

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PETERSON FERNANDO DE SOUZA

**VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE
SISTEMAS BESS EM COMPLEXOS SOLARES FOTOVOLTÁICOS
SUBMETIDOS AO *CURTAILMENT*: um estudo de caso**

FLORIANÓPOLIS, 2026.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

PETERSON FERNANDO DE SOUZA

**VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE
SISTEMAS BESS EM COMPLEXOS SOLARES FOTOVOLTAICOS
SUBMETIDOS AO *CURTAILMENT*: um estudo de caso**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheiro(a) Eletricista.

Orientador:
Prof. Marco Aurelio Moreira Saran, M. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2026.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Souza, Peterson Fernando de
VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS BESS EM COMPLEXOS SOLARES FOTOVOLTAICOS SUBMETIDOS AO CURTAILMENT:: um estudo de caso / Peterson Fernando de Souza; orientação de Marco Aurelio Moreira Saran.
- Florianópolis, SC, 2026.

134 p.
Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Geração Solar Fotovoltaica. 2. Curtailment. 3. Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias. 4. Deslocamento Temporal de Energia. 5. Viabilidade Econômica.
I. Saran, Marco Aurelio Moreira. II. Instituto Federal de Santa Catarina. III. VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS BESS EM COMPLEXOS SOLARES

**VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA INTEGRAÇÃO DE
SISTEMAS BESS EM COMPLEXOS SOLARES FOTOVOLTAICOS
SUBMETIDOS AO *CURTAILMENT*: um estudo de caso**

PETERSON FERNANDO DE SOUZA

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 14 de julho, 2026.

Banca Examinadora:

Prof. Marco Aurelio Moreira Saran, Msc. Eng
IFSC

Prof. Fabio Victor Schreiber, Msc. Eng
IFSC

Arthur Taranto Vieira, Eng
NOVA ENGEVIX

RESUMO

Este trabalho analisa o impacto técnico-econômico da implementação de um Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias (*Battery Energy Storage System – BESS*) em um complexo solar fotovoltaico submetido a eventos de *curtailment*, avaliando o aproveitamento da energia restringida por meio da estratégia de deslocamento temporal de energia. A pesquisa foi desenvolvida a partir de um estudo de caso baseado em dados reais de geração, *curtailment* e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de um complexo solar fotovoltaico brasileiro. Inicialmente, foram caracterizados o empreendimento e os eventos de *curtailment*, sendo posteriormente dimensionados sistemas BESS para cenários de recuperação de 10%, 30% e 50% da energia restringida. Em seguida, foi modelada a operação do sistema considerando o armazenamento da energia durante os períodos de restrição e sua comercialização nos horários de maior valor do PLD. Para avaliar a viabilidade técnico-econômica, foram calculados os indicadores Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Descontado, considerando diferentes cenários de investimento baseados em custos atuais e em um cenário prospectivo de redução do custo da tecnologia. Os resultados demonstraram que o sistema BESS apresenta viabilidade técnica para recuperar a energia submetida ao *curtailment* e aumentar a receita por meio do deslocamento temporal da energia. Entretanto, com os custos atuais da tecnologia, todos os cenários analisados mostraram-se economicamente inviáveis. No cenário prospectivo, apenas a recuperação de 50% da energia restringida apresentou indicadores econômicos favoráveis, evidenciando que a redução do custo de investimento constitui o principal fator para a viabilidade econômica da tecnologia no contexto brasileiro.

Palavras-chave: Geração Solar Fotovoltaica. *Curtailment*. Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias. Deslocamento Temporal de Energia. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

This study analyzes the techno-economic impact of implementing a Battery Energy Storage System (BESS) in a utility-scale photovoltaic (PV) power plant subjected to curtailment events, evaluating the utilization of curtailed energy through the time-shifting strategy. The research was conducted as a case study based on real-world data on power generation, curtailment, and the Brazilian Settlement Price for Differences (PLD) from a utility-scale photovoltaic complex. Initially, the photovoltaic plant and its curtailment events were characterized, followed by the sizing of BESS configurations for energy recovery scenarios of 10%, 30%, and 50% of the curtailed energy. Subsequently, the system operation was modeled considering energy storage during curtailment periods and its commercialization during periods of higher PLD values. To assess the techno-economic feasibility, the indicators Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Discounted Payback Period were calculated for different investment scenarios based on current technology costs and on a prospective scenario considering future cost reductions. The results demonstrated that the BESS is technically feasible for recovering curtailed energy and increasing project revenues through the time-shifting strategy. However, under current technology costs, all analyzed scenarios proved to be economically unfeasible. In the prospective scenario, only the recovery of 50% of the curtailed energy yielded favorable economic indicators, demonstrating that reducing the investment cost is the primary factor for achieving the economic viability of BESS technology in the Brazilian context.

Keywords: Photovoltaic Power Generation. Curtailment. Battery Energy Storage System. Energy Time Shifting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de UFV e UEE no Brasil no período de 2022 a 2024	14
Figura 2 - Evolução dos eventos de <i>curtailment</i> no SIN entre 2022 e 2024.....	15
Figura 3 - Funcionamento do efeito fotovoltaico em uma célula	21
Figura 4 - Tecnologias das células.....	22
Figura 5 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de ..	23
Figura 6 - Princípio de funcionamento de módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais	24
Figura 7 - Conversão da energia elétrica em CC para CA realizada pelo inversor fotovoltaico.....	25
Figura 8 - Curvas características I–V e P–V de um módulo fotovoltaico com indicação do MPPT	26
Figura 9 - Arquiteturas de sistemas fotovoltaicos com inversores centrais (esquerda) e inversores de <i>string</i> (direita)	27
Figura 10 - Configurações de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa, rastreador de eixo único e rastreador de eixo duplo.	29
Figura 11 - Influência do sistema de rastreamento na potência gerada por sistemas fotovoltaicos ao longo do dia.....	30
Figura 12 - Eletrocentros para UFV, sem inversor central (esquerda) e com inversores centrais (direita).....	31
Figura 13 - Variáveis operacionais utilizadas pelo ONS na contabilização das restrições de geração.....	35
Figura 14 - Principais componentes de um sistema BESS	38
Figura 15 - Localização da área de construção.....	64
Figura 16 - Estação Solarimétrica	65
Figura 17 - Arranjo geral do complexo solar.....	70
Figura 18 - Localização dos dados do <i>curtailment</i>	73
Figura 19 - Evolução mensal de <i>curtailment</i> referente a 2025	75
Figura 20 - Frequência dos eventos de <i>curtailment</i> em função do percentual de restrição da geração.	76
Figura 21 - Curva diária de energia gerada e <i>curtailment</i> em 04 de outubro de 2025	79
Figura 22 - Distribuição dos eventos de <i>curtailment</i> por faixa de potência	81
Figura 23 - Curva diária de geração do complexo solar fotovoltaico.....	87
Figura 24 - Bloco de energia comercializado no ACL com base na geração do complexo solar	88

Figura 25 - Distribuição da frequência dos eventos de <i>curtailment</i> ao longo do dia	89
Figura 26 - Geração fotovoltaica, energia injetada na rede e <i>curtailment</i> considerado no estudo.....	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Distribuição quantitativa dos módulos fotovoltaicos por unidade geradora.....	66
Tabela 2 - Distribuição de <i>trackers</i> por unidade geradora.....	67
Tabela 3 - Configuração de carregamento das <i>strings</i> nos inversores por unidade geradora.....	67
Tabela 4 - Distribuição quantitativa de inversores por eletrocentro.....	68
Tabela 5 - Quantitativo de equipamentos por UFV	69
Tabela 6 - Balanço de potência e capacidade de produção.....	69
Tabela 7 - Balanço energético mensal e índices de desempenho (<i>PVSyst 7.4</i>)	72
Tabela 8 - Dados horários de geração e <i>curtailment</i> em 04 de outubro de 2025.....	78
Tabela 9 - Resumo energético do cenário analisado.	79
Tabela 10 - Cenários de dimensionamento energético do BESS.....	80
Tabela 11 - Potência requerida do PCS considerando 3 horas de carga e descarga.	81
Tabela 12 - Tempo de carga e descarga para o PCS de 60MW.....	82
Tabela 13 - Taxa C dos cenários analisados.	83
Tabela 14 - Capacidade energética corrigida considerando eficiência global.....	84
Tabela 15 - Quantidade de unidades BESS por cenário de recuperação.	85
Tabela 16 - Capacidade instalada do sistema BESS para os cenários analisados.	85
Tabela 17 - Profundidade de descarga do sistema BESS	86
Tabela 18 - Resumo do Dimensionamento do BESS.....	87
Tabela 19 - Custo de reposição da energia submetida ao <i>curtailment</i> no MCP.....	91
Tabela 20 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 50%	92
Tabela 21 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 30%	93
Tabela 22 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 10%	94
Tabela 23 - Resumo dos resultados dos cenários de recuperação de energia por meio do BESS.....	94
Tabela 24 - Receitas e despesas utilizadas na elaboração do fluxo de caixa dos cenários de recuperação de energia por meio do BESS	96
Tabela 25 - Valores de CAPEX para sistemas BESS adotados na análise econômica.....	97
Tabela 26 - Análise Econômica do Cenário de 50%	99

Tabela 27 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%.....	100
Tabela 28 - Análise Econômica do Cenário de 30%	101
Tabela 29 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%.....	102
Tabela 30 - Análise Econômica do Cenário de 10%	103
Tabela 31 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%.....	104
Tabela 32 - Análise Econômica do Cenário de 50%	105
Tabela 33 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%.....	106
Tabela 34 - Análise Econômica do Cenário de 30%	107
Tabela 35 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%.....	108
Tabela 36 - Análise Econômica do Cenário de 10%	109
Tabela 37 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%.....	110
Tabela 38 - Análise Econômica do Cenário de 50%	112
Tabela 39 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%.....	113
Tabela 40 - Análise Econômica do Cenário de 30%	114
Tabela 41 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%.....	115
Tabela 42 - Análise Econômica do Cenário de 10%	116
Tabela 43 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%.....	117
Tabela 44 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 1.920,00/kWh.....	119
Tabela 45 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 635,86/kWh.....	120
Tabela 46 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 329,71/kWh.....	122

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AFCI	<i>Arc Fault Circuit Interrupter</i> (Dispositivo de Interrupção de Arco Elétrico)
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias)
BOS	<i>Balance of System</i> (Sistema Auxiliar da Instalação)
CAISO	<i>California Independent System Operator</i> (Operador do Sistema da Califórnia)
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Investimento de Capital)
EMS	<i>Energy Management System</i> (Sistema de Gerenciamento de Energia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction</i> (Engenharia, Suprimentos e Construção)
FCA	Fluxo de Caixa Acumulado
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i> (Comissão Federal Reguladora de Energia dos Estados Unidos)
IL	Índice de Lucratividade
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
LPF	<i>Lithium Iron Phosphate</i> (Fosfato de Ferro-Lítio)
MCP	Mercado de Curto Prazo
MISO	<i>Midcontinent Independent System Operator</i> (Operador Independente do Sistema da Região Centro-Continental)
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída

MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i> (Operador do Sistema de Nova York)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesa Operacional)
PCS	<i>Power Conversion System</i> (Sistema de Conversão de Potência)
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PJM	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection</i> (Interconexão dos estados da Pensilvânia, Nova Jersey e Maryland)
PCL	<i>Programmable Logic Controller</i> (Controlador Lógico Programável)
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PNNL	<i>Pacific Northwest National Laboratory</i> (Laboratório Nacional do Noroeste do Pacífico)
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
PVsyst	Software de simulação de sistemas fotovoltaicos
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso) <i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistema Supervisório de Aquisição de Dados)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOC	<i>State of Charge</i> (Estado de Carga)

SOH	<i>State of Health</i> (Estado de Saúde)
TIR	Taxa Mínima de Atratividade
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UEE	Usina Eólica
UFV	Usina Fotovoltaica
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i> (Fonte de Alimentação Ininterrupta)
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Justificativa	15
1.2	Definição do Problema	16
1.3	Objetivo Geral.....	17
1.4	Objetivos Específicos	17
1.5	Estrutura do Trabalho.....	18
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	Estrutura do Complexo Solar Fotovoltaico	19
2.1.1	Geração Solar Fotovoltaica.....	20
2.1.1.1	<i>Princípio de Funcionamento.....</i>	<i>20</i>
2.1.1.2	<i>Tecnologias das Células Fotovoltaicas</i>	<i>21</i>
2.1.1.3	<i>Módulos Fotovoltaicos</i>	<i>23</i>
2.1.2	Inversor Fotovoltaico	24
2.1.2.1	<i>Inversores de Strings e Centrais</i>	<i>26</i>
2.1.2.2	<i>Dispositivo de Proteção e Segurança</i>	<i>28</i>
2.1.3	Sistema de Rastreador Solar	29
2.1.4	Eletrocentro	30
2.2	<i>Curtailment</i> no Sistema Elétrico Brasileiro.....	32
2.2.1	Boletins Operacionais de <i>Curtailment</i>	33
2.2.2	Cálculo da Geração Limitada	36
2.3	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS).....	37
2.3.1	Estrutura do Sistema BESS	37
2.3.2	Banco de baterias	38
2.3.3	Sistema de Gerenciamento de Baterias.....	40
2.3.4	Sistema de Conversão de Potência	40
2.3.5	Sistema de Gerenciamento de Energia	41
2.3.6	Subsistemas Auxiliares e Proteção.....	41
2.3.7	Critérios de Dimensionamento do BESS	41
2.4	Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.....	45
2.4.1	Modelo de Comercialização de Energia Elétrica.....	45
2.4.2	Mercado de Curto Prazo e Formação de Preços	47
2.4.3	Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias BESS	48
2.4.4	Regulamentação dos Sistemas de Armazenamento no Brasil.....	49
2.4.5	Arbitragem de Energia	50
2.4.6	Regulamentações Internacionais para Sistemas de Armazenamento	51
2.4.7	Mercado PJM e a Participação dos Sistemas BESS nos Mercados de Energia.....	52
2.5	Indicadores de Viabilidade Técnico-Econômica	53
2.5.1	Fluxo de Caixa Acumulado	53
2.5.2	Custos de Investimento e Operação (CAPEX e OPEX).....	54
2.5.3	Valor Presente Líquido.....	55
2.5.4	Índice de Lucratividade	56
2.5.5	Taxa Interna de Retorno	57
2.5.6	<i>Payback</i>	<i>58</i>
3	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	61
4	ESTUDO DE CASO: COMPLEXO SOLAR.....	63

4.1	Localização e Contextualização do projeto	63
4.2	Características técnicas e equipamentos do projeto	64
4.2.1	Módulos Fotovoltaicos	65
4.2.2	Sistema de Rastreamento Solar (<i>Trackers</i>)	66
4.2.3	Inversores	67
4.2.4	Eletrocentro	68
4.2.5	Dimensionamento Do Complexo Solar	68
4.2.6	Simulação energética no <i>software PVsyst</i>	70
4.3	Caracterização dos Eventos de <i>Curtailment</i>	72
4.4	Dimensionamento do BESS	75
4.5	Formação da Receita	87
4.6	Avaliação da Viabilidade Econômica	94
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	118
	REFERÊNCIAS	124

1 INTRODUÇÃO

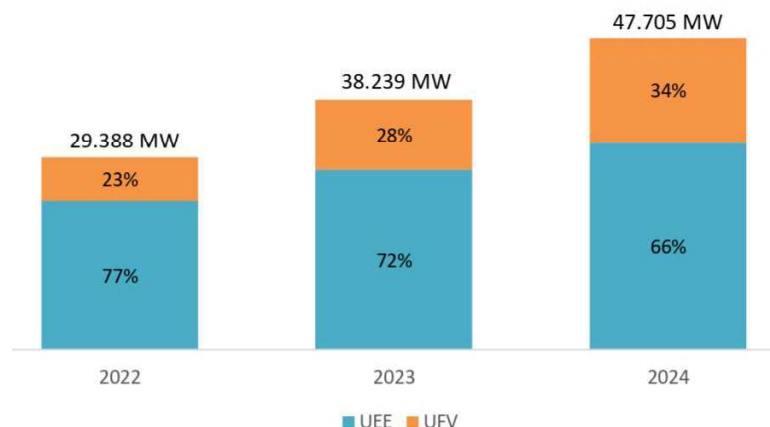
A crescente demanda global por energia elétrica, impulsionada pela industrialização, pelo crescimento populacional e pelo aumento do consumo de energia nos setores produtivos, tem acelerado significativamente o consumo energético. A *International Energy Agency* (IEA) (2024), projeta que nos próximos 3 anos, a partir de 2024, o consumo de energia elétrica, aumentará em média 3,4% ao ano e a maior parte desse crescimento é oriundo de economias emergentes.

Nesse contexto, o Brasil acompanha essa tendência por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que projeta um crescimento médio da demanda de energia elétrica de 3,4% ao ano até 2034 (MME; EPE, 2024).

Para atender à crescente demanda por energia elétrica e, ao mesmo tempo, contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a expansão das fontes renováveis de energia torna-se não apenas uma alternativa ambiental, mas também uma necessidade estratégica para o setor elétrico (Knirsch *et al.*, 2012). Nesse contexto, a geração de energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das principais opções para suprir essa demanda de forma sustentável.

A capacidade instalada das usinas fotovoltaicas (UFV) e das usinas eólicas (UEE) de geração centralizada monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) vem crescendo significativamente no Brasil entre os anos de 2022 e 2024. Conforme apresentado na Figura 1, a capacidade instalada conjunta dessas fontes aumentou de 29.388 MW para 47.705 MW no período analisado. Além disso, a participação da capacidade instalada das usinas fotovoltaicas no conjunto formado pelas UFV e UEE passou de 23% para 34%, evidenciando o crescimento da representatividade dessa fonte em relação à geração eólica no período analisado (ONS, 2025).

Figura 1 - Evolução da capacidade instalada de UFV e UEE no Brasil no período de 2022 a 2024

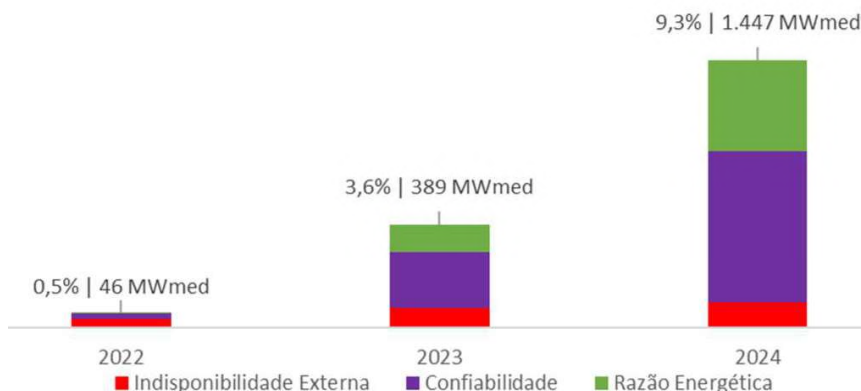


Fonte: ONS (2025).

Esse avanço é favorecido pelo elevado potencial de incidência solar do país, que apresenta capacidade de geração anual entre 1.200 kWh/m² e 2.400 kWh/m² (Cunha; Baidya; Dalbem; Silva, 2017). Além disso, a geração de energia fotovoltaica é atualmente uma das tecnologias de geração mais competitivas, devido à rapidez de implantação dos complexos solares, ao baixo custo marginal de produção e à rapidez com que a energia é produzida e injetada na rede elétrica (Micheli *et al.*, 2025).

Apesar dessas vantagens, as usinas fotovoltaicas de geração centralizada conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) enfrentam desafios operacionais, como o fenômeno conhecido como *curtailment* (corte de geração), caracterizado pela redução, limitação ou interrupção da geração de energia quando a produção excede a capacidade de transmissão disponível ou a demanda do sistema elétrico (ONS, 2025). Conforme apresentado na Figura 2, os eventos de *curtailment* cresceram significativamente entre 2022 e 2024, passando de 46 MWmed para 1.447 MWmed.

Figura 2 - Evolução dos eventos de *curtailment* no SIN entre 2022 e 2024



Fonte: ONS (2025).

Esse aumento foi impulsionado principalmente por restrições associadas à confiabilidade elétrica, razões energéticas e indisponibilidades externas, exigindo intervenções operativas cada vez mais frequentes para assegurar a estabilidade e a segurança do sistema elétrico (ONS, 2025).

Diante desse cenário, torna-se necessário buscar alternativas capazes de aumentar o aproveitamento da energia gerada e reduzir os efeitos das restrições operacionais decorrentes do *curtailment* (Knirsch *et al.*, 2012). Entre essas alternativas destacam-se os Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (*Battery Energy Storage Systems* – BESS), cuja aplicação tem recebido crescente atenção devido às suas vantagens técnicas e econômicas (Tant *et al.*, 2011).

A integração entre usinas fotovoltaicas e sistemas BESS permite armazenar parte da energia submetida ao *curtailment*, aumentando o aproveitamento da energia gerada. Além disso, o BESS possibilita a aplicação da estratégia de deslocamento temporal de energia, na qual a energia submetida ao *curtailment* é armazenada e posteriormente disponibilizada ou comercializada em horários de maior valor econômico (Montiel; Oliveira; Tremura, 2024), contribuindo para o aumento da receita dos empreendimentos fotovoltaicos (Feijão, 2021).

1.1 Justificativa

O *curtailment* acarreta impactos econômicos significativos para os proprietários e operadores de usinas fotovoltaicas, uma vez que parte da energia

gerada deixa de ser entregue à rede elétrica e, consequentemente, não gera receita (Micheli *et al.*, 2025). Como resultado, essa restrição pode comprometer a viabilidade financeira dos empreendimentos, afetando indicadores como lucratividade, retorno sobre o investimento e competitividade dos custos de energia (O'Shaughnessy; Cruce; Xu, 2021). Em escala mais ampla, essas restrições também podem comprometer o planejamento da expansão do setor elétrico e dificultar o alcance das metas relacionadas à ampliação da participação das fontes renováveis na matriz elétrica (Micheli *et al.*, 2025).

Nesse contexto, o BESS tem recebido crescente atenção como alternativa para aumentar a flexibilidade operacional das usinas fotovoltaicas. Além de possibilitar o armazenamento da energia que seria perdida em decorrência do *curtailment*, os sistemas BESS possibilitam a aplicação da estratégia de deslocamento temporal da energia, transferindo seu fornecimento ou comercialização para períodos de maior valor econômico (Paolini, 2024; Pinto, 2024).

Apesar do crescente interesse na aplicação de sistemas BESS em usinas fotovoltaicas, ainda são necessários estudos que avaliem seus impactos técnico-econômicos sob diferentes condições de *curtailment*, especialmente considerando os elevados investimentos necessários para sua implantação. Dessa forma, torna-se relevante analisar a viabilidade da utilização desses sistemas em empreendimentos fotovoltaicos submetidos a restrições de geração, verificando sua capacidade de recuperar a energia que seria desperdiçada e seus efeitos sobre os indicadores econômicos do empreendimento.

Assim, este estudo busca fornecer subsídios técnicos para investimentos no projeto para o setor elétrico, contribuindo para a tomada de decisão relacionada à adoção do BESS para o aproveitamento mais eficiente da energia renovável gerada no país.

1.2 Definição do Problema

Embora os sistemas BESS apresentem potencial para aumentar o aproveitamento da energia submetida ao *curtailment*, sua implantação demanda

investimentos significativos, tornando necessária a avaliação de sua viabilidade técnico-econômica em diferentes condições de operação.

Dessa forma, a presente pesquisa busca avaliar o impacto da implementação de um sistema BESS na viabilidade técnico-econômica de um complexo solar fotovoltaico submetido a diferentes níveis de *curtailment*, considerando o aproveitamento da energia descartada e a aplicação da estratégia de deslocamento temporal da energia.

