aleatória, de modo a refletir cenários macroeconômicos alternativos.

No campo energético, o estudo concentrou-se exclusivamente na receita de arbitragem de preços intradiários, desconsiderando a possibilidade de empilhamento de receitas (“revenue stacking”), prática essencial em mercados maduros de armazenamento. A inclusão de múltiplas fontes de remuneração — como serviços aniliares, reserva de capacidade, diferimento de investimentos em transmissão e apoio à integração de renováveis — representaria uma evolução natural da análise, permitindo estimar a viabilidade econômica

em contextos mais realistas e multifuncionais.

Outra limitação decorre da utilização de preços históricos de energia (PLD horário) como base para o cálculo dos spreads. Embora essa abordagem permita uma leitura empírica consistente, o mercado brasileiro tem passado por transformações estruturais — como a expansão da geração distribuída, o aumento da penetração de renováveis variáveis e as discussões regulatórias sobre o mercado de capacidade — que tendem a alterar a dinâmica futura dos preços intradiários. Assim, estudos prospectivos poderiam combinar séries históricas com modelagem de despacho futuro (forward-looking), integrando dados do PDE e simulações de oferta e demanda horária.

Por fim, o modelo não considerou aspectos espaciais e locacionais, como perdas de transmissão, restrições de rede e congestionamentos regionais, fatores que podem modificar significativamente os preços locais e, portanto, a atratividade de projetos de BESS em determinadas regiões. Trabalhos futuros poderiam incorporar modelos de otimização locacional ou integrar a metodologia de LCOS com modelos de fluxo de potência e de planejamento energético regional.

Em síntese, as principais linhas de aprofundamento sugeridas são:

1. Modelagem multioperacional, considerando diferentes durações, profundidades de descarga e número de ciclos diários.
2. Inclusão da degradação eletroquímica e reposição parcial de módulos ao longo da vida útil.
3. Integração financeira ampliada, com estruturas de capital mistas e análise de sensibilidade ao custo da dívida e ao câmbio.
4. Modelagem de receitas combinadas, incluindo arbitragem, serviços anciliares, reserva de capacidade e suporte à rede.
5. Abordagem prospectiva dos preços de energia, considerando cenários futuros de expansão e regulação.
6. Análise locacional, avaliando a atratividade regional e as restrições da rede elétrica.

O avanço nessas frentes permitirá desenvolver uma representação mais completa e realista da economia dos sistemas de armazenamento de energia no Brasil, contribuindo para o desenho de políticas públicas, mecanismos de mercado e decisões empresariais que

acelerem a adoção de tecnologias de BESS como pilar de flexibilidade e segurança na transição energética nacional.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). *Bibliografia Temática: história do setor elétrico brasileiro*. Edição especial. Brasília: ANEEL, Centro de Documentação (CEDOC), 2022. (Bibliografia temática, v. 4, n. 11).

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre Armazenamento de Energia*. Brasília, 2023.

ARIAS-CAZCO, D. Levelized cost of storage analysis with multi-objective optimization for bess. *IEEE*, 2023.

BALLIET, W. H. et al. Determining the profitability of energy storage over its life cycle using levelized cost of storage. *Energy Economics*, v. 142, p. 108174, 2025. Open access under CC BY license. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.108174>>.

Brasil. *Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura - REIDI e dá outras providências*. 2007.

Brasil. *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída*. 2022. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br>>.

BREMAUD, P. *Markov Chains: Gibbs Fields, Monte Carlo Simulation, and Queues*. New York: Springer-Verlag, 1999. v. 31. (Texts in Applied Mathematics, v. 31). ISBN 0-387-98509-3.

CAMPOS, F. M. et al. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no brasil. In: *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2022.

CANEVESE, S. et al. Bess revenue stacking optimization in the italian market by means of the musst stochastic tool. *IEEE*, 2022.

CARVALHO, C. C. *Pequeno histórico do setor elétrico brasileiro*. Brasília: [s.n.], 2023. Publicado em junho de 2023. Disponível em: <<https://www.inesc.org.br>>.

CEBRI; BID; EPE. *Programa de Transição Energética: Neutralidade de carbono até 2050 - Cenários para uma transição eficiente no Brasil*. 2023.

CELA – Clean Energy Latin America. *Unlocking the Transformational Potential of Battery Energy Storage Systems*. São Paulo: [s.n.], 2023.

Department of Energy and Climate Change. *Electricity Generation Costs*. 2013. Available online: <<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generation-costs>>.

DONG, Z. et al. Powering future advancements and applications of battery energy storage systems across different scales. *Energy Storage Applications*, MDPI, v. 2, n. 1, p. 1, 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/esa2010001>>.

- EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. [S.l.]: MME/EPE, 2024.
- EPE. *Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Síntese – Ano base 2024*. 2025. <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Consultado em junho de 2025.
- EPE; MME. *Plano Nacional de Energia 2055: Caderno de Cenários Energéticos*. 2025. <<https://www.epe.gov.br/>>. Consultado em junho de 2025.
- FABOZZI, F. J.; DRAKE, P. P.; POLIMENI, R. *Equity Valuation and Analysis*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2020.
- LORENZO, H. C. de. O setor elétrico brasileiro: passado e futuro. *Programa de Pós-Graduação em Sociologia - Faculdade de Ciências e Letras - UNESP*, Araraquara, SP, 2002. Artigo resultante de pesquisas sobre o setor elétrico realizadas nas décadas de 1980 e 1990, com apoio parcial do CNPq.
- METROPOLIS, N.; ULAM, S. The monte carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, v. 44, n. 247, p. 335–341, 1949.
- MME. *CNPE mantém percentual de biodiesel no diesel em 14% para ajudar a conter preço dos alimentos*. 2025. <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-mantem-percentual-de-biodiesel-no-diesel-em-14-para-ajudar-a-conter-preco-dos-alimentos>>. Acesso em: jun. 2025.
- ONS. *Relatório Anual 2024*. 2024. <<https://www.ons.org.br/>>. Consultado em junho de 2025.
- PARK, H. A stochastic planning model for battery energy storage systems coupled with utility-scale solar photovoltaics. *Energies*, v. 14, n. 1244, 2021.
- PAVLÍK, M.; KURIMSKÝ, F.; ŠEVC, K. Renewable energy and price stability: An analysis of volatility and market shifts in the european electricity sector (2015–2025). *Applied Sciences*, MDPI, Basel, Switzerland, v. 15, n. 6397, 2025. Open access under CC BY 4.0 license. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/app15126397>>.
- PAVLÍK, M.; VOJTEK, M.; ŠEVC, K. The impact of renewable generation variability on volatility and negative electricity prices: Implications for the grid integration of evs. *World Electric Vehicle Journal*, MDPI, Basel, Switzerland, v. 16, n. 438, 2025. Open access under CC BY 4.0 license. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/wevj16080438>>.
- PINTO, G. X. A. et al. Assessing the economic viability of bess in distributed pv generation on public buildings in brazil: A 2030 outlook. *Renewable Energy*, v. 225, 2024.
- ROSS, S. M. *Introduction to Probability and Statistics for Engineers and Scientists*. 6th. ed. London: Academic Press, 2021. ISBN 978-0-12-824346-6.
- SHARPE, W. F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, v. 19, n. 3, p. 425–442, 1964.
- ZENG, Y. et al. Long-duration energy storage: A critical enabler for renewable integration and decarbonization. *Energies*, v. 18, n. 466, 2025.