1.3 Objetivo Geral

Analisar o impacto técnico-econômico da implementação de um BESS em um complexo solar fotovoltaico submetido a diferentes níveis de *curtailment*, por meio de um estudo de caso baseado em dados reais e da comparação de cenários de armazenamento, avaliando o aproveitamento da energia descartada e os efeitos da estratégia de deslocamento temporal de energia sobre a viabilidade econômica do empreendimento.

1.4 Objetivos Específicos

Para delimitar o escopo e detalhar os passos necessários para atingir o objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) definir as características e os parâmetros técnicos do complexo solar fotovoltaico utilizado no estudo de caso;
- b) quantificar o volume de energia que seria perdido em decorrência do *curtailment*, estabelecendo as capacidades de armazenamento do BESS para os cenários de recuperação de 10%, 30% e 50%;
- c) dimensionar a quantidade de sistemas BESS necessária para cada cenário analisado;
- d) determinar o valor econômico da energia recuperada por meio do armazenamento e da estratégia de deslocamento temporal de energia;

- e) calcular os indicadores de viabilidade técnico-econômica, incluindo Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback*, para cada cenário de integração do BESS.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos, organizados de forma a apresentar os fundamentos teóricos, os procedimentos metodológicos e os resultados da pesquisa.

No primeiro capítulo é apresentada a introdução, que contextualiza o panorama do consumo de energia no Brasil e o crescimento da fonte fotovoltaica, apresenta a problemática do *curtailment* e sua implicação econômica, justifica a pesquisa e elenca os objetivos geral e específicos do estudo.

O segundo capítulo apresenta a fundamentação teórica, abordando os conceitos relacionados à geração solar fotovoltaica, ao fenômeno do *curtailment* no Sistema Elétrico Brasileiro, ao sistema BESS, à formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e aos principais indicadores de viabilidade técnico-econômica.

Na sequência, o terceiro capítulo descreve a metodologia utilizada, detalhando os procedimentos adotados para a realização da pesquisa.

Posteriormente, o quarto capítulo apresenta o estudo de caso, incluindo a caracterização do complexo solar fotovoltaico, a análise dos eventos de *curtailment*, o dimensionamento do BESS, a formação dos preços da energia e a avaliação dos indicadores econômicos do empreendimento.

Por fim, o quinto capítulo apresenta os resultados obtidos, as discussões decorrentes das análises realizadas e as conclusões do estudo.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O presente capítulo apresenta os principais conceitos teóricos, técnicos, regulatórios e econômicos que fundamentam o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente são abordados os princípios da geração solar fotovoltaica, seus componentes e características operacionais. Em seguida, são discutidos os conceitos relacionados ao *curtailment* no Sistema Interligado Nacional (SIN), destacando suas causas, formas de contabilização e impactos para os empreendimentos de geração.

Na sequência, são apresentados os fundamentos dos Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS), incluindo sua arquitetura, critérios de dimensionamento, aplicações e inserção no setor elétrico. Também são abordados os aspectos relacionados ao mercado de energia elétrica brasileiro, aos mecanismos de comercialização, à formação de preços e às possibilidades de utilização dos sistemas BESS para armazenamento e comercialização de energia. Por fim, são apresentados os principais indicadores utilizados na avaliação da viabilidade econômica dos cenários analisados neste estudo.

2.1 Estrutura do Complexo Solar Fotovoltaico

Um complexo solar fotovoltaico é composto por um conjunto de equipamentos responsáveis pela conversão, proteção, transformação e transmissão da energia elétrica gerada a partir da radiação solar. Entre seus principais componentes destacam-se os módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de rastreamento solar, eletrocentros e subestações elevadoras, que atuam de forma integrada para possibilitar a conexão da usina ao sistema elétrico de potência (IFC, 2015).

A configuração desses equipamentos pode variar conforme o porte e a arquitetura da usina, porém todos desempenham funções específicas ao longo do processo de geração e escoamento da energia elétrica (Eaton, 2022). Nos tópicos seguintes são apresentados os princípios de funcionamento e as principais características técnicas dos componentes que constituem um complexo solar fotovoltaico.

2.1.1 Geração Solar Fotovoltaica

A geração solar fotovoltaica converte diretamente a radiação solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Nos sistemas fotovoltaicos, essa conversão ocorre inicialmente nos módulos fotovoltaicos, responsáveis pela produção de energia elétrica em corrente contínua (CC). Os módulos fotovoltaicos constituem o principal componente responsável pela conversão da energia solar em eletricidade e representam o elemento básico de qualquer usina fotovoltaica (Bastos, 2013).

2.1.1.1 Princípio de Funcionamento

A radiação solar corresponde à energia emitida pelo Sol na forma de ondas eletromagnéticas, constituindo a fonte primária utilizada pelos sistemas fotovoltaicos para geração de eletricidade. Ao atingir a superfície terrestre, sua intensidade é influenciada por fatores como condições atmosféricas, latitude, estação do ano e horário do dia, afetando diretamente o potencial de geração de energia elétrica (Marques Filho *et al.*, 2015).

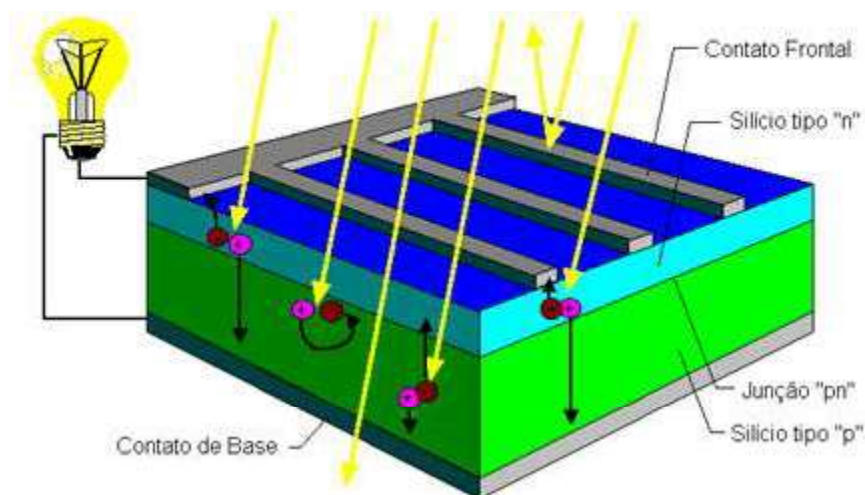
Para aplicações fotovoltaicas, destacam-se os conceitos de irradiância e irradiação solar. A irradiância representa a potência instantânea da radiação incidente sobre uma superfície, expressa em W/m^2 , enquanto a irradiação corresponde à energia acumulada por unidade de área durante determinado intervalo de tempo, normalmente expressa em Wh/m^2 ou kWh/m^2 . Esses parâmetros são amplamente empregados no dimensionamento e na avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos (ABNT, 2023).

A célula fotovoltaica é a unidade básica de um módulo fotovoltaico e é constituída predominantemente por silício, um material semicondutor amplamente empregado na fabricação desse tipo de dispositivo (IPEA, 2018). Sua estrutura é formada pela junção entre materiais semicondutores do tipo P e do tipo N, criando um campo elétrico interno responsável por direcionar o movimento das cargas elétricas (CRESESB, 2014).

Quando a radiação solar incide sobre a célula fotovoltaica, os fótons transferem energia aos elétrons do material semicondutor, promovendo sua excitação e liberação. O campo elétrico existente na junção PN separa essas cargas elétricas e

direciona os elétrons para um circuito externo. Conforme ilustrado na Figura 3, quando a célula está conectada a uma carga elétrica, estabelece-se um fluxo ordenado de elétrons, produzindo energia elétrica em corrente contínua (CC) (CRESESB, 2014).

Figura 3 - Funcionamento do efeito fotovoltaico em uma célula

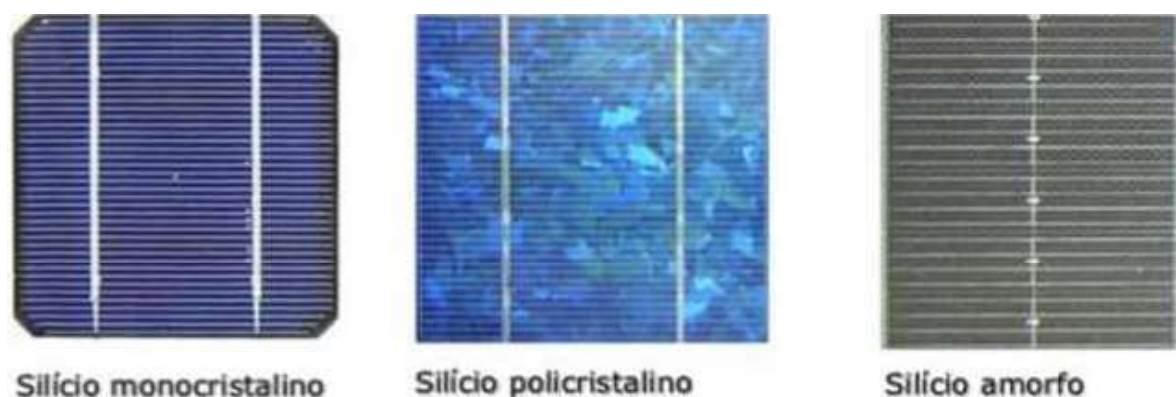


Fonte: CRESESB, (2006).

Esse fenômeno, conhecido como efeito fotovoltaico, constitui o princípio físico responsável pela conversão direta da energia solar em eletricidade e representa a base de funcionamento dos módulos fotovoltaicos empregados em sistemas de geração solar (Vallêra; Brito, 2005).

2.1.1.2 Tecnologias das Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas podem ser classificadas de acordo com o material semicondutor empregado em sua fabricação e o respectivo processo de produção. Atualmente, as tecnologias mais consolidadas são as células de silício monocristalino, silício policristalino e silício amorfo, conforme Figura 4, que apresentam diferenças quanto à estrutura cristalina, eficiência de conversão, custo de fabricação e aplicações (IPEA, 2018).

Figura 4 - Tecnologias das células

Fonte: Fadigas, (2012).

As células de silício monocristalino (m-Si) exigem que o silício utilizado em sua fabricação possua pureza mínima de 99,9999%. A produção desse material é realizada pelo processo Czochralski, que permite o crescimento controlado de um cristal único e homogêneo. Embora apresentem maior custo de fabricação, essas células destacam-se pela elevada eficiência de conversão, alcançando rendimentos superiores a 18%, sendo atualmente a tecnologia mais empregada em sistemas fotovoltaicos de grande porte (Tonin, 2017).

As células de silício policristalino apresentam um processo de fabricação menos complexo quando comparado ao das células monocristalinas, utilizando temperaturas mais baixas durante sua produção. Como consequência, apresentam menor eficiência de conversão, porém possuem custo de fabricação reduzido devido à menor perfeição cristalina do material (Tonin, 2017).

As células de silício amorfo (a-Si) são produzidas por processos de deposição de filmes finos em temperaturas inferiores a 300 °C, permitindo sua aplicação sobre diferentes substratos, como vidro, aço inoxidável e materiais poliméricos (Ruther, 2004). Essa tecnologia possibilita a fabricação de módulos leves e flexíveis, porém apresenta eficiências de conversão inferiores, variando entre 5% e 9%, além de sofrer degradação inicial induzida pela luz durante os primeiros meses de operação (Tonin, 2017).

Entre as tecnologias apresentadas, as células de silício monocristalino destacam-se pela elevada eficiência de conversão e pela maior confiabilidade

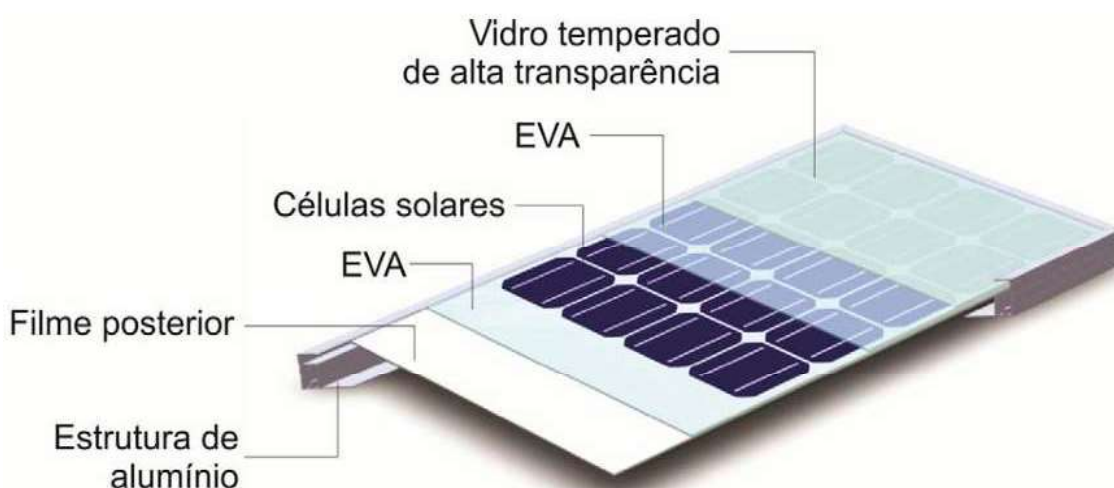
operacional, características que justificam sua ampla utilização em sistemas fotovoltaicos (IPEA, 2018; Tonin, 2017).

2.1.1.3 Módulos Fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico consiste na associação elétrica de diversas células fotovoltaicas conectadas em série e, quando necessário, em paralelo, formando a unidade geradora empregada nos sistemas fotovoltaicos. Essa configuração permite fornecer os níveis de tensão e corrente requeridos pela aplicação (Urbanetz, 2013).

Construtivamente, os módulos monofaciais, conforme Figura 5, são compostos por células fotovoltaicas encapsuladas entre camadas de materiais poliméricos, responsáveis pelo isolamento elétrico e proteção contra umidade e agentes ambientais. A face frontal é protegida por uma lâmina de vidro temperado de alta transparência, enquanto a estrutura é sustentada por uma moldura de alumínio que proporciona resistência mecânica e facilita sua instalação. Na parte traseira localiza-se a caixa de junção, responsável pelas conexões elétricas e pela saída dos cabos que conduzem a energia gerada pelo módulo (Urbanetz, 2010).

Figura 5 - Esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de

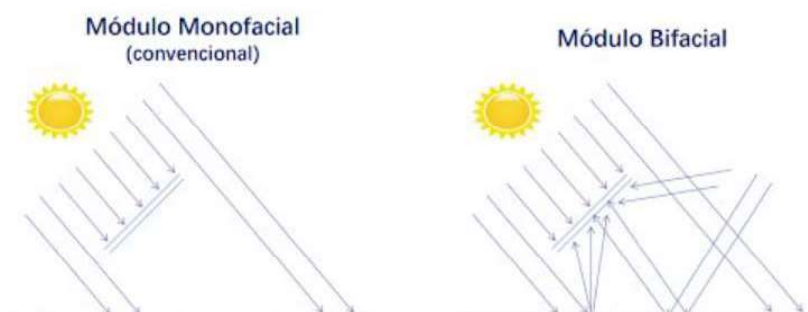


Fonte: ABRASEC, (2014).

Como evolução dos módulos monofaciais, destacam-se os módulos fotovoltaicos bifaciais, conforme Figura 6, desenvolvidos para converter em

eletricidade tanto a radiação incidente na face frontal quanto a radiação incidente na face posterior do módulo (IEA, 2021).

Figura 6 - Princípio de funcionamento de módulos fotovoltaicos monofaciais e bifaciais



Fonte: CANAL SOLAR (2022).

A radiação incidente na face posterior é proveniente, principalmente, da reflexão da luz solar pela superfície do solo, fenômeno denominado albedo, que corresponde à fração da radiação solar refletida por uma superfície. O aproveitamento simultâneo da radiação direta na face frontal e da radiação refletida na face posterior proporciona um aumento da geração de energia em relação aos módulos monofaciais. Entretanto, esse ganho energético depende de fatores como o albedo da superfície, a altura de instalação dos módulos, o espaçamento entre fileiras e a configuração do sistema fotovoltaico (IEA, 2021).

Em usinas fotovoltaicas de grande porte, os módulos bifaciais são frequentemente associados a sistemas de rastreamento solar (*trackers*), condição que favorece o aproveitamento da radiação refletida e potencializa o ganho energético quando comparado aos sistemas convencionais (Deline *et al.*, 2018).

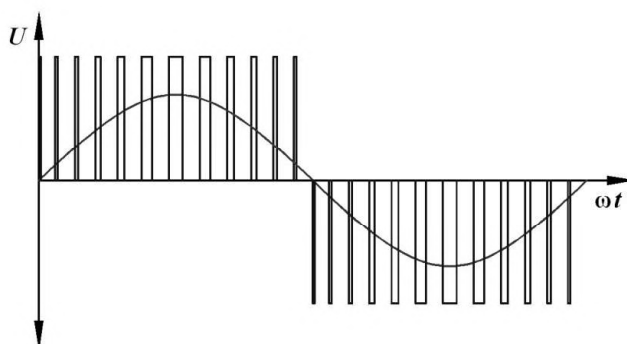
2.1.2 Inversor Fotovoltaico

O inversor de fotovoltaico é um dos componentes essenciais de um sistema solar fotovoltaico. Sua função primária é converter a energia gerada pelos módulos solares fotovoltaicos de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), a qual é consumida por dispositivos elétricos e injetada na rede elétrica (Abu-Rub; Malinowski; Al-Haddad, 2014). No entanto, o papel do inversor se expandiu significativamente, incluindo funcionalidades de otimização, monitoramento, proteção e comunicação com a rede elétrica.

O princípio de funcionamento do inversor fotovoltaico é análogo ao de um conversor CC/CA. Sua topologia básica é constituída por um conjunto de transistores de potência organizados em configuração de ponte, responsáveis pelo chaveamento da tensão contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos. Inicialmente, esse processo produz uma forma de onda de natureza quadrada. Entretanto, como a rede elétrica opera com tensão e corrente senoidais, torna-se necessária a utilização de técnicas de modulação capazes de aproximar essa forma de onda de uma senoide (Abu-Rub; Malinowski; Al-Haddad, 2014).

A Modulação por Largura de Pulso (PWM) é a técnica mais empregada para essa finalidade. Por meio do controle da largura dos pulsos de chaveamento dos transistores, a tensão de saída aproxima-se de uma onda senoidal, conforme Figura 7, permitindo que o inversor forneça energia elétrica compatível com os requisitos da rede elétrica (Ferroni, 2018). Essa técnica também possibilita a sincronização segura do inversor com a rede e contribui para a redução das distorções harmônicas da energia fornecida (Abu-Rub; Malinowski; Al-Haddad, 2014). A tecnologia PWM é fundamental para garantir a qualidade da energia fornecida pelo inversor fotovoltaico, possibilitando sincronização segura com a rede elétrica e redução de distorções harmônicas (Esrn; Chapman, 2007).

Figura 7 - Conversão da energia elétrica em CC para CA realizada pelo inversor fotovoltaico.

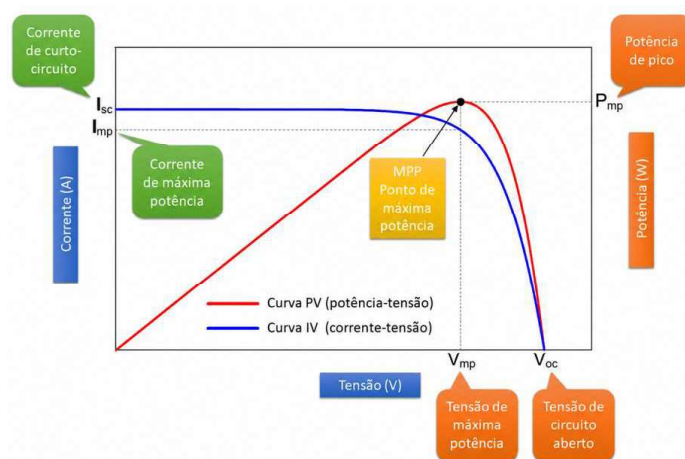


Fonte: Dal Bem, Barbi, Normey-rico, Ruther (2016).

Além da conversão da energia elétrica, os inversores fotovoltaicos modernos incorporam algoritmos de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking* – MPPT). Esse algoritmo monitora continuamente a tensão e a corrente produzidas pelos módulos fotovoltaicos, ajustando

automaticamente o ponto de operação para que o sistema opere na condição de máxima potência disponível. Dessa forma, maximiza-se o aproveitamento da energia gerada pelos módulos, principalmente em condições de variação da irradiância solar e da temperatura das células fotovoltaicas, conforme Figura 8 (Oliveira, 2015).

Figura 8 - Curvas características I–V e P–V de um módulo fotovoltaico com indicação do MPPT



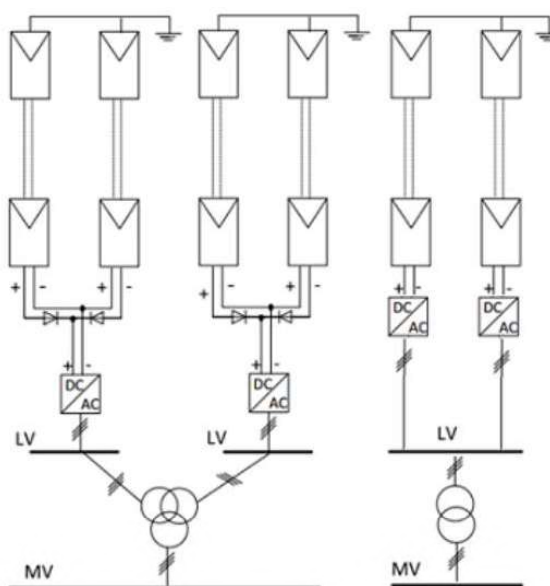
Fonte: CANAL SOLAR (2019).

Essa funcionalidade é considerada um dos principais recursos dos inversores modernos, pois permite extrair continuamente a máxima potência disponível dos módulos fotovoltaicos sob diferentes condições de operação.

2.1.2.1 Inversores de Strings e Centrais

Os inversores fotovoltaicos empregados em sistemas de geração podem ser classificados, de forma geral, em duas arquiteturas principais: inversores de *string* e inversores centrais. A escolha entre essas tecnologias, conforme Figura 9, depende da potência instalada, da configuração do campo fotovoltaico e das características operacionais da usina (Phap; Hang, 2019).

Figura 9 - Arquiteturas de sistemas fotovoltaicos com inversores centrais (esquerda) e inversores de *string* (direita)



Fonte: Phap e Hang (2019).

O inversor *string* é amplamente aplicado em sistemas de geração distribuída, abrangendo desde instalações residenciais até pequenas, médias e grandes usinas fotovoltaicas, sendo sua adoção definida em função das características técnicas e econômicas de cada empreendimento. Sua arquitetura é caracterizada pela conexão em série de módulos fotovoltaicos, o que possibilita uma abordagem modular e escalável para o sistema (Godoi, 2017). Um componente técnico fundamental é a presença de múltiplos MPPTs por unidade, permitindo a otimização da extração de energia mesmo em condições de sombreamento parcial ou variações entre os módulos (Oliveira, 2015). Essa funcionalidade garante que o desempenho de uma cadeia não comprometa o conjunto geral, aumentando a eficiência do sistema frente às diferentes condições ambientais e degradações locais (Abu-Rub; Malinowski; Al-Haddad, 2014).

O inversor central é um equipamento de alta potência, tradicionalmente empregado em grandes complexos solares e usinas fotovoltaicas de grande porte. Sua função primordial é processar a energia contínua (CC) proveniente de um vasto campo solar. O principal atrativo desta solução para projetos de grande porte é o menor custo por *watt* instalado e a necessidade de menos pontos de falha, o que justifica sua ampla aplicação nesses empreendimentos (Godoi, 2017).

A arquitetura centralizada é caracterizada por ser, tipicamente, configurada com um único MPPT para um grande conjunto de painéis. Esta característica técnica direciona a otimização da produção de energia para o conjunto total. No entanto, o sistema central necessita, em geral, da utilização de *string boxes* (*junction boxes*) para o agrupamento, proteção e condução da corrente contínua proveniente das diferentes *strings* até o inversor central. Em contrapartida, os inversores *string* apresentam maior modularidade, maior flexibilidade de expansão e melhor desempenho em situações de sombreamento parcial ou diferenças de desempenho entre as *strings* (Abu-Rub; Malinowski; Al-Haddad, 2014), enquanto os inversores centrais se destacam pelo menor custo por unidade de potência instalada e elevada capacidade de conversão, tornando ambas as tecnologias tecnicamente viáveis, cuja escolha depende das características e dos objetivos de cada empreendimento.

2.1.2.2 Dispositivo de Proteção e Segurança

Os inversores fotovoltaicos modernos, além de suas funções principais de conversão e otimização da energia, incorporam diversos dispositivos de proteção essenciais para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema. Entre as principais proteções destacam-se aquelas contra sobrecarga, curto-circuito, sobretensão e subtensão, que garantem a operação do sistema dentro de condições seguras de tensão e corrente (Oliveira, 2015).

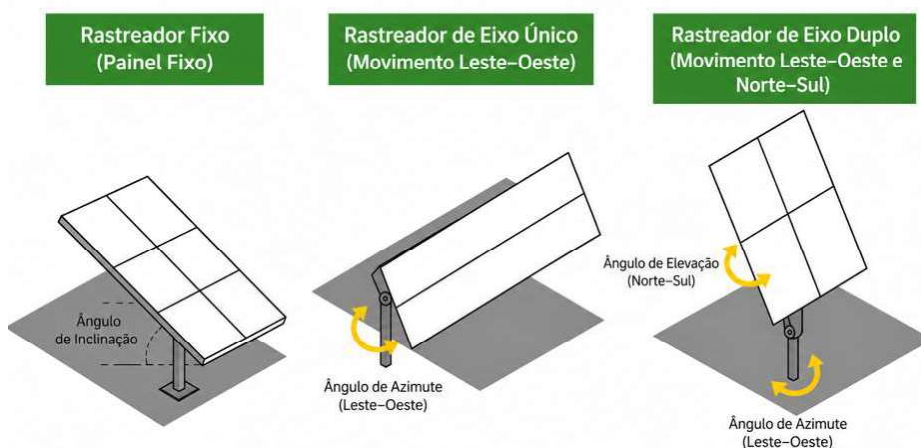
Um componente de segurança crucial é o Disjuntor de Falha de Arco, conhecido como AFCI (*Arc Fault Circuit Interrupter*). O AFCI detecta falhas no arco elétrico, características que podem resultar em conexões defeituosas, fios danificados ou outros problemas na instalação fotovoltaica (Ramos *et al.*, 2024). Ao identificar um arco elétrico, o dispositivo desliga automaticamente o circuito, prevenindo incêndios e danos ao sistema. Além disso, a implementação de sistemas de desligamento (*Rapid Shutdown*) complementa as medidas de segurança, reduzindo a tensão presente nos módulos fotovoltaicos para níveis seguros durante situações de emergência ou manutenção (Ramos *et al.*, 2024).

2.1.3 Sistema de Rastreador Solar

Durante o dia, a posição aparente do sol varia continuamente em função do movimento de rotação da Terra, fazendo com que a incidência da radiação solar sobre módulos fotovoltaicos fixos deixe de ocorrer de forma perpendicular ao longo do dia, reduzindo a energia captada. Para minimizar esse efeito, empregam-se sistemas de rastreamento solar (*trackers*). Esses dispositivos realizam o posicionamento automático dos módulos fotovoltaicos, acompanhando a trajetória aparente do Sol para maximizar a incidência da radiação solar e, consequentemente, a geração de energia elétrica (Berwanger, 2019).

Os rastreadores solares são classificados, principalmente, em eixo fixo, eixo único e eixo duplo, conforme ilustrado na Figura 10. Nos sistemas de eixo fixo, os módulos permanecem em uma inclinação previamente definida, sem realizar ajustes durante o dia, sendo a captação de energia dependente exclusivamente da posição inicial de instalação. Os rastreadores de eixo único realizam o acompanhamento do movimento diário aparente do Sol, normalmente no sentido leste-oeste, por meio da rotação em torno de um único eixo. Já os rastreadores de eixo duplo efetuam, além desse movimento, ajustes no eixo norte-sul, permitindo que os módulos permaneçam mais próximos do ângulo ideal de incidência da radiação solar ao longo do dia e das diferentes estações do ano, proporcionando maior aproveitamento da energia solar disponível (Agostinho, 2023).

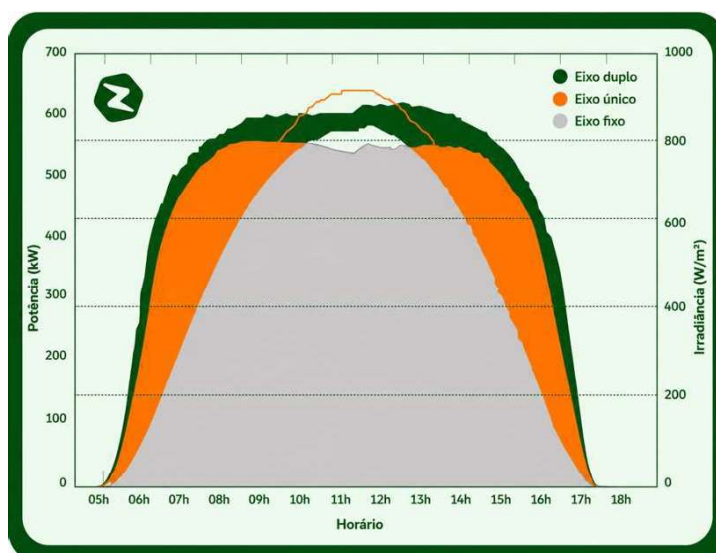
Figura 10 - Configurações de sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa, rastreador de eixo único e rastreador de eixo duplo.



Fonte: Adaptado de ECO ENERGIAS (2025).

A utilização de rastreadores solares pode proporcionar ganhos na geração de energia em comparação com sistemas fotovoltaicos de inclinação fixa. Em estudo experimental conduzido por Lemos Júnior *et al.* (2020), um rastreador de eixo único apresentou incremento de aproximadamente 16% a 19% na potência gerada em relação a um sistema fixo, conforme Figura 11. Esses ganhos tendem a ser mais expressivos em regiões com elevada disponibilidade de radiação solar, uma vez que o acompanhamento contínuo da trajetória solar aumenta o tempo de operação dos módulos em condições próximas ao ponto de máxima captação de energia (Lemos Júnior; Silva L.; Santos; Silva M., 2020).

Figura 11 - Influência do sistema de rastreamento na potência gerada por sistemas fotovoltaicos ao longo do dia.



Fonte: Adaptado de ENERGES (2021).

2.1.4 Eletrocentro

O eletrocentro consiste em uma solução modular pré-fabricada desenvolvida para concentrar, em uma única estrutura, os principais equipamentos elétricos responsáveis pela distribuição, proteção, controle e supervisão de sistemas de potência. Em usinas fotovoltaicas, o eletrocentro reúne os equipamentos necessários para realizar a interface entre os inversores fotovoltaicos e a subestação elevadora, possibilitando a conexão da usina ao sistema elétrico de potência (Eaton, 2022).

Os eletrocentros são projetados para fornecer toda a infraestrutura elétrica necessária ao funcionamento da usina fotovoltaica. Sua configuração pode variar conforme o projeto e a arquitetura adotada pela usina fotovoltaica, especialmente em função da utilização de inversores centrais integrados ao módulo ou instalados externamente (Eaton, 2022).

Figura 12 - Eletrocentros para UFV, sem inversor central (esquerda) e com inversores centrais (direita)



Fonte: FIRMER (2021).

Em ambas as configurações, o eletrocentro normalmente incorpora o transformador elevador, responsável pela elevação da tensão para conexão à rede de média tensão, cubículos ou cabines de média tensão destinados às funções de proteção, medição e seccionamento, Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT), painéis de comando e automação, além dos sistemas auxiliares necessários à operação da instalação. Quando os inversores centrais são integrados ao próprio módulo, estes também passam a compor o conjunto estrutural do eletrocentro, formando uma solução compacta e pré-fabricada. Já nas configurações em que os inversores permanecem instalados externamente, o eletrocentro concentra os equipamentos responsáveis pela transformação, proteção, supervisão e conexão elétrica da usina (IFC, 2015).

Além dos equipamentos principais, o eletrocentro abriga sistemas auxiliares indispensáveis ao funcionamento da planta, como transformador de serviços auxiliares, quadros auxiliares de distribuição, sistemas supervisórios (SCADA), controladores lógicos programáveis (PLC), *dataloggers*, sistemas de monitoramento, sistemas de comunicação, unidades de alimentação ininterrupta (UPS), medidores de energia da concessionária, bem como sistemas de climatização, iluminação e proteção contra incêndio. A integração desses equipamentos em um único módulo permite que grande parte da montagem eletromecânica, dos ensaios funcionais e do comissionamento seja realizada em fábrica, reduzindo as atividades

executadas em campo, aumentando a confiabilidade da instalação e diminuindo o tempo de implantação do empreendimento (IFC, 2015).

Durante a operação da usina, a energia elétrica em corrente alternada (CA) proveniente dos inversores fotovoltaicos é encaminhada ao eletrocentro, onde são executadas as funções de proteção, manobra, medição, supervisão e distribuição de energia. Em seguida, a tensão é elevada pelo transformador de potência e enviada à subestação elevadora para posterior conexão ao sistema elétrico de potência. Paralelamente, os sistemas de proteção monitoram continuamente as grandezas elétricas da instalação, enquanto os sistemas supervisórios e de comunicação permitem o acompanhamento remoto da operação da planta, o registro de dados operacionais e o gerenciamento dos equipamentos em tempo real (IFC, 2015).

Como os principais equipamentos elétricos permanecem concentrados em uma única estrutura modular, inspeções, manutenções preventivas, diagnósticos e substituições de componentes podem ser executados de forma mais rápida e organizada, reduzindo o tempo de indisponibilidade da usina, os custos de instalação em campo e o prazo de comissionamento do empreendimento (Eaton, 2022).

Em empreendimentos que utilizam sistemas de armazenamento de energia por baterias (BESS), o eletrocentro também pode integrar os equipamentos responsáveis pela interface elétrica entre os conversores bidirecionais (PCS), transformadores, sistemas de proteção, automação e comunicação. Dessa forma, a solução modular contribui para a integração entre geração fotovoltaica, armazenamento e conexão à rede elétrica, proporcionando maior confiabilidade operacional, facilidade de expansão e redução do tempo de implantação da instalação (Eaton, 2022).

2.2 *Curtailement* no Sistema Elétrico Brasileiro

No Brasil, o crescimento acelerado da capacidade instalada de fontes renováveis variáveis, principalmente eólica e fotovoltaica, vem ocorrendo em ritmo superior à expansão da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). De agosto de 2021 a abril de 2025, a capacidade instalada de usinas eólicas, fotovoltaicas e de micro e minigeração distribuída (MMGD) atingiu aproximadamente 87,7 GW,

concentrando-se principalmente nas regiões Nordeste, Norte e Sudeste. Em contrapartida, a projeção de carga para 2029 indica crescimento de apenas 12% em relação à carga máxima observada em 2024, evidenciando a desproporção entre a expansão da geração e o crescimento da demanda elétrica (ONS, 2025).

Nesse contexto, os cortes de geração de energia elétrica, mais conhecidos como *curtailment*, tornam-se necessários para garantir a segurança e o equilíbrio operacional do SIN. O *curtailment* corresponde à redução, limitação ou corte da geração de energia elétrica, ocorrendo quando a produção disponível supera a demanda instantânea ou a capacidade de escoamento da rede de transmissão (ONS, 2025).

O ONS define o *curtailment* como o conceito geral associado aos cortes de geração impostos ao sistema elétrico, enquanto o termo *constrained-off* representa operacionalmente as restrições aplicadas às usinas despachadas centralizadamente. Dessa forma, o *constrained-off* corresponde à execução operacional das limitações de geração impostas às usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas ao SIN (ONS, 2025).

As restrições operativas aplicadas pelo ONS são classificadas em três categorias principais: indisponibilidade externa, confiabilidade elétrica e razão energética. As restrições por indisponibilidade externa estão associadas a limitações em elementos externos às usinas geradoras, como desligamentos de linhas de transmissão ou indisponibilidades em instalações do sistema elétrico. As restrições por confiabilidade elétrica visam preservar a segurança operativa do SIN, evitando violações de limites operacionais e problemas de estabilidade elétrica. Já as restrições por razão energética ocorrem em cenários de sobreoferta de energia, nos quais a geração disponível excede a demanda instantânea do sistema, exigindo cortes de geração para manutenção do equilíbrio carga-geração (ONS, 2025).

2.2.1 Boletins Operacionais de *Curtailment*

Os boletins de *curtailment* divulgados pelo ONS consolidam as restrições operativas aplicadas às usinas fotovoltaicas com despacho centralizado no SIN. A apuração e classificação dos eventos de *constrained-off*, seguem os critérios

estabelecidos nos Procedimentos de Rede, Módulo 5, Submódulo 5.13, sendo posteriormente disponibilizadas em relatórios operacionais e boletins mensais publicados pelo ONS (ONS, 2025).

As informações são apuradas a partir de dados operacionais em tempo real obtidos por meio de telemedidas, telesinais, programas de operação e informações complementares enviadas pelos agentes geradores, incluindo registros de medições solarimétricas. A apuração da geração de referência considera a função de produtividade da usina, relacionando a potência gerada aos níveis de irradiância solar medidos em cada intervalo de 30 minutos. Essas informações permitem identificar os períodos de limitação de geração, os motivos das restrições e os montantes energéticos impactados (ONS, 2025).

A apuração restringe-se às usinas eólicas e fotovoltaicas conectadas à rede básica, classificadas como Tipo I e Tipo II, com potência instalada superior a 5 MW e participantes dos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) ou Livre (ACL). Segundo o ONS, essas categorias correspondem a empreendimento com requisitos específicos de supervisão e operação no SIN. Os registros operacionais são processados em intervalos de 30 minutos, utilizando como referência a hora oficial de Brasília (UTC-3) (ONS, 2025).

A Figura 13 apresenta um dia da estrutura dos dados operacionais utilizados pelo ONS para apuração das restrições de geração em usinas fotovoltaicas.

Figura 13 - Variáveis operacionais utilizadas pelo ONS na contabilização das restrições de geração.

din_instante	val_geracao	val_geracaolimitada	val_disponibilidade	val_geracaoreferencia	cod_razaorestricao
01-01-25 00:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 00:30:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 01:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 01:30:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 02:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 02:30:00	0,00000000		1.013,73000000	0,00000000	
01-01-25 03:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 03:30:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 04:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 04:30:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 05:00:00	0,63500000		1.072,21500000	0,00000000	
01-01-25 05:30:00	27,19700000		1.266,25500000	0,00000000	
01-01-25 06:00:00	84,88500000		1.261,71200000	94,95800000	
01-01-25 06:30:00	155,45000000		1.258,26700000	194,15500000	
01-01-25 07:00:00	184,31900000	237,41100000	1.253,28300000	333,82200000	ENE
01-01-25 07:30:00	140,63800000	141,00000000	1.252,93600000	215,16300000	ENE
01-01-25 08:00:00	109,66400000	141,00000000	1.255,68600000	61,15300000	ENE
01-01-25 08:30:00	122,00500000	141,00000000	1.256,97700000	69,06500000	ENE
01-01-25 09:00:00	141,08800000	141,00000000	1.252,16400000	321,61100000	ENE
01-01-25 09:30:00	141,82200000	141,00000000	1.248,44700000	443,04100000	ENE
01-01-25 10:00:00	140,59100000	141,00000000	1.248,03000000	294,82100000	ENE
01-01-25 10:30:00	144,74100000	145,00000000	1.248,77000000	306,42800000	ENE
01-01-25 11:00:00	195,69400000	197,40000000	1.249,27300000	308,28900000	ENE
01-01-25 11:30:00	201,13900000	201,00000000	1.249,65700000	396,76300000	ENE
01-01-25 12:00:00	200,89500000	201,00000000	1.249,91500000	370,02300000	ENE
01-01-25 12:30:00	221,06300000	221,80000000	1.250,97900000	481,68000000	ENE
01-01-25 13:00:00	255,68000000	256,20000000	1.252,55900000	573,68100000	ENE
01-01-25 13:30:00	271,38100000	271,40000000	1.252,62900000	520,07300000	ENE
01-01-25 14:00:00	277,41000000	278,60000000	1.252,64400000	483,61800000	ENE
01-01-25 14:30:00	316,78300000	323,00000000	1.221,39100000	387,27400000	ENE
01-01-25 15:00:00	324,10400000	381,00000000	1.213,58300000	323,30600000	ENE
01-01-25 15:30:00	377,50900000	463,86700000	1.212,83900000	387,41900000	ENE
01-01-25 16:00:00	431,17600000	668,20000000	1.212,69800000	463,92400000	ENE
01-01-25 16:30:00	270,11000000	410,44800000	1.220,51600000	326,93700000	ENE
01-01-25 17:00:00	201,94400000		1.240,08800000	249,98200000	
01-01-25 17:30:00	44,22200000		1.245,59400000	57,22500000	
01-01-25 18:00:00	4,83900000		1.246,90200000	7,95700000	
01-01-25 18:30:00	2,80000000		1.209,14300000	0,00000000	
01-01-25 19:00:00	0,00000000		1.014,71000000	0,00000000	
01-01-25 19:30:00	0,00000000		1.014,71000000	0,00000000	
01-01-25 20:00:00	0,00000000		1.014,11700000	0,00000000	
01-01-25 20:30:00	0,00000000		1.014,70800000	0,00000000	
01-01-25 21:00:00	0,00000000		1.014,71000000	0,00000000	
01-01-25 21:30:00	0,00000000		1.014,49300000	0,00000000	
01-01-25 22:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 22:30:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	
01-01-25 23:00:00	0,00000000		1.014,38000000	0,00000000	

Fonte: ONS (2025).

Entre as variáveis apresentadas destacam-se o instante da medição (din_instante), correspondente à data e horário do registro operacional; a geração verificada da usina em MW (val_geracao); a geração limitada solicitada pelo ONS em MW (val_geracaolimitada); a disponibilidade eletromecânica da planta (val_disponibilidade); e a geração de referência da usina (val_geracaoreferencia). Os relatórios também apresentam os códigos associados aos motivos das restrições operativas (cod_razaorestricao), classificados em indisponibilidade externa (REL),

confiabilidade elétrica (CNF) e razão energética (ENE), permitindo identificar a origem operacional dos eventos de *curtailment* registrados pelo ONS (ONS, 2025).

2.2.2 Cálculo da Geração Limitada

A geração limitada é calculada proporcionalmente aos valores de limitação solicitados pelo ONS em tempo real dentro de cada intervalo de 30 minutos. Dessa forma, o cálculo considera os períodos em que houve restrição operativa e os períodos em que a usina operou sem limitação, conforme metodologia estabelecida nos Procedimentos de Rede (ONS, 2025).

A geração limitada pode ser representada conforme a Equação (1):

$$G_{lim} = \frac{\sum_{i=1}^n (LIM_i * t_{lim,i}) + (G_{ref} * t_{nao_lim})}{30} \quad (1)$$

onde:

- G_{lim} representa a geração limitada no intervalo semi-horário;
- LIM_i corresponde ao valor de limitação solicitado pelo ONS no instante i ;
- $t_{lim,i}$ representa o tempo em que a limitação permaneceu ativa;
- G_{ref} corresponde à geração de referência da usina;
- t_{nao_lim} representa o período sem limitação operativa;
- 30 corresponde à duração total do intervalo semi-horário em minutos.

Além disso, para fins de consistência operacional, quando a geração verificada apresentar valor inferior à geração limitada e o desvio for superior a 5% ou 5 MW, prevalecendo o menor valor entre os critérios, a Geração de Referência passa a considerar o impacto dessa diferença no cálculo da energia restringida (ONS, 2025).

As informações operacionais apuradas pelo ONS são posteriormente consolidadas em boletins mensais de restrição de geração, subsidiando os processos de contabilização da energia restringida realizados pela CCEE.

2.3 Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS)

O Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (*Battery Energy Storage System* - BESS) é uma tecnologia destinada ao armazenamento e fornecimento controlado de energia elétrica. Seu princípio de funcionamento baseia-se na conversão da energia elétrica em energia química durante o processo de carregamento e na conversão inversa durante a descarga, permitindo o armazenamento de excedentes energéticos para utilização posterior (Campos *et al.*, 2022).

Os sistemas BESS desempenham papel estratégico nos sistemas elétricos modernos, atuando como recursos capazes de absorver energia em períodos de excedente de geração e disponibilizá-la quando necessário. Essa característica permite aumentar a flexibilidade operacional do sistema elétrico, contribuindo para o equilíbrio entre geração e demanda, além de melhorar a confiabilidade e a estabilidade da rede (MME, 2025).

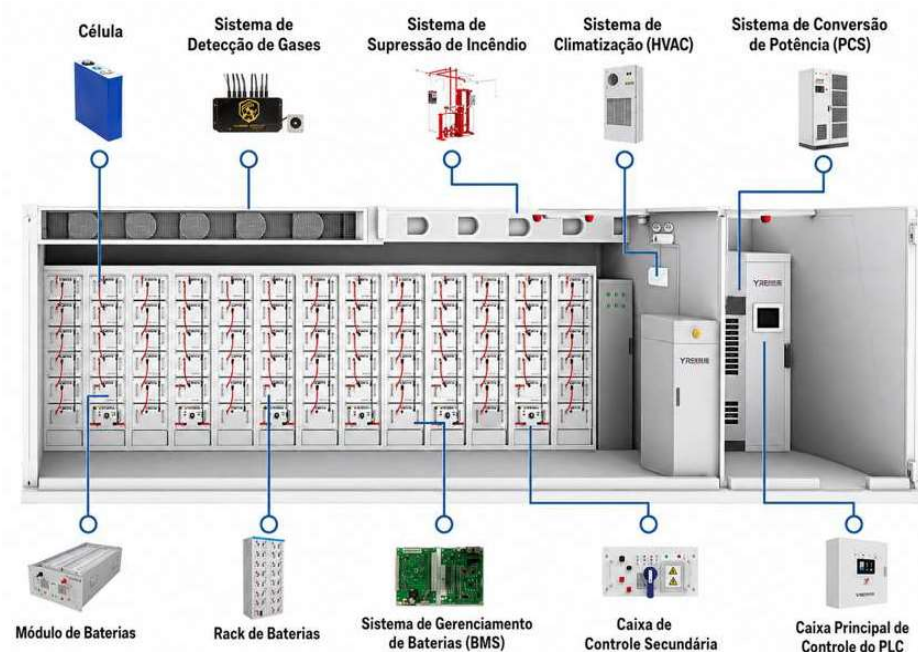
A crescente participação das fontes renováveis intermitentes, como a energia solar fotovoltaica e a eólica, tem ampliado a necessidade de soluções capazes de mitigar as variações naturais dessas fontes (MME, 2025). Nesse contexto, o BESS se torna um componente fundamental da infraestrutura elétrica moderna, funcionando como sistemas bidirecionais que armazenam a energia excedente produzida e a disponibilizam posteriormente de forma controlada (Yang, 2011). Dessa forma, o BESS contribui para a integração de fontes renováveis, redução de desperdícios energéticos e aumento da eficiência operacional dos sistemas elétricos (Montiel; Oliveira; Tremura, 2024).

2.3.1 Estrutura do Sistema BESS

A operação segura e eficiente de um BESS é garantida pela integração de subsistemas responsáveis pelo armazenamento, conversão, monitoramento e gerenciamento da energia elétrica. Sua arquitetura é composta principalmente pelo banco de baterias, Sistema de Gerenciamento de Baterias (BMS), Sistema de Conversão de Potência (PCS), Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS) e

subsistemas auxiliares de proteção e controle, conforme apresentado na Figura 14 (ABB, 2022).

Figura 14 - Principais componentes de um sistema BESS



Fonte: Adaptado de GYCX solar (2025).

Portanto, essa atuação integrada dos componentes permite o controle dos processos de carga e descarga, assegurando a confiabilidade operacional, a segurança e a eficiência energética do sistema (Montiel; Oliveira; Tremura, 2024).

2.3.2 Banco de baterias

O banco de baterias constitui o núcleo eletroquímico do BESS, sendo composto por módulos de células interconectadas em arranjos série e paralelo que definem a capacidade nominal total do sistema (Ah ou kWh) (MME, 2025). O armazenamento de eletricidade em sistemas de potência é fundamentado na conversão da energia elétrica em energia potencial química por meio de tecnologias eletroquímicas. Durante o processo de carga, a energia elétrica é convertida e armazenada na forma química no interior das células, enquanto, durante a descarga, ocorre o processo inverso, permitindo que a energia armazenada seja novamente disponibilizada ao sistema na forma de energia elétrica (Alencar, 2022; Souza, J., 2020).

Dentre as principais tecnologias eletroquímicas empregadas em sistemas de armazenamento de energia destacam-se as baterias chumbo-ácido e as baterias de íons de lítio. Essas tecnologias apresentam características distintas em termos de densidade energética, eficiência, vida útil e custo, sendo amplamente utilizadas em aplicações de armazenamento estacionário e integração de fontes renováveis (Alencar, 2022).

A bateria de chumbo-ácido (Pb-ácido) tem seu funcionamento baseado em reações de oxirredução responsáveis pela conversão e armazenamento de energia elétrica na forma química (Bastos, 2013). Durante o ciclo de descarga, a bateria atua como uma célula galvânica, na qual o chumbo metálico (ânodo) e o dióxido de chumbo (cátodo) reagem com o sulfato presente no eletrólito, formando sulfato de chumbo nos eletrodos (Carneiro *et al.*, 2017). Durante esse processo, ocorre a liberação de elétrons para o circuito externo, produzindo corrente elétrica, enquanto o ácido sulfúrico é consumido, reduzindo a densidade do eletrólito (Bastos, 2013). No processo de carga, a bateria atua como uma célula eletrolítica, recebendo energia de uma fonte externa que promove a reversão das reações eletroquímicas da descarga. Dessa forma, o sulfato de chumbo é convertido novamente em chumbo metálico na placa negativa e dióxido de chumbo na placa positiva, enquanto a concentração de ácido sulfúrico no eletrólito é restaurada, permitindo a recarga da bateria (Carneiro *et al.*, 2017; Bastos, 2013).

Por sua vez, as células de íon-lítio (Li-ion) são dispositivos eletroquímicos reversíveis que armazenam energia por meio de reações de oxirredução e da movimentação de íons de lítio entre os eletrodos (Sawai, 2019). Durante o processo de descarga, os íons de lítio migram do ânodo para o cátodo através do eletrólito, enquanto os elétrons percorrem o circuito externo, fornecendo energia elétrica ao sistema (Montiel; Oliveira; Tremura, 2024). No processo de carga, uma fonte externa de energia promove a intercalação dos íons de lítio, fazendo com que estes migrem do cátodo para o ânodo e sejam armazenados em sua estrutura. A elevada reversibilidade dessas reações proporciona alta eficiência energética, elevada densidade de energia e maior vida útil quando comparada a tecnologias convencionais, características que justificam sua ampla aplicação em sistemas modernos de armazenamento de energia (Sawai, 2019; Montiel; Oliveira; Tremura, 2024).

2.3.3 Sistema de Gerenciamento de Baterias

O Sistema de Gerenciamento de Baterias (BMS) é a camada de inteligência e segurança responsável pelo monitoramento e proteção do banco de baterias (MME, 2025). Sua principal função é supervisionar o estado operacional das células, monitorando em tempo real variáveis como tensão individual, temperatura e corrente elétrica (Souza, J., 2020). A partir desses dados, o sistema calcula indicadores operacionais importantes, como o Estado de Carga (SoC), a Profundidade de Descarga (DoD) e o Estado de Saúde da Bateria (SoH) (WEG, 2022).

O controle exercido pelo BMS é fundamental para garantir a segurança e a vida útil do sistema. Em termos de segurança, o sistema previne condições de sobrecarga, superaquecimento e descarga profunda, reduzindo o risco de falhas estruturais e eventos de fuga térmica, especialmente em baterias de íons de lítio (MME, 2025). Além disso, o BMS realiza o balanceamento das células e assegura a operação dentro de limites seguros, contribuindo para o aumento da eficiência e da vida útil do banco de baterias (WEG, 2022).

2.3.4 Sistema de Conversão de Potência

O Sistema de Conversão de Potência (PCS) atua como o elo de acoplamento bidirecional entre o banco de baterias, em corrente contínua (CC), e a rede elétrica, em corrente alternada (CA) (ABB, 2022; WEG, 2022). Sua função principal é a conversão CC/CA durante o despacho de energia e a conversão CA/CC durante o carregamento (Souza, J., 2020).

Além da conversão de potência, o PCS é responsável pela regulação de frequência, injetando ou absorvendo potência ativa rapidamente para compensar flutuações na frequência da rede (EPE, 2025; ABB, 2022). O sistema também realiza a compensação de potência reativa, controlando a injeção ou absorção dessa potência, o que permite que o BESS opere com o inversor como indutor ou capacitor, sendo fundamental para a regulação de tensão e estabilidade do sistema (WEG, 2022). Essa capacidade é ampliada pela operação em quatro quadrantes, permitindo o controle independente das potências ativa e reativa durante os processos de carga e descarga (Souza, J., 2020).

2.3.5 Sistema de Gerenciamento de Energia

O Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS), também denominado Sistema de Gestão de Energia, representa a camada de controle supervisão e atua como o cérebro operacional do BESS. O EMS coordena a interação entre o PCS, o BMS e os subsistemas auxiliares, sendo responsável pela aplicação de estratégias operacionais, como redução de demanda de ponta (*peak shaving*), arbitragem de energia e prestação de serviços auxiliares, com o objetivo de otimizar o fluxo de energia do sistema (Paolini, 2024; Montiel; Oliveira; Tremura, 2024).

O EMS coleta e processa em tempo real dados de potência ativa, potência reativa e níveis operacionais de energia, como o SoC, permitindo a realização de ajustes automáticos ou manuais para maximizar a eficiência operacional e definir as estratégias de despacho. Essa capacidade de processamento e coordenação é essencial para adequar a operação do BESS aos requisitos específicos da rede elétrica ou do consumidor (Paolini, 2024; Feijão, 2021).

2.3.6 Subsistemas Auxiliares e Proteção

A operação segura do BESS é complementada por uma série de subsistemas auxiliares, incluindo equipamentos de controle, dispositivos de proteção, chaves, fusíveis e sistemas de medição e comunicação (ABB, 2022). Além disso, o sistema dispõe de dispositivos de detecção e supressão de incêndio, bem como sistemas de ventilação e climatização, responsáveis por manter a integridade térmica e física dos equipamentos e assegurar condições adequadas de operação (WEG, 2022).

2.3.7 Critérios de Dimensionamento do BESS

Os principais cálculos utilizados para o dimensionamento dos sistemas BESS incluem a capacidade energética de armazenamento, potência nominal, capacidade útil de armazenamento, eficiência operacional, profundidade de descarga e vida útil do sistema. Esses parâmetros são amplamente empregados em estudos

de armazenamento energético e integração de fontes renováveis, permitindo definir a configuração adequada do sistema para cada aplicação.

A capacidade energética representa a quantidade de energia que o sistema BESS deve ser capaz de armazenar, sendo expressa em megawatt-hora (MWh). Esse parâmetro pode ser determinado pela relação entre a potência e o tempo de operação, conforme apresentado na Equação (2).

$$E = P \times t \quad (2)$$

onde:

- E corresponde energia requerida ou armazenada (MWh);
- P representa a potência (MW);
- t corresponde o tempo de operação, carga ou descarga (h).

A potência nominal do PCS define a taxa máxima com que o sistema BESS pode ser carregado ou descarregado. Esse parâmetro está diretamente relacionado ao tempo requerido para armazenar ou disponibilizar a energia armazenada. A potência do PCS pode ser determinada pela relação entre a capacidade energética do sistema e o tempo de carga ou descarga desejado, conforme apresentado na Equação (3).

$$P_{PCS} = \frac{E_{cenário}}{t_{car/desc}} \quad (3)$$

onde:

- P_{PCS} corresponde à potência do PCS (MW);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh);
- $t_{car/desc}$ corresponde ao tempo de carga e descarga do PCS (h).

A taxa C (*C-Rate*) representa a relação entre a potência de carga ou descarga aplicada ao sistema BESS e sua capacidade energética nominal. Esse

parâmetro é utilizado para caracterizar o tempo de carga e descarga do sistema, constituindo um critério importante para a seleção da potência nominal do PCS. Conforme apresentado na Equação (4), uma taxa de 1C indica que o sistema BESS pode ser completamente carregado ou descarregado em aproximadamente uma hora.

$$C = \frac{P_{PCS}}{E_{cenário}} \quad (4)$$

onde:

- C corresponde à taxa C;
- P_{PCS} corresponde à potência nominal do PCS (MW);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh).

A correção da capacidade energética é necessária para compensar as perdas inerentes ao processo de armazenamento e conversão de energia, assegurando que a energia efetivamente disponibilizada pelo BESS seja equivalente à energia armazenada pelo sistema. Dessa forma, a capacidade energética armazenada foi corrigida conforme a Equação (5).

$$E_{corrigida} = \frac{E_{cenário}}{\eta_{PCS} \times \eta_{bat}} \quad (5)$$

onde:

- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh);
- η_{bat} corresponde à eficiência da bateria;
- η_{PC} corresponde à eficiência do sistema de controle de potência.

O SoH é definido pela relação entre sua capacidade disponível e sua capacidade nominal, conforme apresentado na Equação (6). Esse parâmetro permite quantificar a degradação da capacidade de armazenamento ao longo da vida útil.

Segundo o *Asian Development Bank* (2018), considera-se que a bateria atinge o fim de sua vida útil quando sua capacidade é reduzida para aproximadamente 80% da capacidade inicial.

$$E_{SoH} = E_{nom} \times SoH \quad (6)$$

onde:

- E_{SoH} corresponde à capacidade energética da unidade corrigida pelo estado de saúde da bateria (MWh);
- E_{nom} corresponde à capacidade energética nominal da unidade de armazenamento (MWh);
- SoH corresponde ao estado de saúde da bateria.

A Equação (7) foi utilizada para determinar a quantidade de unidades BESS necessárias para atender à demanda energética de cada cenário analisado, considerando a capacidade efetiva da unidade após a correção pelo SoH.

$$N_{BESS} = \frac{E_{corrigido}}{E_{SoH}} \quad (7)$$

onde:

- N_{BESS} corresponde à quantidade de unidades BESS necessárias;
- E_{SoH} corresponde à capacidade energética da unidade corrigida pelo estado de saúde da bateria (MWh);
- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh).

O DoD é o percentual da capacidade energética do BESS utilizado em cada ciclo de operação. Esse parâmetro foi calculado pela relação entre a capacidade energética requerida para recuperação da energia do complexo solar e a capacidade energética total instalada do sistema, conforme apresentado na Equação (8).

$$DoD_{\%} = \frac{E_{corrigida}}{E_{instalada}} \quad (8)$$

onde:

- $DoD_{\%}$ corresponde à profundidade de descarga;
- $E_{instalada}$ corresponde à capacidade energética total instalada do BESS (MWh);
- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh).

2.4 Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

O mercado de energia elétrica brasileiro é composto por um conjunto de mecanismos regulatórios, comerciais e operacionais destinados a garantir o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Sua estrutura institucional é formada por órgãos e entidades responsáveis pela regulação, operação, comercialização e planejamento do setor elétrico, destacando-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), conforme estabelecido pelo modelo institucional do setor elétrico brasileiro (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004b; ANEEL, 2021b).

A comercialização de energia no Brasil ocorre por meio de diferentes ambientes de contratação e mecanismos de liquidação financeira, permitindo a negociação de energia entre geradores, comercializadores, distribuidoras e consumidores. Nesse contexto, destacam-se o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o Mercado de Curto Prazo (MCP) e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que constituem os principais elementos do modelo comercial atualmente adotado no setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2021b).

2.4.1 Modelo de Comercialização de Energia Elétrica

O modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro foi estruturado pela Lei nº 10.848, de 2004, que estabeleceu dois ambientes de contratação distintos: o ACR e o ACL. Esses ambientes possuem características próprias quanto à forma

de contratação da energia, aos agentes participantes e aos mecanismos de formação de preços (BRASIL, 2004a; BRASIL, 2004b).

O ACR é destinado ao atendimento dos consumidores cativos, ou seja, aqueles que recebem energia elétrica por meio das distribuidoras e não possuem liberdade para escolher seu fornecedor de energia. Nesse ambiente, a contratação de energia ocorre por meio de leilões públicos organizados pelo governo federal, nos quais as distribuidoras adquirem a energia necessária para atender seus mercados consumidores. Os contratos são celebrados entre agentes geradores e distribuidoras, sendo os custos posteriormente repassados às tarifas pagas pelos consumidores finais (BRASIL, 2004b; ANEEL, 2021b).

Nesse contexto, o ACR desempenha papel fundamental para a segurança do suprimento e para a expansão da oferta de energia elétrica, uma vez que os leilões proporcionam previsibilidade de receitas aos empreendimentos de geração e maior segurança de abastecimento para distribuidoras e consumidores (BRASIL, 2004b).

O ACL, também conhecido como Mercado Livre de Energia, caracteriza-se pela liberdade de negociação entre compradores e vendedores de energia elétrica. Nesse ambiente, as partes podem negociar diretamente as condições contratuais, incluindo preço, quantidade de energia, prazo de fornecimento e condições de pagamento (BRASIL, 2004b; ANEEL, 2021b).

Participam do ACL geradores, comercializadores, autoprodutores, importadores, exportadores e consumidores livres, que possuem o direito de escolher seu fornecedor de energia elétrica (BRASIL, 2004b; ANEEL, 2021b). Essa liberdade contratual permite que os agentes adequem os contratos às suas necessidades de consumo e estratégias de mercado, contribuindo para maior competitividade e eficiência econômica nas negociações de energia (ABRACEEL, 2024).

Todos os contratos firmados no ACL devem ser registrados na CCEE, entidade responsável pelos processos de registro, contabilização e liquidação financeira das operações comerciais do setor elétrico brasileiro. Esse procedimento assegura a publicidade, a transparência e a efetivação das transações realizadas entre os agentes, contribuindo para o adequado funcionamento do mercado livre de energia (ANEEL, 2021b).

2.4.2 Mercado de Curto Prazo e Formação de Preços

Embora os agentes realizem contratos de compra e venda de energia elétrica, a geração e o consumo efetivamente verificados raramente coincidem exatamente com os montantes contratados. Em função dessas diferenças, o setor elétrico brasileiro utiliza o MCP, mecanismo responsável pela contabilização e liquidação financeira das diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente produzida ou consumida (ANEEL, 2021b).

No MCP, as diferenças apuradas entre os montantes contratados e os valores efetivamente verificados são contabilizadas e liquidadas financeiramente pela CCEE. Assim, geradores que produzem energia acima dos valores contratados podem receber pela energia excedente, enquanto agentes deficitários devem adquirir energia para cobrir suas exposições contratuais (ANEEL, 2021b; CCEE, 2026a).

Dessa forma, o MCP não constitui um ambiente de negociação convencional, mas sim um mecanismo de contabilização e liquidação financeira das diferenças energéticas observadas durante a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), assegurando o equilíbrio comercial entre os montantes contratados e aqueles efetivamente gerados ou consumidos (ANEEL, 2021b).

A liquidação financeira das diferenças apuradas no MCP ocorre por meio do PLD, que representa o principal sinal econômico de curto prazo do setor elétrico brasileiro. O PLD é calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), obtido a partir dos modelos computacionais utilizados pelo ONS para determinar a operação ótima do SIN (CCEE, 2026b).

Na formação do PLD são considerados diversos fatores operacionais, incluindo disponibilidade hídrica, previsão de aflúências, demanda de energia, disponibilidade de geração, restrições de transmissão e custos de despacho das usinas termelétricas. Como resultado, o preço reflete as condições operativas do sistema elétrico em cada período de comercialização, funcionando como o principal sinal econômico para a liquidação das diferenças de energia no MCP (CCEE, 2026b).

Desde janeiro de 2021, o Brasil passou a adotar o PLD horário, substituindo o modelo semanal anteriormente utilizado. Essa mudança aumentou a granularidade dos sinais econômicos do mercado elétrico, permitindo que as variações horárias de

oferta e demanda fossem refletidas de forma mais precisa nos preços da energia elétrica (Vieira *et al.*, 2022).

A adoção do PLD horário representa um importante avanço para a inserção de novas tecnologias no setor elétrico, especialmente sistemas de armazenamento de energia por baterias. Como os preços passam a variar ao longo do dia, torna-se possível capturar valor econômico por meio do deslocamento temporal da energia, estratégia conhecida como arbitragem energética (Vieira *et al.*, 2022). Nesse contexto, os sistemas BESS podem armazenar energia em períodos de menor valor econômico e disponibilizá-la posteriormente em horários de preços mais elevados, aumentando a eficiência econômica da operação dos ativos de geração e armazenamento (EPE, 2019).

2.4.3 Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias BESS

Os sistemas BESS vêm assumindo papel crescente nos sistemas elétricos modernos em função da expansão das fontes renováveis intermitentes, especialmente a geração solar fotovoltaica e eólica (EPE, 2019). Esses sistemas permitem armazenar energia em períodos de elevada oferta e disponibilizá-la posteriormente conforme as necessidades operativas ou econômicas do sistema, contribuindo para o aumento da flexibilidade, confiabilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica (EPE, 2025).

No Brasil, os sistemas BESS são reconhecidos como recursos capazes de atuar nos segmentos de geração, consumo, distribuição e operação do sistema elétrico. Entre suas principais aplicações destacam-se o deslocamento temporal da energia, a arbitragem de preços, a integração de fontes renováveis, a prestação de serviços ancilares e a mitigação de restrições operativas. Segundo a EPE (2019), esses sistemas aumentam a flexibilidade operativa do SIN ao absorver excedentes de geração e disponibilizar energia em períodos de maior necessidade, podendo ainda reduzir perdas associadas ao *curtailment* por meio do armazenamento da energia restringida para utilização posterior sob critérios de otimização técnico-econômica (EPE, 2019; EPE, 2025).

2.4.4 Regulamentação dos Sistemas de Armazenamento no Brasil

Do ponto de vista regulatório, a Lei nº 14.300/2022 passou a reconhecer a utilização de sistemas de armazenamento associados à microgeração e à minigeração distribuída, permitindo solicitações de acesso para empreendimentos com ou sem armazenamento de energia e introduzindo o conceito de fontes despacháveis, que inclui sistemas fotovoltaicos com baterias capazes de modular a geração (BRASIL, 2022). Complementarmente, a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, em conjunto com o PRODIST, regulamenta os procedimentos de conexão desses empreendimentos ao sistema de distribuição, estabelecendo os requisitos técnicos, operacionais, de proteção e de medição necessários à integração de sistemas fotovoltaicos com armazenamento à rede elétrica (ANEEL, 2021a).

Um avanço significativo ocorreu com a publicação da Lei nº 15.269/2025, que estabeleceu o primeiro marco legal específico para o armazenamento de energia elétrica no Brasil. A legislação atribuiu à ANEEL a responsabilidade pela regulamentação da atividade, incluindo aspectos relacionados à autorização, operação, remuneração e acesso à rede elétrica, além de reconhecer que os sistemas de armazenamento podem atuar de forma autônoma ou associados às atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (BRASIL, 2025).

Em 2026, a ANEEL aprovou a regulamentação dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), estabelecendo diretrizes para sua outorga, modelos de exploração, integração ao sistema elétrico e cobrança pelo uso da rede. A regulamentação também definiu as bases para a participação desses sistemas em diferentes aplicações no setor elétrico, reconhecendo sua contribuição para o aumento da flexibilidade operativa, a disponibilização de capacidade ao sistema, a integração de fontes renováveis e o suporte à segurança e à confiabilidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, a regulamentação criou as condições necessárias para a evolução de mecanismos de remuneração e para o desenvolvimento de novos modelos de negócio, incluindo a participação dos sistemas de armazenamento em futuras iniciativas, como os Leilões de Reserva de Capacidade (LRCAP) (ANEEL, 2026).

Apesar dos avanços regulatórios promovidos pela Lei nº 15.269/2025 e pela regulamentação da ANEEL em 2026, aspectos relacionados à exploração econômica da arbitragem temporal de energia e à remuneração dos serviços prestados pelos sistemas de armazenamento ainda se encontram em processo de consolidação regulatória no Brasil (Vieira *et al.*, 2022). Essa estratégia consiste no armazenamento de energia em períodos de menor valor econômico para posterior comercialização em horários de preços mais elevados, prática já consolidada em mercados internacionais. Nesse sentido, a EPE (2019) destaca que a adoção do PLD horário cria sinais econômicos favoráveis à arbitragem energética e ao deslocamento temporal da energia, permitindo que sistemas BESS capturem valor econômico por meio da diferença entre os preços observados ao longo do dia. Entretanto, embora o marco regulatório brasileiro tenha evoluído significativamente, a comercialização da energia armazenada por arbitragem temporal ainda demanda o amadurecimento de mecanismos regulatórios e de mercado, o que torna relevantes análises prospectivas voltadas à recuperação da energia submetida ao *curtailment* e sua posterior comercialização.

2.4.5 Arbitragem de Energia

A arbitragem de energia consiste no armazenamento de energia elétrica em períodos de menor valor econômico para sua posterior comercialização em horários de preços mais elevados. Essa estratégia permite capturar valor econômico por meio das diferenças temporais dos preços da energia e constitui um dos principais modelos de negócio dos sistemas de armazenamento por baterias (EPE, 2019; Vieira *et al.*, 2022).

Os sistemas de armazenamento por baterias são particularmente adequados para a arbitragem energética devido à sua elevada velocidade de resposta e capacidade de realizar ciclos diários de carga e descarga. Em mercados com precificação horária, as baterias podem ser carregadas durante períodos de elevada oferta e baixos preços, descarregando posteriormente nos horários de maior demanda e maior valorização da energia (EPE, 2019).

2.4.6 Regulamentações Internacionais para Sistemas de Armazenamento

Um dos marcos regulatórios mais relevantes para a inserção dos sistemas de armazenamento nos mercados de energia foi a *FERC Order No. 841*, publicada em 2018 pela *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, agência federal independente dos Estados Unidos responsável pela regulamentação da transmissão interestadual de eletricidade, gás natural e petróleo, bem como dos mercados atacadistas de energia elétrica. Essa regulamentação determinou que os operadores dos mercados atacadistas de energia dos Estados Unidos criassem mecanismos para permitir a participação dos sistemas de armazenamento de energia em igualdade de condições com outros recursos de geração (FERC, 2018).

A *Order 841* reconheceu formalmente os sistemas de armazenamento como recursos capazes de comprar, armazenar e posteriormente vender energia elétrica, permitindo sua participação nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. A regulamentação eliminou diversas barreiras de acesso anteriormente existentes e possibilitou a ampliação da participação dos sistemas de armazenamento nos mercados atacadistas de energia (FERC, 2018).

A partir da implementação da *Order 841*, os sistemas BESS passaram a contar com um modelo regulatório que viabilizou sua participação nos mercados organizados, incluindo o *PJM Interconnection (PJM)*, organização responsável pela coordenação da operação do sistema elétrico e dos mercados de energia em parte da região leste dos Estados Unidos; o *California Independent System Operator (CAISO)*, operador independente responsável pelo sistema elétrico e mercado de energia da maior parte do estado da Califórnia; o *New York Independent System Operator (NYISO)*, responsável pela operação do sistema elétrico e do mercado atacadista de energia do estado de Nova York; e o *Midcontinent Independent System Operator (MISO)*, operador responsável pela coordenação do sistema elétrico e dos mercados de energia em parte das regiões Centro-Oeste e Sul dos Estados Unidos. A atuação dessas organizações contribui para o aumento da flexibilidade operacional do sistema elétrico e favorecendo a integração de fontes renováveis intermitentes (FERC, 2018).

2.4.7 Mercado PJM e a Participação dos Sistemas BESS nos Mercados de Energia

O PJM constitui um dos principais mercados organizados de energia elétrica da América do Norte, sendo responsável pela operação do sistema elétrico, planejamento regional da transmissão e administração dos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares. Seu modelo de mercado é frequentemente utilizado como referência em estudos sobre comercialização de energia e integração de sistemas de armazenamento. (Fan *et al.*, 2008).

Após a implementação da *FERC Order 841*, os sistemas de armazenamento de energia passaram a contar com um modelo regulatório específico para participação nos mercados atacadistas de energia, podendo atuar tanto como consumidores quanto como fornecedores de energia, além de prestar serviços ancilares e participar dos mercados de capacidade, eliminando barreiras anteriormente existentes para essa tecnologia (FERC, 2018).

Nesse modelo, a energia pode ser adquirida em períodos de menor preço, armazenada em sistemas BESS e posteriormente comercializada nos horários de maior valorização econômica, caracterizando a estratégia conhecida como arbitragem temporal de energia (*energy arbitrage*). Paralelamente, os sistemas de armazenamento também podem obter receitas adicionais por meio da prestação de serviços ancilares, como regulação de frequência e reservas operativas, ampliando sua rentabilidade econômica (Pusceddu; Zakeri; Gisse, 2021).

Embora o Brasil tenha apresentado avanços regulatórios relacionados ao armazenamento de energia, incluindo a publicação da Lei nº 15.269/2025 e a regulamentação dos Sistemas de Armazenamento de Energia pela ANEEL, os mecanismos voltados à comercialização da energia armazenada por arbitragem temporal ainda se encontram em processo de consolidação. Em contraste, mercados internacionais mais maduros, como o PJM, já permitem a participação de recursos energéticos distribuídos e sistemas de armazenamento em mercados de energia, capacidade e serviços ancilares, equiparando essas tecnologias às fontes convencionais de geração (EPE, 2019; FERC, 2018).

2.5 Indicadores de Viabilidade Técnico-Econômica

A avaliação da viabilidade técnico-econômica de projetos de geração de energia, requer a utilização de indicadores financeiros consolidados. Esses indicadores permitem analisar a atratividade do investimento, considerando o valor do dinheiro no tempo, os riscos envolvidos e o retorno esperado ao longo do horizonte do projeto (Gitman, 2010).

Nesse contexto, destacam-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback*, amplamente utilizados na análise de projetos do setor elétrico. De forma complementar, indicadores como o Fluxo de Caixa Acumulado (FCA) e o Índice de Lucratividade (IL) auxiliam na compreensão do comportamento financeiro do empreendimento e na avaliação da eficiência do capital investido (Assaf, 2014).

2.5.1 Fluxo de Caixa Acumulado

O Fluxo de Caixa Acumulado (FCA) representa o saldo acumulado das entradas e saídas de caixa ao longo do tempo, sendo obtido a partir do fluxo de caixa líquido de cada período e de sua acumulação ao longo do horizonte de análise. Esse indicador permite avaliar a evolução financeira do projeto, indicando se há geração ou consumo de caixa ao longo do tempo (Gitman, 2010).

Inicialmente, o fluxo de caixa de cada período é determinado pela diferença entre as entradas e saídas de caixa, conforme apresentado na Equação (9):

$$FC_t = Entradas_t - Saídas_t \quad (9)$$

onde:

- FC_t = fluxo de caixa no período t ;
- $Entradas_t$ = receitas/entradas de caixa no período t ;
- $Saídas_t$ = despesas/saídas de caixa no período t ;

Em seguida, o fluxo de caixa acumulado é obtido pela soma sucessiva dos fluxos de caixa ao longo dos períodos, conforme apresentado na Equação (10):

$$FCA_t = FCA_{t-1} + FC_t \quad (10)$$

onde:

- FC_t = fluxo de caixa no período t ;
- FCA_t = fluxo de caixa acumulado no período t ;
- FCA_{t-1} = fluxo de caixa acumulado no período anterior.

Com esse indicador é possível identificar o comportamento financeiro do projeto ao longo do tempo, especialmente na análise da recuperação do investimento e na verificação de períodos de insuficiência ou geração de caixa.

2.5.2 Custos de Investimento e Operação (CAPEX e OPEX)

Os custos de um empreendimento podem ser classificados em custos de investimento (CAPEX) e custos operacionais (OPEX). Esses componentes constituem a base da análise econômico-financeira de projetos, pois influenciam diretamente os indicadores de viabilidade, como VPL, TIR e *Payback* (Assaf, 2014; Gitman, 2010).

O CAPEX corresponde ao conjunto de investimentos necessários para a implantação de um empreendimento até o início de sua operação. Esse conceito engloba os gastos relacionados à aquisição de equipamentos e materiais, obras civis, montagem eletromecânica, instalação, engenharia, projetos, licenciamento, comissionamento, transporte, logística, tributos, seguros e demais despesas indispensáveis para que o empreendimento esteja apto a iniciar suas atividades (Assaf, 2014; Gitman, 2010).

De forma geral, o investimento inicial do projeto pode ser representado pela Equação (11):

$$CAPEX = \sum_{i=1}^n C_i \quad (11)$$

onde:

- C_i representa o custo do componente ou serviço i ;
- n corresponde ao número total de componentes e serviços considerados.

O OPEX corresponde aos custos incorridos durante a operação e manutenção de um empreendimento ao longo de sua vida útil. Esses custos abrangem despesas relacionadas à operação, manutenção preventiva e corretiva, reposição de componentes, mão de obra, seguros, monitoramento, consumo de insumos e utilidades, serviços técnicos especializados e demais gastos necessários para assegurar o funcionamento contínuo e adequado do empreendimento (Assaf, 2014; Gitman, 2010).

Em estudos de viabilidade econômica, o OPEX é frequentemente estimado como um percentual anual do investimento inicial CAPEX, conforme apresentado na Equação (12):

$$OPEX_{anual} = CAPEX \times k \quad (12)$$

onde:

- $CAPEX$ representa o investimento inicial do projeto;
- k representa o percentual anual de custos operacionais.

A correta estimativa do CAPEX e do OPEX é fundamental para a construção do fluxo de caixa do empreendimento, pois esses custos influenciam diretamente os indicadores econômicos utilizados na avaliação da viabilidade do projeto.

2.5.3 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é um método de análise de viabilidade econômica de projetos. Esse indicador baseia-se no conceito do valor do dinheiro no tempo, segundo o qual valores monetários disponíveis no presente possuem maior

valor do que aqueles recebidos no futuro, em função de fatores como inflação, risco e custo de oportunidade do capital (Gitman, 2010).

O VPL corresponde à soma dos fluxos de caixa futuros trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto, subtraindo-se o investimento inicial do projeto, conforme apresentado na Equação (13):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (13)$$

onde:

- FC_0 representa o investimento inicial;
- FC_t corresponde aos fluxos de caixa no período t ;
- i é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- t é o período de análise;
- n é o horizonte do projeto.

A TMA é a taxa de retorno mínima exigida pelo investidor para que um projeto seja considerado viável, representando o custo de oportunidade do capital, ou seja, o retorno que poderia ser obtido em investimentos alternativos de risco semelhante (Assaf, 2014).

O critério de decisão associado ao VPL estabelece que o projeto é economicamente viável quando o valor obtido é positivo, ou seja, o VPL maior que zero, indicando que o retorno do investimento supera o custo de capital. Caso o VPL seja negativo, o projeto deve ser rejeitado, pois não gera retorno suficiente para compensar o investimento realizado (Gitman, 2010).

2.5.4 Índice de Lucratividade

O Índice de Lucratividade (IL) é um indicador financeiro que mede a relação entre o valor presente dos fluxos de caixa futuros e o investimento inicial do projeto.

Esse índice permite avaliar a eficiência do capital investido, indicando quanto valor é gerado para cada unidade monetária aplicada (Assaf, 2014).

O IL pode ser calculado pela razão entre o valor presente dos fluxos de caixa e o investimento inicial, conforme apresentado na Equação (14):

$$IL = \frac{VP}{FC_0} \quad (14)$$

onde:

- VP representa o valor presente dos fluxos de caixa futuros;
- FC_0 representa o investimento inicial.

Alternativamente, o índice pode ser expresso em função do Valor Presente Líquido (VPL), conforme apresentado na Equação (15):

$$IL = 1 + \frac{VPL}{|FC_0|} \quad (15)$$

onde:

- VPL representa o valor presente líquido;
- FC_0 representa o investimento inicial.

O critério de decisão estabelece que projetos com IL maior que um, são considerados economicamente viáveis, pois indicam geração de valor. Quando IL for menor que um, então o projeto deve ser rejeitado, pois não recupera o capital investido.

2.5.5 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde à taxa de desconto que zera o VPL do projeto, ou seja, representa a taxa de retorno que iguala o valor presente das entradas e saídas de caixa ao longo do tempo (Gitman, 2010).

A TIR pode ser obtida conforme apresentado na Equação (16):

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = FC_0 \quad (16)$$

onde:

- FC_t representa o fluxo de caixa no período t ;
- TIR é a taxa interna de retorno do projeto;
- t representa o período de análise;
- n é o horizonte do projeto.

A TIR pode ser interpretada como a taxa de rentabilidade implícita do investimento. Para que o projeto seja considerado economicamente viável, é necessário que a TIR seja superior à TMA, que representa o custo de oportunidade do capital investido (Assaf, 2014).

Quando a TIR é maior que a TMA, o projeto gera retorno acima do custo de capital, sendo, portanto, atrativo. Caso contrário a TIR for menor que a TMA, o investimento deve ser rejeitado, pois não proporciona retorno suficiente para compensar o risco e o custo do capital (Gitman, 2010).

2.5.6 Payback

O período de *payback* corresponde ao tempo necessário para que o investimento inicial de um projeto seja recuperado por meio dos fluxos de caixa gerados ao longo do tempo. Esse indicador é amplamente utilizado na análise de investimentos por fornecer uma medida de liquidez e risco, indicando em quanto tempo o capital aplicado retorna ao investidor (Assaf, 2014).

O *payback* simples é calculado a partir do acúmulo dos fluxos de caixa líquidos ao longo dos períodos, sem considerar o valor do dinheiro no tempo. O objetivo é identificar o período em que o fluxo de caixa acumulado iguala ou supera o investimento inicial (Assaf, 2014). Quando os fluxos de caixa líquidos são constantes ao longo dos períodos de análise, o período de *payback* simples pode ser estimado pela razão entre o investimento inicial e o fluxo de caixa líquido anual.

O período de recuperação do investimento pode ser estimado conforme a Equação (17):

$$PB_S = \frac{I_0}{FC_t} \quad (17)$$

onde:

- PB_S representa o período de *payback*;
- I_0 representa o investimento inicial;
- FC_t representa o fluxo de caixa líquido do período t .

A partir desse indicador, conclui-se que quanto menor o período de *payback*, menor é o tempo de recuperação do capital investido e, conseqüentemente, menor o risco associado ao projeto. No entanto, o método apresenta limitações, pois não considera o valor do dinheiro no tempo nem os fluxos de caixa após o período de recuperação (Assaf, 2014).

O *payback* descontado, por sua vez, corresponde ao tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado por meio dos fluxos de caixa líquidos trazidos a valor presente, considerando a Taxa Mínima de Atratividade. Portanto, esse indicador considera o valor do dinheiro no tempo e é obtido pelo acúmulo sucessivo dos fluxos de caixa descontados até que o investimento inicial seja integralmente recuperado (Assaf, 2014).

Os fluxos de caixa descontados são obtidos conforme apresentado na Equação (15). A partir desses valores, determina-se o fluxo de caixa descontado acumulado ao longo dos períodos de análise.

O período de *payback* descontado foi determinado de forma iterativa, sendo identificado como o primeiro período em que o fluxo de caixa descontado acumulado se torna igual ou superior a zero, conforme apresentado na Equação (18):

$$PB_D = \min \{n \in \mathbb{N} \mid -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \geq 0\} \quad (18)$$

onde:

- PB_D representa o período de *payback* descontado;
- I_0 representa o investimento inicial;
- FC_t representa o fluxo de caixa líquido do período t ;
- i representa a Taxa Mínima de Atratividade (TMA);
- t representa o período de análise;
- n representa o número de períodos necessários para a recuperação do investimento;
- min indica o menor período que satisfaz a condição de recuperação do investimento.

Assim como no *payback* simples, quanto menor o período de *payback* descontado, menor é o tempo necessário para a recuperação do capital investido. Entretanto, esse método não considera os fluxos de caixa gerados após a recuperação do investimento (Assaf, 2014).

3 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Este trabalho foi desenvolvido por meio de um estudo de caso aplicado a um complexo solar fotovoltaico localizado no estado de Minas Gerais. Inicialmente, foram levantadas as características técnicas do empreendimento, incluindo potência instalada, configuração elétrica, equipamentos principais e produção energética anual obtida por meio de simulação computacional realizada no *software PVsyst*.

Na segunda etapa, foram coletados os dados de *curtailment* do Complexo Solar de Janaúba disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), referentes ao ano de 2025. Os registros operacionais, disponibilizados em intervalos de 30 minutos, foram tratados para determinação da geração de referência, geração limitada e energia não fornecida em decorrência das restrições operativas.

Posteriormente, foi realizada a análise estatística dos eventos de *curtailment*, com o objetivo de identificar a frequência de ocorrência dos cortes de geração e os períodos horários mais representativos. Com base nessa análise, foi selecionado um dia representativo para o dimensionamento do sistema de armazenamento, sendo efetuada a extrapolação dos dados operacionais para a escala do complexo solar adotado como estudo de caso.

Na quarta etapa, procedeu-se ao dimensionamento do sistema BESS. Foram avaliados cenários de recuperação de 10%, 30% e 50% da energia submetida ao *curtailment*. O dimensionamento contemplou a definição da capacidade energética, potência do PCS, tempo de carga e descarga, eficiência global do sistema, estado de saúde das baterias (SoH), profundidade de descarga (DoD) e quantidade de unidades necessárias para cada cenário.

Na quinta etapa, foi elaborada a modelagem econômica do empreendimento. O escopo desta etapa restringiu-se à avaliação técnico-econômica da recuperação da energia submetida ao *curtailment* por meio da integração de um sistema BESS, não abrangendo a modelagem detalhada dos aspectos regulatórios e comerciais da comercialização da energia armazenada no mercado brasileiro. Para isso, foram considerados os custos de reposição da energia submetida ao *curtailment* com base nos valores horários do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), bem como as receitas associadas à comercialização da energia recuperada pelo BESS.

Considerando que a regulamentação brasileira aplicável à comercialização da energia armazenada ainda se encontra em processo de consolidação, a modelagem econômica foi desenvolvida considerando as condições atualmente vigentes no mercado brasileiro. Dessa forma, adotou-se uma abordagem prospectiva inspirada nos princípios da FERC *Order* 841 apenas como referência conceitual para representar a operação de arbitragem temporal de energia, sem assumir sua aplicação regulatória ao contexto brasileiro.

Por fim, foi realizada a avaliação da viabilidade econômica dos cenários analisados por meio dos indicadores financeiros Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *Payback* Simples e Descontado. A análise considerou o investimento inicial (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), as receitas provenientes da comercialização da energia recuperada e um horizonte de análise compatível com a vida útil estimada do sistema BESS.

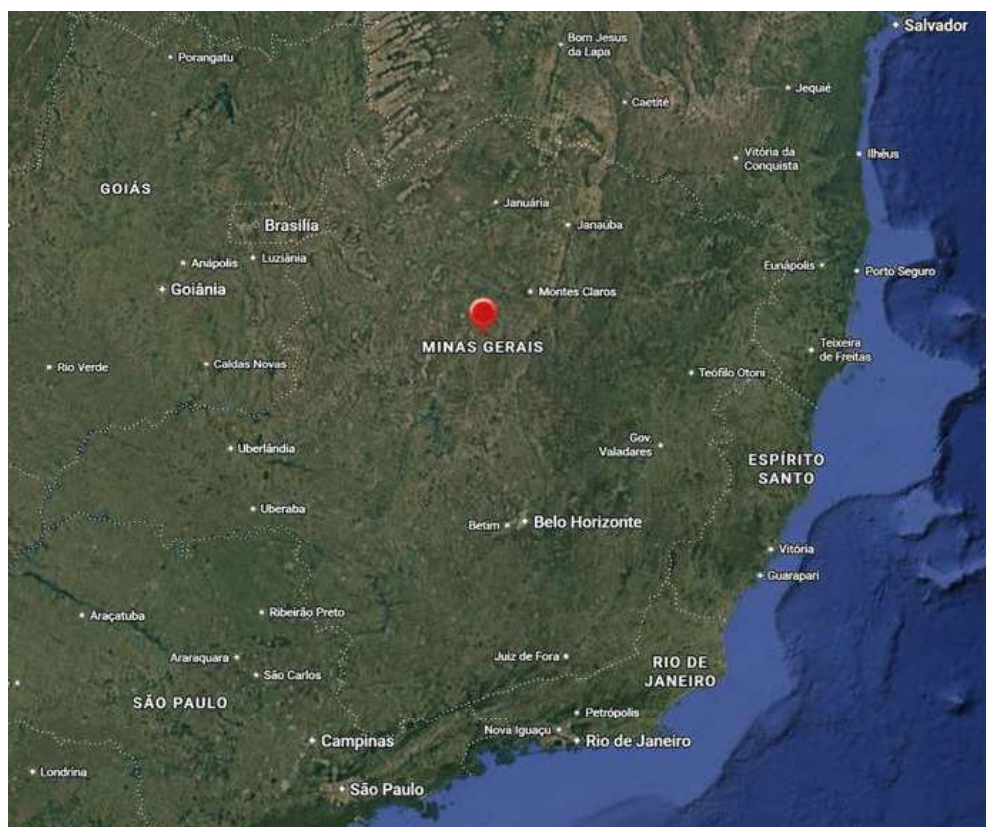
4 ESTUDO DE CASO: COMPLEXO SOLAR

O presente capítulo apresenta o complexo solar utilizado como estudo de caso para análise da aplicação de sistemas BESS na recuperação da energia submetida ao *curtailment*. São descritas as características técnicas do empreendimento, os resultados da simulação energética, a análise dos eventos de restrição de geração, o dimensionamento do sistema de armazenamento e os procedimentos adotados para a avaliação econômica dos cenários considerados. O empreendimento foi concebido sob a modalidade EPC-BOS (*Engineering, Procurement and Construction – Balance of System*), contemplando as etapas de engenharia, suprimentos e construção dos sistemas necessários à operação da usina fotovoltaica.

4.1 Localização e Contextualização do projeto

O estudo de caso se refere a um projeto executivo de um complexo solar, que está situado no município de Várzea de Palma, Minas Gerais, a aproximadamente 313 km da capital Belo Horizonte, conforme Figura 15. O complexo solar ocupará uma área total de 224 hectares, sendo subdividido em duas usinas fotovoltaicas, denominadas UFV 1 e UFV 2, com o objetivo de viabilizar a gestão individual de cada unidade do projeto.

Figura 15 - Localização da área de construção



Fonte: Google Maps (2026).

4.2 Características técnicas e equipamentos do projeto

As especificações técnicas do complexo solar foram estabelecidas com o intuito de maximizar a eficiência energética e garantir a compatibilidade entre os componentes. Diante disso, a outorga de construção do complexo solar foi emitida pela ANEEL, e estabeleceu a geração de 90 MWac. Portanto, foi definido que cada usina solar fotovoltaica, terá a capacidade de geração de 45 MWac.

Após estudos preliminares realizados pelo contratante, foi feita a análise dos dados tratados coletados por uma estação solarimétrica instalada no local do complexo solar, conforme Figura 16.

Figura 16 - Estação Solarimétrica



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O período de monitoramento, realizado entre 18/11/2018 e 27/01/2020, registrou a Irradiação Global Horizontal (IGH) de $5670 \text{ Wh/m}^2\cdot\text{dia}$, que representa o total de energia solar incidente em uma superfície plana horizontal. Esse valor equivale ao acumulado anual de $2.069,55 \text{ kWh/m}^2$, servindo de base para a viabilidade energética.

Além disso, foram verificadas as temperaturas máximas de $40,1^\circ\text{C}$ e mínimas de $8,6^\circ\text{C}$. Esses indicadores são fundamentais para o dimensionamento dos equipamentos e para a garantia da eficiência energética do projeto.

4.2.1 Módulos Fotovoltaicos

O complexo solar é composto por um total de 160.272 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino com tecnologia bifacial. Cada módulo possui uma potência nominal de 700 Wp, totalizando uma capacidade instalada de 112,19 MWp para todo o empreendimento. A escolha da tecnologia bifacial visa o aproveitamento da irradiância direta na face frontal e da irradiância refletida pelo solo, o albedo, na face posterior. Conforme detalhado na Tabela 1, o complexo é dividido

em duas Usina Fotovoltaicas (UFV 1 e UFV 2), sendo que cada uma possui 80.136 módulos e uma potência total de 56,095 MWp.

Tabela 1 - Distribuição quantitativa dos módulos fotovoltaicos por unidade geradora

UFVs	Módulos (700 Wp)	MWp
UFV 1	80.136	56,095
UFV 2	80.136	56,095
Total	160.272	112,190

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O dimensionamento do arranjo físico considerou a área disponível e o distanciamento entre fileiras dos *trackers*, denominado *pitch*, de 6 metros, para evitar o sombreamento mútuo, além de vias de acesso de 10 metros. No que se refere ao arranjo elétrico, o projeto foi configurado com o agrupamento de 27 módulos em série por *string* para ambas as UFVs, esta padronização busca equalizar as tensões de entrada nos inversores.

4.2.2 Sistema de Rastreamento Solar (*Trackers*)

Para o suporte e movimentação dos módulos, o complexo solar utiliza o sistema de *trackers* uniaxiais, com orientação Norte-Sul e deslocamento Leste-Oeste. O modelo adotado é do tipo bifileira, caracterizado por possuir um único motor que aciona duas fileiras de módulos simultaneamente, respeitando o *pitch* definido no arranjo físico.

A definição do número de *trackers* considerou a compatibilidade com o arranjo elétrico. A capacidade nominal de 108 módulos por *tracker* permite o agrupamento de quatro *strings* por equipamento, o que estabelece uma simetria entre os componentes físicos e elétricos. Essa configuração atende às restrições técnicas do fabricante, que vedam o compartilhamento de um mesmo *tracker* entre *strings* conectadas a inversores ou eletrocentros distintos.

Considerando o total de 160.272 módulos do complexo, foram dimensionados 1.484 *trackers* no total, distribuídos igualmente entre as duas usinas fotovoltaicas. Essa padronização garante a integridade elétrica e a independência operacional de cada setor da usina, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2 - Distribuição de *trackers* por unidade geradora

UFVs	<i>Trackers</i>
UFV 1	742
UFV 2	742
Total	1484

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.2.3 Inversores

O sistema de conversão de energia das unidades fotovoltaicas UFV 1 e UFV 2 baseia-se na utilização de inversores com arquitetura do tipo *string*. Essa configuração descentralizada permite que o gerenciamento do ponto de máxima potência (MPPT) ocorra de forma mais precisa, individualizando o controle sobre os arranjos elétricos. Cada uma das unidades geradoras conta com 150 inversores de potência nominal de 330 kW, resultando em uma capacidade instalada de 49,5 MW AC por UFV, o que totaliza 99 MW AC para o complexo solar.

A integração entre o campo de geração e o sistema de inversão, em cada UFV, é composta por um total de 2.968 *strings*. Quanto à distribuição física e lógica dessas *strings* entre os equipamentos, adotou-se um planejamento que contempla 134 inversores operando com 20 *strings* conectadas e 16 inversores operando com 18 *strings* conectadas, conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Configuração de carregamento das *strings* nos inversores por unidade geradora

Agrupamento	Quantidade de Inversores (330kW)	<i>Strings</i> por Inversor
Tipo A	134	20
Tipo B	16	18
Total	150	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Essa divisão permite que a razão de carregamento entre a potência de pico (DC) e a potência nominal (AC) permaneça em níveis elevados de eficiência do inversor, evitando o estresse térmico por excesso de carga, fenômeno denominado *clipping* e otimizando a vida útil do sistema de inversão.

4.2.4 Eletrocentro

A conversão e elevação de tensão do complexo são realizadas por eletrocentros modulares em container, sendo utilizadas quatro unidades com capacidade de 9.000 kVA e duas unidades com capacidade de 6.000 kVA por unidade geradora. Estes equipamentos elevam a tensão de 0,8 kV para 34,5 kV, garantindo o nível adequado para o transporte da energia até a subestação coletora.

Visando atender aos 150 inversores de cada unidade geradora (UFV 1 e UFV 2), a distribuição foi configurada respeitando os limites físicos de cada equipamento, sendo que, no caso dos eletrocentros de 9.000 kVA, foram alocadas quatro unidades por UFV, cada uma conectando 28 inversores. Como sua capacidade de fábrica comporta de 30 a 36 entradas, o agrupamento de 112 inversores conta com uma margem de folga que favorece a ventilação e os procedimentos de manutenção. Enquanto isso, para os eletrocentros de 6.000 kVA, dimensionaram-se duas unidades por UFV, cada uma conectando 19 inversores, totalizando 38 equipamentos. Essa escolha técnica mantém o carregamento dentro do limite máximo de 20 entradas do barramento de baixa tensão, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4 - Distribuição quantitativa de inversores por eletrocentro

Potência (kVA)	Eletrocentros (por UFV)	Inversores (por eletrocentro)	Total de inversores
9000	4	28	112
6000	2	19	38
Total	6	-	150

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.2.5 Dimensionamento Do Complexo Solar

O projeto foi desenvolvido de forma padronizada para as duas unidades geradoras, UFV 1 e UFV 2, garantindo a simetria de equipamentos e a padronização do arranjo elétrico. O dimensionamento detalhado de uma unidade aplica-se integralmente à outra, sendo que cada usina conta com 80.136 módulos, configurados em *strings* de 27 módulos em série, o que totaliza 2.968 *strings* por unidade.

Na parte mecânica, utiliza-se o sistema de *trackers* uniaxiais bifileira, onde cada equipamento suporta 4 *strings*, resultando em 742 *trackers* por usina. No estágio

de conversão, adotou-se a arquitetura de inversores do tipo *string* de 330 kW, totalizando 150 inversores por unidade, distribuídos em 6 eletrocentros modulares de 9.000 kVA e 6.000 kVA. A Tabela 5 consolida os quantitativos e a configuração final de equipamentos para o complexo.

Tabela 5 - Quantitativo de equipamentos por UFV

Unidade	Nº Total de Mód.	Strings (27 mód/série)	Trackers (4 strings)	Inversores (330 kW)	Eletrocentros
UFV 1	80136	2968	742	150	6
UFV 2	80136	2968	742	150	6
Total	160.272	5.936	1.484	300	12

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A distribuição de potência do complexo foi planejada para equalizar a capacidade instalada, utilizando os módulos bifaciais de 700 Wp. Conforme detalhado na Tabela 6, a configuração foi estabelecida para atender à outorga de 90 MWac, mantendo uma razão de carregamento (*Ratio* DC/AC) que otimiza a eficiência do sistema.

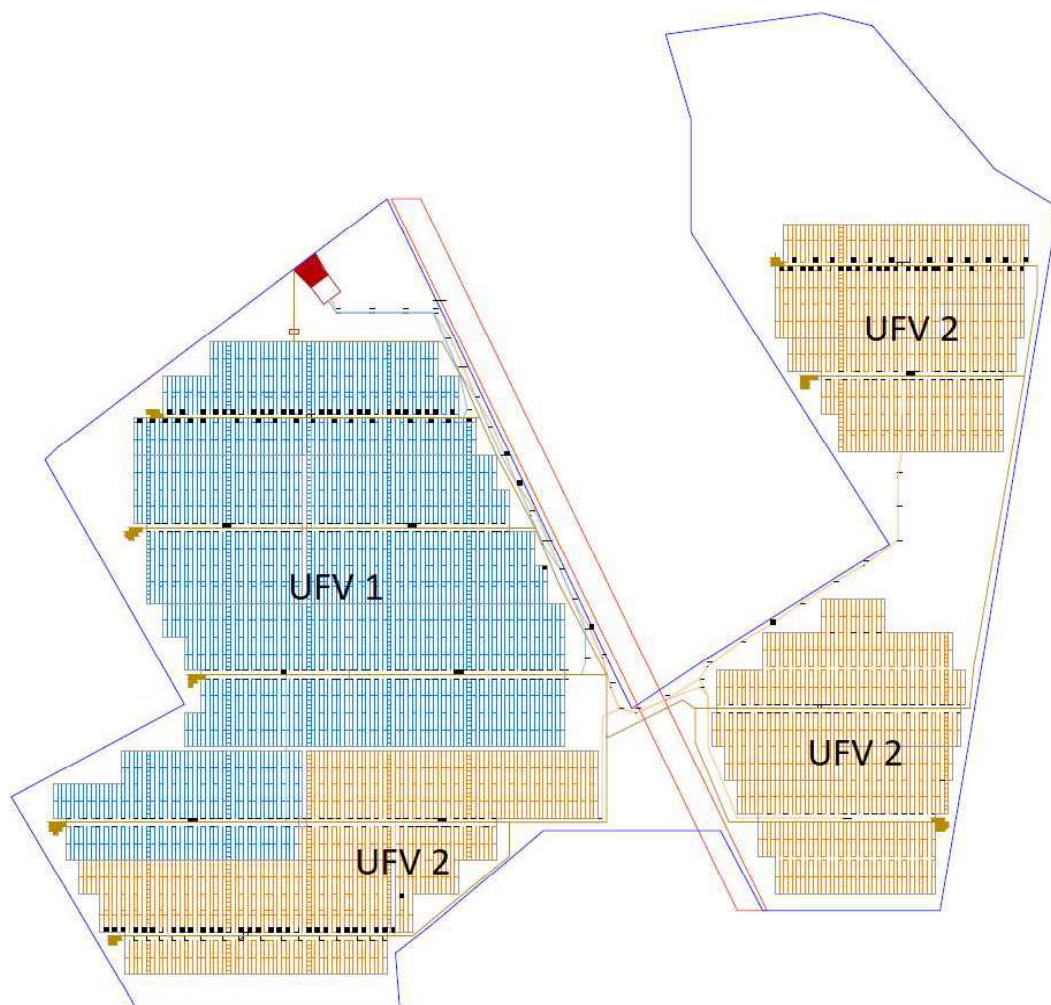
Tabela 6 - Balanço de potência e capacidade de produção

Unidade	Potência Instalada DC (MWp)	Potência Máxima Inversor (MWac)	Potência Inversor (MWac)	<i>Ratio</i> DC/AC
UFV 1	56,095	49,500	45,000	1,247
UFV 2	56,095	49,500	45,000	1,247
Total	112,190	99,000	90,000	1,247

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A Figura 17 apresenta o layout final do complexo solar, consolidando a disposição física das unidades geradoras UFV 1 e UFV 2. O arranjo foi projetado para otimizar a ocupação do terreno, respeitando as delimitações topográficas e as áreas de preservação ambiental existentes.

Figura 17 - Arranjo geral do complexo solar



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O empreendimento fotovoltaico foi dimensionado e simulado no software *PVsyst* com o objetivo de representar o comportamento anual esperado da geração de energia elétrica do complexo fotovoltaico adotado como estudo de caso, servindo de base para as análises desenvolvidas neste trabalho.

4.2.6 Simulação energética no *software PVsyst*

A simulação energética foi realizada no *software PVSyst 7.4*, adotando-se o albedo de 0,20 para solo com grama. Esta escolha fundamenta-se nas tabelas de referência da ASHRAE (*American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*), que compõem a base normativa do *software* para superfícies vegetadas. Os valores de irradiação utilizados são oriundos do banco de dados

Meteonorm, integrado ao próprio *software*. Portanto, os dados obtidos após a simulação indicam o comportamento do recurso solar e a produtividade da planta.

O monitoramento local, realizado pela estação solarimétrica, registrou uma Irradiação Global Horizontal (IGH) média de $5.670 \text{ Wh/m}^2\cdot\text{dia}$, o que fundamentou a base de dados customizada utilizada na simulação. No *software PVSyst*, esse potencial foi consolidado com um acumulado anual de $1.973,5 \text{ kWh/m}^2$, servindo como o principal parâmetro de entrada para o cálculo de produtividade do complexo solar. Desta forma, o estudo compreende a análise de um ciclo completo de operação de um ano, permitindo a verificação detalhada do comportamento do sistema frente às variações climáticas sazonais e aos índices de produtividade esperados para a planta.

A análise inicia pela irradiação global horizontal, que totalizou $1.973,5 \text{ kWh/m}^2$, representando o potencial solar disponível no plano do solo para a região do projeto. Contudo, ao considerar a irradiação global no plano inclinado dos módulos, o valor eleva-se para $2.491,9 \text{ kWh/m}^2$, o que justifica a implementação de rastreadores solares como estratégia para maximizar a captação de energia ao longo do dia, em comparação com sistemas de estrutura fixa. Deste montante incidente, considera-se a irradiação global efetiva de $2.406,3 \text{ kWh/m}^2$, que é o recurso que realmente será utilizado pelas células fotovoltaicas após as perdas por reflexão óptica e sombreamentos que ocorrem naturalmente na superfície dos módulos.

No estágio de conversão de energia, temos inicialmente a produção do arranjo em corrente contínua, identificada como energia no arranjo (CC), que acumulou $247.004,82 \text{ MWh}$ antes da atuação dos inversores. Posteriormente, a energia injetada na rede, que representa o valor final em corrente alternada (CA), totalizou $235.357,08 \text{ MWh}$, sendo está a eletricidade de fato entregue ao ponto de conexão após as perdas de conversão eletromagnética e de cabeamento.

Por fim, a avaliação de eficiência é consolidada pelo índice de desempenho, *Performance Ratio* (PR), que relaciona a potência instalada de $112,19 \text{ MWdc}$ com o total injetado frente à irradiação incidente de $2.491,9 \text{ kWh/m}^2$. O resultado apresenta um valor anual de $0,842$.

Os resultados detalhados da simulação, segmentados mensalmente para o primeiro ano de operação, estão consolidados na Tabela 7, evidenciando a sazonalidade da geração e a consistência dos índices de eficiência.

Tabela 7 - Balanço energético mensal e índices de desempenho (PVSyst 7.4)

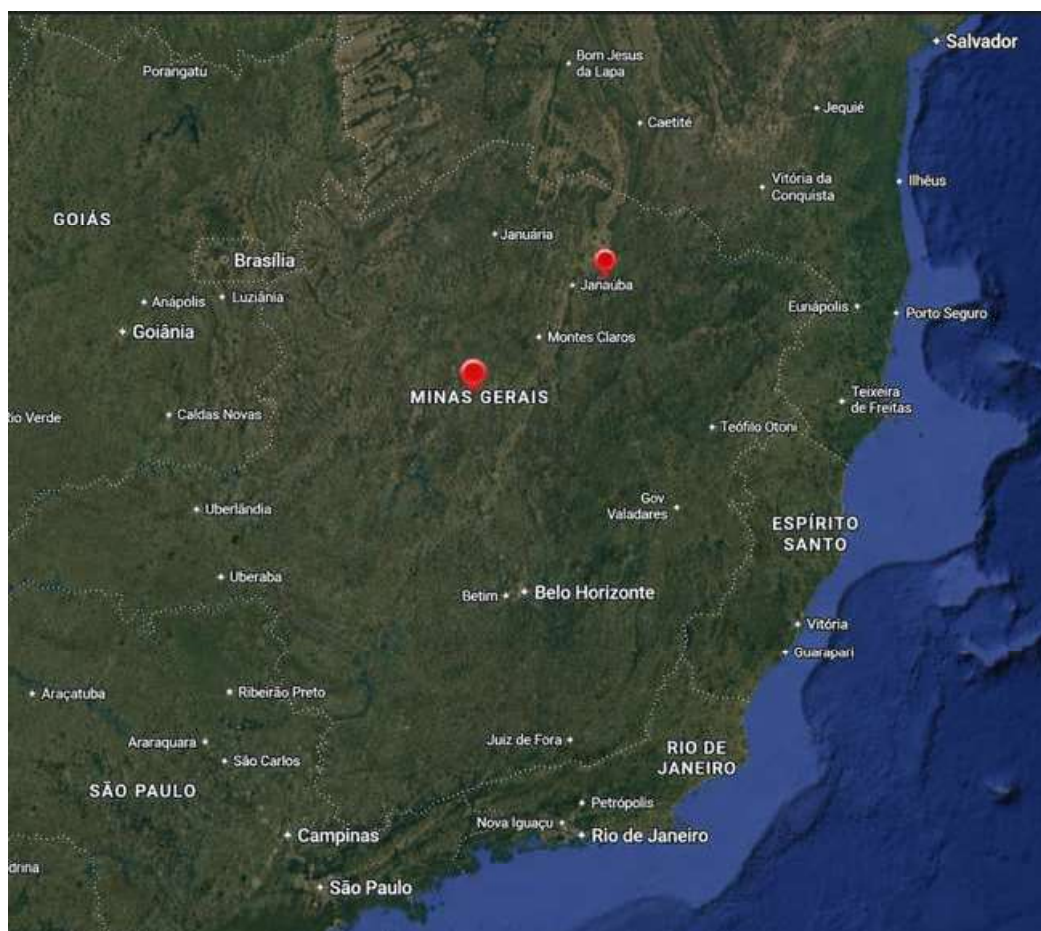
Mês	GlobHor (kWh/m ²)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Energia CC (MWh)	Energia CA (MWh)	PR
Jan.	181,2	223,2	215,3	21.520,91	20.129,55	0,804
Fev.	169,9	211,5	204,3	20.377,29	19.709,80	0,831
Mar.	180,8	227,6	219,9	22.330,07	21.593,96	0,846
Abr.	159,0	203,9	197,0	20.685,90	19.672,35	0,860
Mai	142,8	184,0	177,7	18.794,24	18.183,69	0,881
Jun.	126,4	164,0	158,3	17.099,48	16.041,98	0,872
Jul.	142,0	185,0	178,6	19.124,96	18.512,53	0,892
Ago.	163,6	211,8	204,7	21.421,89	19.853,50	0,836
Set.	162,1	205,9	198,9	20.312,41	19.638,96	0,850
Out.	174,1	214,2	206,8	20.899,28	19.031,54	0,792
Nov.	183,9	229,3	221,3	21.966,87	21.243,95	0,826
Dez.	187,8	231,5	223,5	22.471,51	21.745,28	0,837
Total	1.973,60	2.491,90	2.406,30	247.004,82	235.357,08	0,837

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.3 Caracterização dos Eventos de *Curtailment*

Os dados de *curtailment* utilizados neste estudo foram obtidos a partir do Complexo Solar de Janaúba, localizado aproximadamente a 340 km ao norte do complexo fotovoltaico adotado como estudo de caso, permanecendo ainda na região Sudeste, no estado de Minas Gerais, conforme apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Localização dos dados do *curtailment*



Fonte: Google Maps (2026).

Os dados operacionais foram obtidos no portal do ONS (2025), utilizando os relatórios mensais de Restrição de Operação por *constrained-off* de Usinas Fotovoltaicas referentes ao ano de 2025. A base de dados contém registros operacionais em intervalos de 30 minutos, incluindo as variáveis de geração de referência (*val_geracaoreferencia*) e geração limitada (*val_geracaolimitada*).

Inicialmente, foi realizada a soma dos valores de geração de referência ao longo de todos os intervalos operacionais do mês, obtendo-se a energia potencial total da usina. Em seguida, realizou-se a soma dos valores de geração limitada, representando a energia efetivamente autorizada, pelo ONS, para inserção no SIN. A diferença entre essas duas grandezas corresponde à energia não fornecida em decorrência dos eventos de *curtailment*.

A energia não fornecida foi calculada conforme a Equação (19).

$$E_{nf} = (\sum_{i=1}^n G_{ref,i} - \sum_{i=1}^n G_{lim,i}) \times 0,5 \quad (19)$$

onde:

- E_{nf} representa a energia não fornecida no período analisado *MWh*;
- $G_{ref,i}$ corresponde à geração de referência no intervalo i *MW*;
- $G_{lim,i}$ representa a geração limitada no intervalo i *MW*;
- 0,5 representa a conversão do intervalo operacional de 30 minutos para hora.

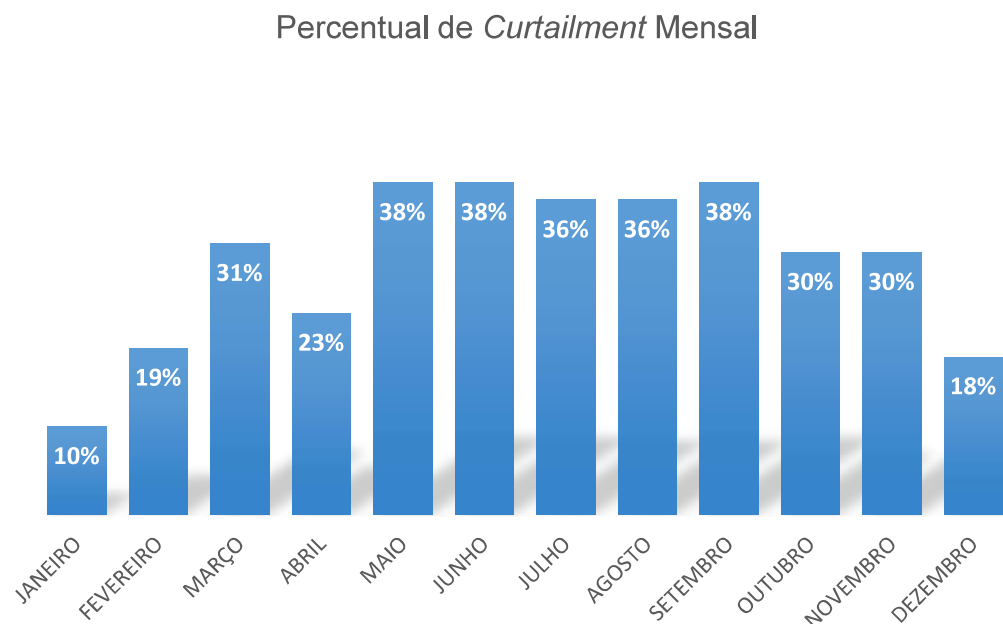
Posteriormente, o percentual de *curtailment* da usina foi obtido pela razão entre a energia não fornecida e a energia potencial total de referência da usina no período analisado, conforme apresentado na Equação (20).

$$Curt_{\%} = \frac{E_{nf}}{(\sum_{i=1}^n G_{ref,i}) \times 0,5} \times 100 \quad (20)$$

onde:

- $Curt_{\%}$ representa o percentual de energia restringida devido aos eventos de *curtailment*.
- E_{nf} representa a energia não fornecida no período analisado *MWh*;
- $G_{ref,i}$ corresponde à geração de referência no intervalo i *MW*;
- 0,5 representa a conversão do intervalo operacional de 30 minutos para hora.

A Figura 19 apresenta o percentual mensal de energia restringida por eventos de *curtailment* ao longo do ano de 2025. Os percentuais foram calculados pela razão entre a energia não fornecida e a energia potencial de referência da usina em cada mês, conforme a Equação (20). Esses resultados evidenciam limitações operativas relevantes para o escoamento da geração fotovoltaica na região analisada. Para fins de apresentação gráfica, os valores percentuais foram arredondados para números inteiros conforme o critério convencional de arredondamento.

Figura 19 - Evolução mensal de *curtailment* referente a 2025

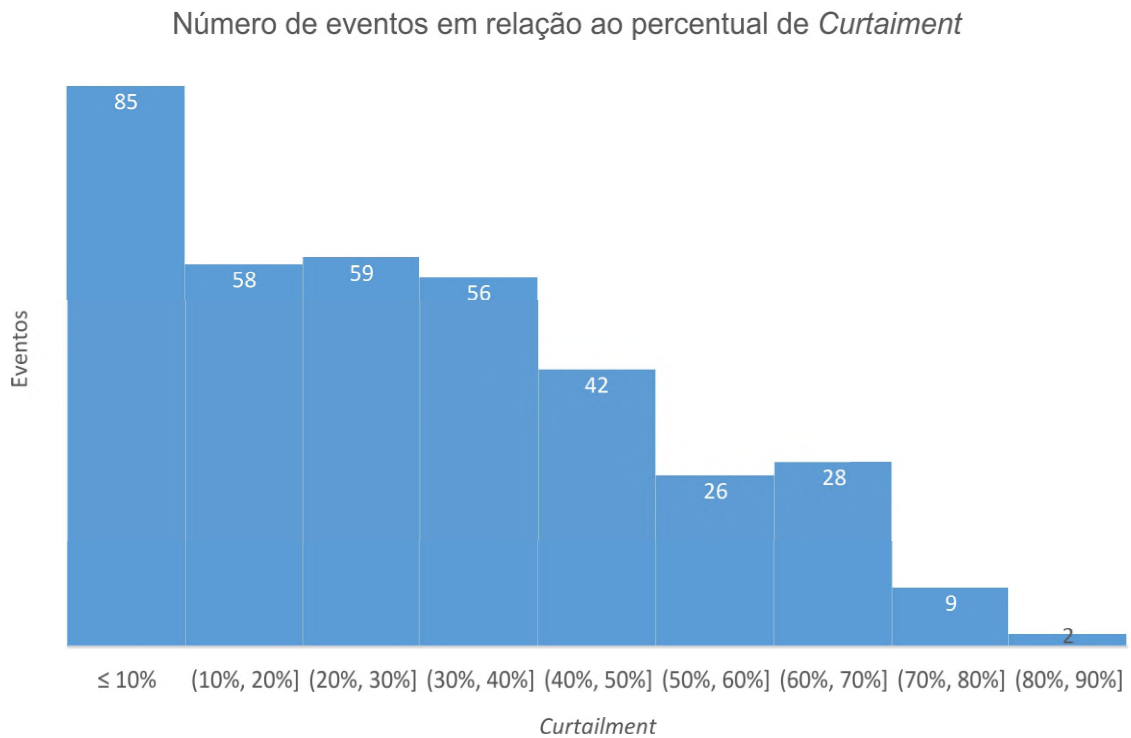
Fonte: Adaptado de ONS (2026).

Observa-se elevada variabilidade no percentual mensal da energia potencial de referência submetida ao *curtailment* ao longo do período analisado, com destaque para os meses de maio, junho e setembro, que apresentaram os maiores índices de restrição, alcançando 38% respectivamente. Em contrapartida, os menores percentuais foram observados nos meses de janeiro e dezembro, com valores próximos de 10% e 18%.

4.4 Dimensionamento do BESS

Apesar dos percentuais de *curtailment* variarem mensalmente ao longo de 2025, o dimensionamento energético do sistema BESS foi realizado com base no comportamento estatístico diário das restrições de geração. Para isso, foi calculado o percentual diário de corte de geração para cada um dos 365 dias do período analisado, obtendo-se uma série temporal diária dos eventos de *curtailment*. Posteriormente, os valores obtidos foram organizados em uma distribuição estatística por meio de um histograma, apresentado na Figura 20, permitindo identificar a faixa de percentual de corte com maior frequência de ocorrência ao longo do ano.

Figura 20 - Frequência dos eventos de *curtailment* em função do percentual de restrição da geração.



Fonte: Adaptado de ONS (2026).

Com base na análise estatística do histograma, verificou-se que a maior concentração dos percentuais diários de *curtailment* esteve compreendida entre 0% e 50% de restrição de geração. A soma das frequências contidas nesse intervalo totalizou 300 ocorrências ao longo dos 365 dias analisados, representando aproximadamente 82,19% dos eventos observados no período de 1 ano.

O percentual de representatividade foi calculado pela Equação (21):

$$P_{faixa\%} = \frac{N_{faixa}}{N_{total}} \times 100 \quad (21)$$

onde:

- $P_{faixa\%}$ corresponde ao percentual de ocorrência da faixa analisada;
- N_{faixa} representa o número de dias pertencentes ao intervalo de 0% a 50% de *curtailment*;

- N_{total} corresponde ao total de dias analisados no período.

Dessa forma, adotou-se de 0 a 50% como referência para o dimensionamento energético do BESS, por representar o comportamento operacional predominante das restrições de geração observadas ao longo de 2025.

O dia 04 de outubro de 2025 foi selecionado por apresentar um percentual de *curtailment* próximo de 50% da energia gerada, sendo considerado representativo para o dimensionamento do BESS. Adotou-se esse percentual fixo de *curtailment* como premissa da análise, uma vez que os níveis de restrição variam significativamente entre empreendimentos e ao longo do tempo, caracterizando um comportamento de elevada variabilidade e imprevisibilidade. Dessa forma, optou-se pela utilização desse cenário representativo para avaliar a viabilidade técnico-econômica da integração do sistema BESS em diferentes níveis de recuperação da energia submetida ao *curtailment*. Como o Complexo Solar de Janaúba e o complexo solar adotado como estudo de caso possuem capacidades de geração distintas, foi necessária a extrapolação dos dados operacionais para adequá-los à escala do empreendimento analisado. Para isso, utilizou-se a energia mensal gerada por ambos os complexos no mês de outubro, sendo 313.814,400 MWh para o Complexo Solar de Janaúba e 19.031,538 MWh para o complexo solar do estudo de caso, valor obtido por meio de simulações realizadas no software *PVsyst*.

Equação (22) determina o fator de extrapolação K , calculado pela razão entre as energias mensais geradas pelos empreendimentos, resultando em um valor de 0,0606, equivalente a 6,06%.

$$K = \frac{E_{cs}}{E_j} \quad (22)$$

onde:

- K corresponde ao fator de proporcionalidade;
- E_j corresponde à energia mensal gerada pelo complexo solar de Janaúba;
- E_{CS} corresponde à energia mensal gerada pelo complexo solar do estudo de caso.

A partir da aplicação do fator de extrapolação K aos dados operacionais do complexo solar Janaúba, foram obtidos os valores equivalentes de geração solar, geração limitada, *curtailment* e energia injetada na rede para o complexo solar analisado. Os resultados extrapolados para o dia 04 de outubro de 2025 são apresentados na Tabela 8 e constituem a base para as etapas subsequentes de dimensionamento do sistema BESS.

Tabela 8 - Dados horários de geração e *curtailment* em 04 de outubro de 2025.

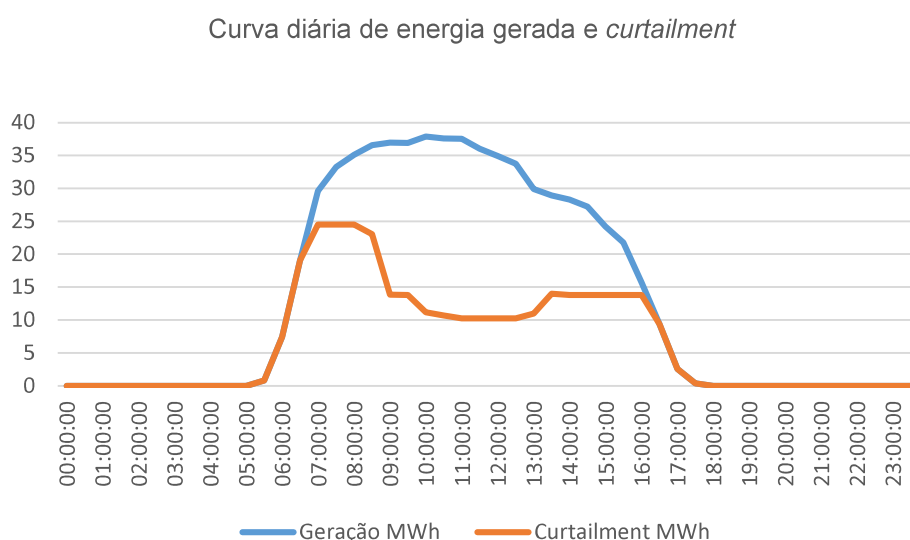
Hora	Geração solar (MW)	Geração limitada (MW)	<i>Curtilment</i> (MW)	Geração Injetada (MW)	Geração solar (MWh)	Geração limitada (MWh)	<i>Curtilment</i> (MWh)	Geração injetada (MWh)
00:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
00:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
01:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
01:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
02:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
02:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
03:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
03:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
04:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
04:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
05:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
05:30:00	1,634			1,634	0,817			0,817
06:00:00	14,865			14,865	7,432			7,432
06:30:00	38,062	41,250	0,000	38,062	19,031	20,625	0,000	19,031
07:00:00	59,123	48,965	10,158	48,965	29,561	24,482	5,079	24,482
07:30:00	66,473	48,965	17,509	48,965	33,237	24,482	8,754	24,482
08:00:00	70,141	48,965	21,177	48,965	35,071	24,482	10,588	24,482
08:30:00	73,037	46,003	27,033	46,003	36,518	23,002	13,517	23,002
09:00:00	73,839	27,634	46,206	27,634	36,920	13,817	23,103	13,817
09:30:00	73,751	27,575	46,176	27,575	36,876	13,787	23,088	13,787
10:00:00	75,694	22,343	53,350	22,343	37,847	11,172	26,675	11,172
10:30:00	75,083	21,382	53,702	21,382	37,542	10,691	26,851	10,691
11:00:00	74,990	20,422	54,568	20,422	37,495	10,211	27,284	10,211
11:30:00	72,039	20,422	51,617	20,422	36,019	10,211	25,808	10,211
12:00:00	69,742	20,422	49,320	20,422	34,871	10,211	24,660	10,211
12:30:00	67,471	20,422	47,049	20,422	33,735	10,211	23,524	10,211
13:00:00	59,727	21,913	37,814	21,913	29,863	10,956	18,907	10,956
13:30:00	57,848	27,918	29,930	27,918	28,924	13,959	14,965	13,959
14:00:00	56,546	27,573	28,973	27,573	28,273	13,787	14,486	13,787
14:30:00	54,415	27,573	26,842	27,573	27,207	13,787	13,421	13,787
15:00:00	48,329	27,573	20,756	27,573	24,165	13,787	10,378	13,787
15:30:00	43,470	27,573	15,897	27,573	21,735	13,787	7,949	13,787
16:00:00	31,313	27,573	3,740	27,573	16,656	13,787	1,870	13,787
16:30:00	18,748	24,337	0,000	18,748	9,374	12,169	0,000	12,169
17:00:00	5,091			5,091	2,545			2,545
17:30:00	0,745			0,745	0,373			0,373
18:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
18:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
19:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
19:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
20:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
20:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
21:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
21:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
22:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
22:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
23:00:00	0,000			0,000	0,000			0,000
23:30:00	0,000			0,000	0,000			0,000
Total	1.282,176	626,803	641,817	640,361	641,087	313,403	320,907	320,181

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise dos dados apresentados na Tabela 8 indica que o complexo solar produziu 641,087 MWh ao longo do dia analisado. Desse total, 320,907 MWh foram submetidos a *curtailment* em decorrência das restrições operativas impostas ao empreendimento, enquanto 320,181 MWh foram efetivamente injetados na rede elétrica. Em termos de potência, o maior valor de geração observado foi de 75,694 MW às 10h00, enquanto o maior valor de *curtailment* ocorreu às 11h00, atingindo 54,568 MW.

A Figura 21 apresenta o perfil horário da geração fotovoltaica e da energia sujeita ao *curtailment* para o dia 04 de outubro de 2025.

Figura 21 - Curva diária de energia gerada e *curtailment* em 04 de outubro de 2025



Fonte: Adaptado de ONS (2026).

A Tabela 9 consolida os principais indicadores energéticos do cenário analisado após a extrapolação dos dados para o complexo solar do estudo de caso, servindo como base para o dimensionamento do sistema *BESS*.

Tabela 9 - Resumo energético do cenário analisado.

Indicador	Complexo Solar
Geração Total (MWh)	641,087
<i>Curtailment</i> (MWh)	320,907
Geração Injetada (MWh)	320,181
Perda de Geração (%)	50,06%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Como demonstrado na Tabela 10, a energia total sujeita ao *curtailment* no dia analisado foi de 320,907 MWh. Esse valor foi adotado como referência para a definição dos cenários de dimensionamento energético do sistema BESS.

Com o objetivo de avaliar diferentes capacidades de armazenamento, foram considerados três cenários de recuperação da energia restringida, correspondentes a 50%, 30% e 10% do potencial de armazenamento definido para o estudo. As capacidades energéticas associadas a cada cenário são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Cenários de dimensionamento energético do BESS.

Cenário	Dimensionamento do BESS (MWh)
50%	320,907
30%	192,326
10%	64,109

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Após a definição dos cenários energéticos apresentados na Tabela 10, realizou-se o dimensionamento da potência do sistema de conversão de potência (PCS). A princípio foi adotado inicialmente, um tempo de carga e descarga de 3 horas, considerando que a energia armazenada será utilizada durante o horário de ponta, compreendido entre 18h00 e 21h00.

A potência do PCS foi calculada pela razão entre a capacidade energética de cada cenário e o tempo de carga e descarga adotado, conforme apresentado na Equação (23).

$$P_{PCS} = \frac{E_{cenário}}{t_{car/desc}} \quad (23)$$

onde:

- P_{PCS} corresponde à potência do PCS (MW);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh);
- $t_{car/desc}$ corresponde ao tempo de carga e descarga do PCS (h).

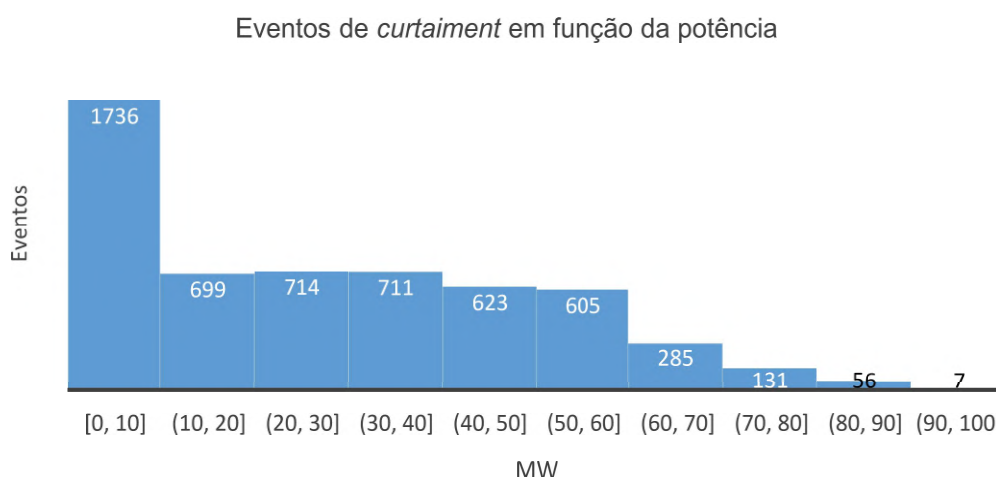
Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 - Potência requerida do PCS considerando 3 horas de carga e descarga.

Cenário	Energia Armazenada (MWh)	Tempo de car/desc (h)	Potência do PCS (MW)
50%	320,907	3	106,969
30%	192,326	3	64,109
10%	64,109	3	21,370

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Verifica-se que o cenário de 50% exige uma potência de PCS de 106,969 MW, valor superior à potência outorgada do complexo solar analisado, de 90 MW. Dessa forma, tornou-se necessária uma avaliação da frequência de ocorrência dos eventos de *curtailment* ao longo do período analisado. Portanto, para essa finalidade, foi elaborado um histograma, conforme Figura 22, que apresenta a distribuição dos eventos de *curtailment* por faixa de potência.

Figura 22 - Distribuição dos eventos de *curtailment* por faixa de potência

Fonte: Adaptado de ONS (2025).

A análise do histograma demonstra que 5.088 dos 5.567 registros de *curtailment* ocorreram em faixas de potência inferiores a 60 MW, correspondendo a 91,40% das ocorrências observadas. Com base nesse resultado, adotou-se uma potência nominal de 60 MW para o dimensionamento da potência do PCS, permitindo atender a maior parcela dos eventos de *curtailment* sem a necessidade de superdimensionamento do sistema.

Definida a potência nominal de 60 MW, o tempo necessário para carga ou descarga completa do sistema foi recalculado para cada cenário. Os resultados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Tempo de carga e descarga para o PCS de 60MW

Cenário	Energia Armazenada (MWh)	Tempo de car/desc (h)	Potência do PCS (MW)
50%	320,907	5h 21 min	60,000
30%	192,326	3h 12min	60,000
10%	64,109	1h 4 min	60,000

Fonte: Elaborada pelo autor (2026).

Observa-se que o cenário de 50% apresenta tempo de carga e descarga superior ao inicialmente estabelecido para o projeto de 3h, enquanto os cenários de 30% e 10% permanecem mais próximos da estratégia operacional prevista para utilização da energia armazenada durante o horário de ponta.

Com a definição da potência nominal do PCS em 60 MW, foi calculada a taxa C para cada cenário analisado. A taxa C representa a relação entre a potência de carga ou descarga do sistema e sua capacidade energética armazenada, sendo determinada pela Equação (24).

$$C = \frac{P_{PCS}}{E_{cenário}} \quad (24)$$

onde:

- C corresponde à taxa C;
- P_{PCS} corresponde à potência nominal do PCS (MW);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh).

Os resultados obtidos para cada cenário são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Taxa C dos cenários analisados.

Cenário	Taxa C	Tempo Equivalente (h)
50%	0,187 C	5 h 21 min
30%	0,312 C	3 h 13 min
10%	0,936 C	1 h 04 min

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Observa-se que a taxa C aumenta à medida que a capacidade energética do sistema é reduzida. Quanto mais próxima de 1C for a taxa de carregamento ou descarga, menor será o tempo necessário para carregar ou descarregar completamente o sistema. Dessa forma, para uma mesma potência nominal de 60 MW, cenários com menor capacidade energética apresentam menores tempos equivalentes de carga e descarga.

Segundo o *Asian Development Bank* (2018), BESS que são baseados em baterias de íons de lítio apresentam eficiência de carga e descarga (*round-trip efficiency*) entre 87% e 94%, considerando as perdas associadas à bateria, PCS e equipamentos auxiliares do sistema. Dessa forma, adotou-se uma eficiência global de 94% para a correção da capacidade energética do sistema, conforme a Equação (25).

$$E_{corrigida} = \frac{E_{cenário}}{\eta_{global}} \quad (25)$$

onde:

- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh);
- $E_{cenário}$ corresponde à capacidade energética do cenário analisado (MWh);
- η_{global} corresponde à eficiência global (*round-trip efficiency*) do BESS, considerando as perdas da bateria, PCS e dos equipamentos auxiliares.

Aplicando a Equação (25), foram obtidos os valores de capacidade energética corrigida para os cenários analisados, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Capacidade energética corrigida considerando eficiência global.

Cenário	Energia Armazenada (MWh)	η_{global}	Energia Corrigida (MWh)
50%	320,907	0,94	341,390
30%	192,326	0,94	204,602
10%	64,109	0,94	68,201

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Para o dimensionamento do sistema de armazenamento, foi adotado o *BESS PowerTitan 2.0*, modelo ST5015UX, desenvolvido pela *Sungrow* (2024), com capacidade energética nominal de 5,015 MWh por unidade. O sistema utiliza baterias de fosfato de ferro-lítio (*Lithium Iron Phosphate* - LFP) e integra baterias, PCS e sistema de gerenciamento térmico.

O SoH (*State of Health*) representa a relação entre a capacidade disponível e a capacidade nominal da bateria. Segundo o *Asian Development Bank* (2018), considera-se que a bateria atinge o final de sua vida útil quando sua capacidade é reduzida para aproximadamente 80% da capacidade inicial. Dessa forma, adotou-se um SoH de 80% para determinar a capacidade energética efetiva de cada unidade do sistema, conforme apresentado na Equação (26).

$$E_{SoH} = E_{nom} \times SoH \quad (26)$$

onde:

- E_{SoH} corresponde à capacidade energética da unidade corrigida pelo estado de saúde da bateria (MWh);
- E_{nom} corresponde à capacidade energética nominal da unidade de armazenamento (MWh);
- SoH corresponde ao estado de saúde da bateria (80%).

Após a aplicação da correção pelo SoH de 80%, a capacidade energética efetiva da unidade BESS foi reduzida de 5,015 MWh para 4,012 MWh. Com base nessa capacidade efetiva, foi possível determinar a quantidade de unidades

necessárias para atender a demanda energética de cada cenário analisado. Para isso, utilizou-se a Equação (27).

$$N_{BESS} = \frac{E_{corrigido}}{E_{SoH}} \quad (27)$$

onde:

- N_{BESS} corresponde à quantidade de unidades BESS necessárias;
- E_{SoH} corresponde à capacidade energética da unidade corrigida pelo estado de saúde da bateria (MWh);
- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh).

Aplicando a Equação (26), foram obtidas as quantidades de unidades BESS necessárias para cada cenário de recuperação, conforme apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 - Quantidade de unidades BESS por cenário de recuperação.

Cenário	Energia Corrigida (MWh)	Capacidade Efetiva por Unidade (MWh)	Nº de Unidades
50%	341,390	4,012	86
30%	204,602	4,012	51
10%	68,201	4,012	17

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Com a quantidade de unidades do sistema BESS definida para cada cenário de recuperação, foi determinada a capacidade instalada total do sistema. Para isso, considerou-se a capacidade energética nominal de 5,015 MWh por unidade do BESS. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Capacidade instalada do sistema BESS para os cenários analisados.

Cenário	Nº de Unidades	Capacidade Efetiva por Unidade (MWh)	Capacidade Instalada Final (MWh)
50%	86	5,015	431,290
30%	51	5,015	255,765
10%	17	5,015	85,255

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O DoD corresponde ao percentual da capacidade energética do sistema BESS utilizado em cada ciclo de operação. Esse parâmetro foi calculado pela relação entre a capacidade energética requerida para recuperação da energia restringida do complexo solar e a capacidade energética total instalada do sistema, conforme apresentado na Equação (28).

$$DoD_{\%} = \frac{E_{corrigida}}{E_{instalada}} \quad (28)$$

onde:

- $DoD_{\%}$ corresponde à profundidade de descarga;
- $E_{instalada}$ corresponde à capacidade energética total instalada do BESS (MWh);
- $E_{corrigida}$ corresponde a capacidade energética corrigida do sistema (MWh).

Aplicando a Equação (28) aos cenários analisados, obtêm-se os valores apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Profundidade de descarga do sistema BESS

Cenário	Energia Armazenada (MWh)	Energia Instalada (MWh)	DoD (%)
50%	320,907	431,290	74%
30%	192,326	255,765	75%
10%	64,109	85,255	75%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados indicam valores de DoD entre 74% e 75% para todos os cenários analisados, evidenciando um dimensionamento proporcional da capacidade instalada. Como os valores permanecem abaixo de 80%, o sistema opera dentro de uma faixa adequada de utilização, reduzindo os impactos associados à degradação por descargas profundas.

A Tabela 18 apresenta os principais resultados do dimensionamento do sistema BESS, contemplando a energia armazenada, a capacidade instalada, o número de unidades, o tempo de carga/descarga para cada cenário analisado.

Tabela 18 - Resumo do Dimensionamento do BESS.

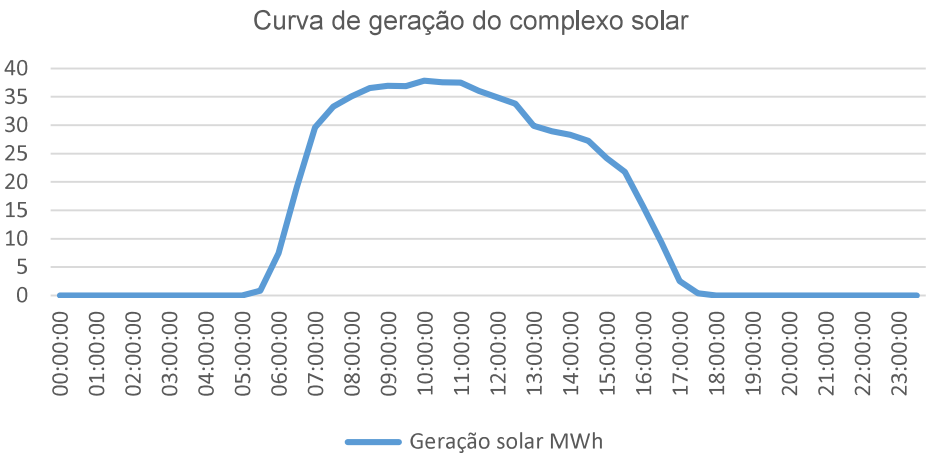
Cenário	Energia Inicial (MWh)	Energia Corrigida (MWh)	Energia Instalada Nominal (MWh)	Nº de BESS	Tempo de Carga/Descarga
50%	320,907	341,413	431,290	86	5h21min
30%	192,326	204,602	255,765	51	3h13min
10%	64,109	68,201	85,255	17	1h04min

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.5 Formação da Receita

Para a elaboração do fluxo de caixa do complexo solar fotovoltaico, foi necessário definir premissas operacionais relacionadas à geração de energia, ocorrência de *curtailment*, despacho do sistema de armazenamento e comercialização de energia. Dessa forma, adotou-se como dia representativo o dia 04 de outubro de 2025, cuja geração total foi de 641,087 MWh, conforme apresentado na Figura 23. A escolha dessa data ocorreu por ter registrado um nível de *curtailment* equivalente a 50% da geração disponível, percentual adotado como cenário-base para as análises técnicas e econômicas desenvolvidas neste estudo.

Figura 23 - Curva diária de geração do complexo solar fotovoltaico

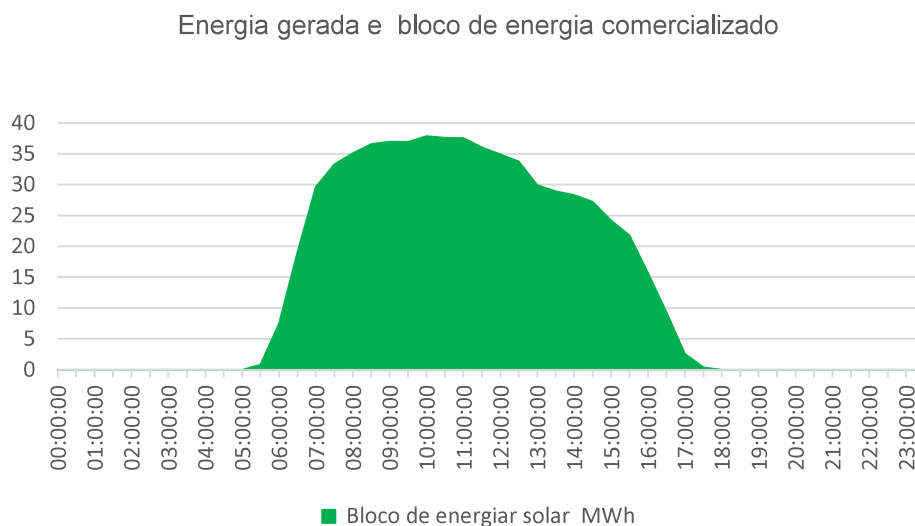


Fonte: Elaborada pelo autor (2026).

Com base no perfil diário de geração apresentado na Figura 23, foi definido o volume de energia disponível para comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esse montante de energia, conforme Figura 24, foi determinado a partir

da capacidade de geração do complexo fotovoltaico, não estando associado à demanda específica de consumidores.

Figura 24 - Bloco de energia comercializado no ACL com base na geração do complexo solar



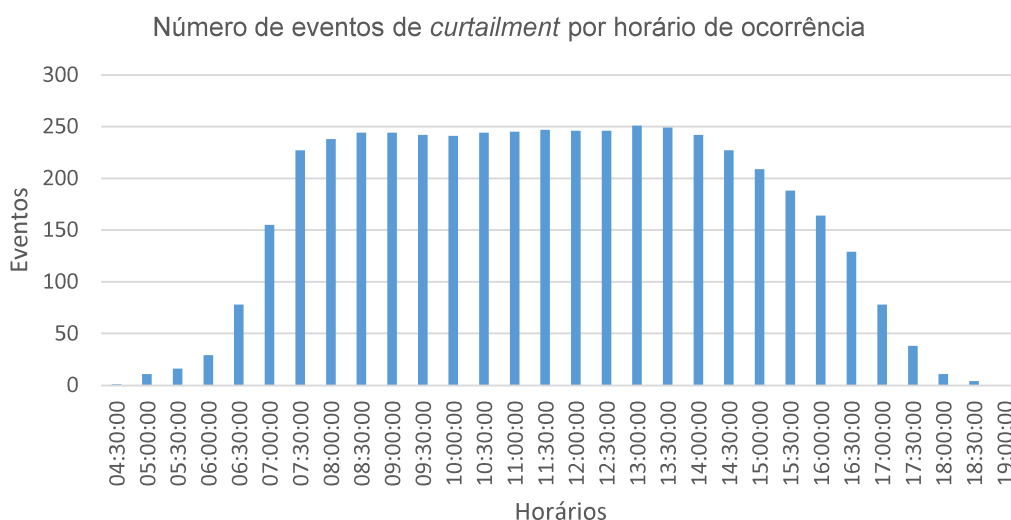
Fonte: Elaboração própria (2026).

As receitas provenientes da comercialização dessa energia não foram consideradas no fluxo de caixa deste estudo, uma vez que o objetivo da análise é avaliar apenas a viabilidade econômica da implantação do BESS para recuperação da energia perdida em função do *curtailment*. Dessa forma, o fluxo de caixa contempla apenas as receitas incrementais associadas à energia recuperada e posteriormente comercializada pelo sistema de armazenamento. Nesse contexto, o objetivo da integração do sistema BESS neste estudo não consiste em aumentar diretamente a lucratividade do empreendimento, mas sim reduzir os prejuízos econômicos decorrentes da energia submetida ao *curtailment*, por meio do armazenamento e da posterior comercialização da energia que, de outra forma, seria descartada.

A determinação da frequência de ocorrência do *curtailment* é um parâmetro importante para a elaboração do fluxo de caixa. Dos 365 dias analisados, verificou-se a ocorrência de restrição de geração em 282 dias. Isso equivale, em média, a 24 dias com *curtailment* em seis meses do ano e 23 dias com *curtailment* nos demais seis meses. Foram considerados apenas os eventos de *curtailment* iguais ou superiores a 10% da geração disponível, sendo desconsideradas as ocorrências inferiores a esse limite.

A distribuição da frequência dos eventos de *curtailment* indica que os cortes ocorrem predominantemente entre 07h30 e 15h00, conforme apresentado na Figura 25. Esse período reúne aproximadamente 80,99% de todas as ocorrências registradas.

Figura 25 - Distribuição da frequência dos eventos de *curtailment* ao longo do dia



Fonte: Elaboração própria (2026).

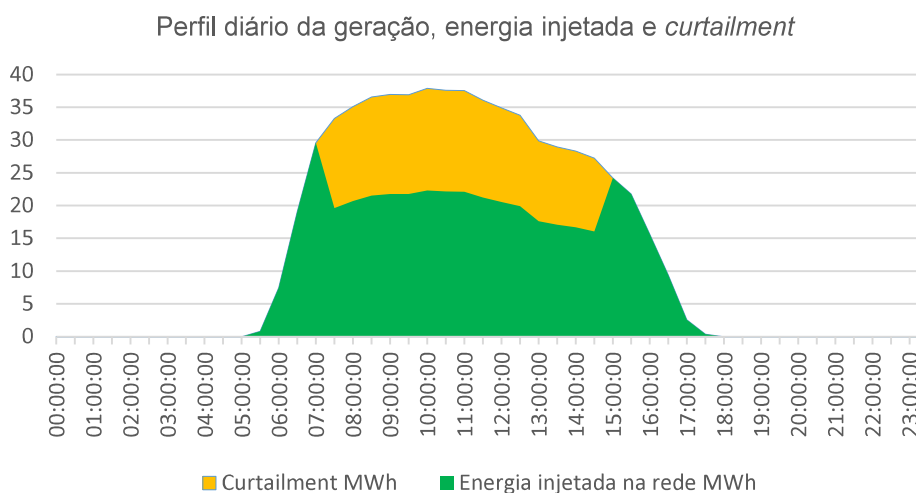
Esse comportamento coincide com as horas de maior geração fotovoltaica do complexo solar, indicando que o *curtailment* ocorre principalmente durante o período de elevada disponibilidade do recurso solar. Consequentemente, essa faixa horária representa o período de maior exposição do gerador aos impactos econômicos do corte de geração, incluindo a necessidade de aquisição de parte da energia no mercado para atendimento de contratos previamente firmados.

Com base na análise dos horários de ocorrência do *curtailment*, foi definida uma curva representativa para o dimensionamento dos cenários de armazenamento. Considerando as limitações de prazo para o desenvolvimento deste estudo de caso e visando manter a uniformidade das análises, adotou-se um percentual fixo de 50% de *curtailment* como cenário-base, a partir do qual foram avaliados os cenários de recuperação de 10%, 30% e 50% da energia por meio do BESS.

A Figura 26 apresenta a curva de geração do complexo solar, a demanda contratada e a parcela de energia submetida ao *curtailment*. Observa-se que o período

de corte foi considerado entre 07h30 e 15h00, intervalo que concentra a maior incidência dos eventos observados na base de dados analisada.

Figura 26 - Geração fotovoltaica, energia injetada na rede e *curtailment* considerado no estudo



Fonte: Elaborada pelo autor (2026).

Para o dia representativo adotado neste estudo, a geração total do complexo solar foi de 641,087 MWh. Considerando a aplicação de um *curtailment* de 50%, foram suprimidos 320,907 MWh, permanecendo 320,181 MWh efetivamente entregues pelo empreendimento. Como consequência, foi necessária a aquisição de 320,907 MWh no MCP para garantir o cumprimento integral dos contratos de comercialização de energia.

A estimativa do impacto econômico do *curtailment* foi realizada com base nos valores horários do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (2026c). Para a análise, foram utilizados os valores do mercado Sudeste referentes ao dia 15 de outubro de 2025. Os preços do dia 04 de outubro de 2025 não foram adotados por apresentarem valores atípicos e significativamente inferiores aos observados nos demais dias do mês durante o período de ocorrência do *curtailment*. Dessa forma, foram considerados valores representativos para os horários compreendidos entre 07h30 e 15h00.

A Tabela 19 apresenta a energia submetida ao *curtailment* em cada intervalo horário, os respectivos valores de PLD e o custo de aquisição da energia necessária para suprir o déficit de geração.

Tabela 19 - Custo de reposição da energia submetida ao *curtailment* no MCP

Hora	<i>Curtaiment</i> MW	<i>Curtaiment</i> MWh	PLD R\$/MWh	Custo R\$
07:30:00	41,856	20,928	194,34	4.067,19
08:00:00	44,016	22,008	127,67	2.809,79
08:30:00	45,724	22,862	127,67	2.918,82
09:00:00	46,198	23,099	58,60	1.353,61
09:30:00	46,146	23,073	58,60	1.352,09
10:00:00	47,290	23,645	58,60	1.385,61
10:30:00	46,930	23,465	58,60	1.375,06
11:00:00	46,876	23,438	58,60	1.373,48
11:30:00	45,136	22,568	58,60	1.322,50
12:00:00	43,782	21,891	73,59	1.610,97
12:30:00	42,444	21,222	73,59	1.561,74
13:00:00	37,880	18,940	266,66	5.050,59
13:30:00	36,774	18,387	266,66	4.903,13
14:00:00	36,006	18,003	296,96	5.346,23
14:30:00	34,750	17,375	296,96	5.159,74
Total		320,907		41.590,55

Fonte: Elaboração própria (2026).

Considerando os valores horários do PLD adotados na análise, o custo total de reposição da energia submetida ao *curtailment* foi de R\$ 41.590,55. Esse valor representa o impacto econômico, direto da necessidade de aquisição de energia no MCP para atendimento das obrigações contratuais e foi utilizado como referência para a elaboração do fluxo de caixa e para a avaliação dos benefícios proporcionados pela recuperação da energia por meio do sistema BESS, nos cenários de armazenamento.

Para estimar a receita proveniente da comercialização da energia recuperada pelo BESS, foram considerados os cenários de recuperação de 10%, 30% e 50% da energia submetida ao *curtailment*.

Como o mercado brasileiro ainda não possui regulamentação específica para a comercialização da energia armazenada em sistemas BESS, adotou-se como premissa uma abordagem conceitual baseada nos princípios estabelecidos pela *Order 841* da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) (2018), nos Estados Unidos. Essa regulamentação permitiu a participação dos sistemas de armazenamento nos mercados de energia, possibilitando a comercialização da energia armazenada.

Nesse contexto, considera-se que a energia recuperada durante os períodos de *curtailment* é armazenada ao longo do dia e posteriormente

comercializada em horários de maior valor econômico, caracterizando uma operação de arbitragem temporal de energia (*Energy Arbitrage*) (Pusceddu; Zakeri; Gissey, 2021).

Para este estudo, foi adotada uma janela de descarga entre 18h e 23h, correspondente aos períodos de maior valor da energia observados no mercado (CCEE, 2026c). Para fins de avaliação econômica, considerou-se que toda a energia disponibilizada pelo BESS é comercializada aos preços horários do PLD utilizados na análise. Os valores de PLD adotados correspondem ao dia 15 de outubro de 2025, considerando os horários definidos para a descarga da energia armazenada. As Tabelas 21, 22 e 23 apresentam a energia entregue à rede, os respectivos valores de PLD e as receitas obtidas para os cenários de recuperação de 50%, 30% e 10%, respectivamente.

A Tabela 20 apresenta a energia comercializada e a receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 50%.

Tabela 20 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 50%

Hora	Potência MW	Energia entregue a rede MWh	PLD R\$/MWh	Receita R\$
18:00:00	60	30,000	323,25	9.697,50
18:30:00	60	30,000	323,25	9.697,50
19:00:00	60	30,000	323,50	9.705,00
19:30:00	60	30,000	323,50	9.705,00
20:00:00	60	30,000	321,37	9.641,10
20:30:00	60	30,000	321,37	9.641,10
21:00:00	60	30,000	319,15	9.574,50
21:30:00	60	30,000	319,15	9.574,50
22:00:00	60	30,000	314,85	9.445,50
22:30:00	60	30,000	314,85	9.445,50
Total	60	300,000		96.127,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

No cenário de recuperação de 50%, o BESS entregou 300,000 MWh à rede durante a janela de descarga considerada. Esse valor é inferior aos 320,907 MWh originalmente armazenados em razão da limitação da potência de descarga e da janela operacional adotada. Considerando os valores horários do PLD, a comercialização da energia resultou em uma receita total de R\$ 96.127,20.

Para o cenário de recuperação de 30%, a Tabela 21 apresenta a energia comercializada pelo BESS, os respectivos valores horários do PLD e a receita obtida em cada período.

Tabela 21 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 30%

Hora	Potência MW	Energia entregue a rede MWh	PLD R\$/MWh	Receita R\$
18:00:00	38	19,233	323,25	6.216,94
18:30:00	38	19,233	323,25	6.216,94
19:00:00	38	19,233	323,50	6.221,75
19:30:00	38	19,233	323,50	6.221,75
20:00:00	38	19,233	321,37	6.180,78
20:30:00	38	19,233	321,37	6.180,78
21:00:00	38	19,233	319,15	6.138,08
21:30:00	38	19,233	319,15	6.138,08
22:00:00	38	19,233	314,85	6.055,38
22:30:00	38	19,233	314,85	6.055,38
Total	38	192,326		61.625,87

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

No cenário de recuperação de 30%, o BESS entregou 192,326 MWh à rede durante a janela de descarga considerada. Considerando os valores horários do PLD adotados na análise, a comercialização da energia resultou em uma receita total de R\$ 61.625,87.

Para o cenário de recuperação de 10%, a Tabela 22 apresenta a energia comercializada pelo BESS, os respectivos valores horários do PLD e a receita obtida em cada período.

Tabela 22 - Energia comercializada e receita obtida pelo BESS no cenário de recuperação de 10%

Hora	Potência MW	Energia entregue a rede MWh	PLD R\$/MWh	Receita R\$
18:00:00	13	6,411	323,25	2.072,32
18:30:00	13	6,411	323,25	2.072,32
19:00:00	13	6,411	323,50	2.073,93
19:30:00	13	6,411	323,50	2.073,93
20:00:00	13	6,411	321,37	2.060,27
20:30:00	13	6,411	321,37	2.060,27
21:00:00	13	6,411	319,15	2.046,04
21:30:00	13	6,411	319,15	2.046,04
22:00:00	13	6,411	314,85	2.018,47
22:30:00	13	6,411	314,85	2.018,47
Total	13	64,109		20.542,06

Fonte: Elaborada pelo autor (2026).

No cenário de recuperação de 10%, o BESS entregou 64,109 MWh à rede durante a janela de descarga considerada. Considerando os valores horários do PLD adotados na análise, a comercialização da energia resultou em uma receita total de R\$ 20.542,06.

Por fim, a Tabela 23 consolida os resultados dos cenários de recuperação avaliados. Observa-se que apenas o cenário de recuperação de 50% apresentou limitação na comercialização da energia armazenada em função da potência de descarga e da janela operacional adotada de 5 horas.

Tabela 23 - Resumo dos resultados dos cenários de recuperação de energia por meio do BESS

Cenário	Potência MW	Energia entregue a rede MWh	Receita R\$
50%	60	300,000	96.127,20
30%	38	192,326	61.625,87
10%	13	64,109	20.571,54

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.6 Avaliação da Viabilidade Econômica

Para a avaliação econômica do projeto, inicialmente é necessário definir a vida útil do sistema BESS, uma vez que esse parâmetro influencia diretamente os indicadores financeiros. A vida útil das baterias está associada à profundidade de descarga (DoD), sendo que valores mais elevados tendem a reduzir o número de ciclos suportados. No dimensionamento realizado, foram obtidos DoD de 74% para o

cenário de recuperação de 50% e de 75% para os cenários de 30% e 10%, mantendo a operação abaixo do limite de 80% adotado como referência na literatura e contribuindo para a preservação da vida útil do sistema.

Segundo Haapala (2025), sistemas de fosfato de ferro-lítio (LFP) operando com DoD médio de 60% podem atingir aproximadamente 8.000 ciclos. Por outro lado, o *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL, 2021) apresenta, para baterias LFP operando com DoD de 80%, vida útil de aproximadamente 6.000 ciclos. Como os cenários deste estudo resultaram em DoD entre 74% e 75%, adotou-se de forma conservadora a referência de 6.000 ciclos.

Considerando a frequência operacional de 282 ciclos por ano e a vida útil de 6.000 ciclos adotada de forma conservadora, a vida útil estimada do sistema BESS é de aproximadamente 21 anos. Dessa forma, o horizonte de análise econômica de 20 anos permanece dentro da vida útil do sistema, não sendo necessária a substituição integral do banco de baterias durante o período avaliado.

Definida a vida útil do empreendimento, procedeu-se à estimativa das receitas e despesas associadas à operação do sistema BESS. Os custos foram calculados considerando a reposição da energia submetida ao *curtailment* nos períodos compreendidos entre 07h30 e 15h00. Para o cenário de recuperação de 50%, o custo diário de aquisição da energia necessária para atendimento das obrigações contratuais foi de R\$ 41.590,55, totalizando R\$ 11.728.535,10 ao longo dos 282 dias analisados. A energia recuperada foi posteriormente comercializada entre 18h00 e 23h00, período que apresentou os maiores valores do PLD, resultando em uma receita diária de R\$ 96.127,20 e em uma receita anual de R\$ 26.531.107,20. Para os cenários de recuperação de 30% e 10%, as receitas anuais foram de R\$ 17.378.495,34 e R\$ 5.801.174,28, respectivamente. A Tabela 24 apresenta o resumo das receitas e despesas consideradas na elaboração do fluxo de caixa para cada cenário analisado.

Tabela 24 - Receitas e despesas utilizadas na elaboração do fluxo de caixa dos cenários de recuperação de energia por meio do BESS

Cenário	Despesa Diária (R\$)	Despesa Anual (R\$)	Receita Diária (R\$)	Receita Anual (R\$)
50%	41.590,55	11.728.535,10	96.127,20	27.107.870,40
30%	41.590,55	11.728.535,10	61.625,87	17.378.495,34
10%	41.590,55	11.728.535,10	20.571,54	5.801.174,28

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Diante dos resultados apresentados na Tabela 24, observa-se que os cenários de recuperação de 50% e 30% geram receitas suficientes para superar os custos de reposição da energia submetida ao *curtailment*, resultando em saldo operacional positivo. Em contrapartida, o cenário de recuperação de 10% apresenta receita inferior às despesas anuais de aquisição de energia, resultando em saldo operacional negativo e evidenciando inviabilidade econômica operacional, mesmo antes da consideração dos custos de investimento (CAPEX) e operação e manutenção (OPEX) do sistema BESS.

Após a análise preliminar das receitas e despesas operacionais, foi necessário definir as premissas de investimento do sistema BESS. O CAPEX foi dimensionado com base na capacidade energética instalada (kWh), uma vez que, segundo o NREL (2025), os custos de sistemas BESS são normalmente expressos em US\$/kWh. Isso ocorre porque parcela significativa dos componentes do sistema está diretamente associada à capacidade de armazenamento de energia.

Tal composição contempla, segundo Haapala (2025), os principais componentes do sistema BESS. Do investimento total, 49,5% estão associados ao bloco de armazenamento em baterias, 13,4% ao desenvolvimento do projeto e 11,1% às atividades de engenharia, suprimentos e construção (EPC). O sistema de conversão de potência (PCS) representa 4,3% do CAPEX, enquanto 20,4% correspondem aos sistemas auxiliares de armazenamento, controle, comunicação e integração do sistema. Os 1,3% restantes estão associados à integração do sistema à rede elétrica.

Para a adaptação dos custos internacionais à realidade brasileira, foi considerada a incidência de tributos e encargos de importação. Segundo a ABSAE (2025), os sistemas BESS importados podem apresentar um acréscimo de aproximadamente 70,8% sobre o valor dos equipamentos em decorrência da carga

tributária e dos custos associados à nacionalização dos componentes. Dessa forma, os valores internacionais de CAPEX foram convertidos para a realidade brasileira mediante a aplicação desse fator de correção.

Os custos de sistemas BESS apresentam significativa variação em função do período analisado, da localização do projeto e da metodologia adotada. Em 2019, o Banco Mundial estimou um CAPEX de US\$ 421/kWh (*World Bank*, 2020). Posteriormente, o PNNL (2022) reportou um custo instalado de US\$ 385/kWh para sistemas LFP, enquanto o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2025) estimou US\$ 334/kWh para sistemas de armazenamento em baterias, considerando o ano base de 2024. No contexto brasileiro, a EPE (2025) estimou um custo de aproximadamente R\$ 1.920/kWh, considerando equipamentos prontos para uso acrescidos dos tributos incidentes. Segundo Colthorpe (2025), em artigo intitulado *Battery storage system prices continue to fall sharply, BNEF and Ember*, baseado nos dados da *BloombergNEF*, o custo médio global de sistemas BESS prontos para operação foi de US\$ 117/kWh, variando de US\$ 73/kWh na China a US\$ 219/kWh nos Estados Unidos, enquanto a Europa apresentou um custo intermediário de US\$ 177/kWh. Por sua vez, Haapala (2025) reportou um custo de € 353/kWh para um sistema BESS LFP completo.

Para permitir a comparação entre as fontes, os valores internacionais foram convertidos para reais e ajustados à realidade brasileira mediante aplicação do fator tributário adotado, conforme apresentado na Tabela 25.

Tabela 25 - Valores de CAPEX para sistemas BESS adotados na análise econômica

Ano	Fonte	CAPEX US\$/kWh	CAPEX €/kWh	Câmbio	Tributos	Valor convertido (R\$/kWh)
2019	World Bank	421	-	5,10	70,80%	3.667,25
2021	PNNL	385	-	5,10	70,80%	3.353,66
2024	NREL	334	-	5,10	70,80%	2.909,41
2025	BNEF – China	73	-	5,10	70,80%	635,86
2025	BNEF – Média global	117	-	5,10	70,80%	1.019,16
2025	BNEF – Europa	177	-	5,10	70,80%	1.541,95
2025	BNEF – EUA	219	-	5,10	70,80%	1.907,90
2025	EPE	-	-	-	-	1.920,00
2025	Haapala	-	353	5,82	70,80%	3.509,02

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Além dos custos de investimento (CAPEX), a análise econômica do sistema BESS deve considerar os custos operacionais (OPEX), que englobam despesas relacionadas à operação, monitoramento, manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos ao longo da vida útil do empreendimento. A consideração desses custos é fundamental para a estimativa dos fluxos de caixa e dos indicadores econômicos do projeto. Haapala (2025) adota um custo operacional anual equivalente a 1,5% do investimento inicial, enquanto a EPE (2025) considera um OPEX correspondente a 0,5% do CAPEX para sistemas de armazenamento em baterias. Diante dessa variação observada, foi definido um cenário conservador e otimista de OPEX para avaliar a sensibilidade dos indicadores econômicos do sistema BESS.

Ressalta-se que a análise econômica foi conduzida exclusivamente para o sistema BESS. Dessa forma, não foram considerados os efeitos da degradação da usina fotovoltaica, bem como os custos de OPEX, depreciação e eventuais reinvestimentos associados ao complexo fotovoltaico, uma vez que tais custos ocorreriam independentemente da implantação do sistema BESS e, portanto, não interferem na avaliação de sua viabilidade técnico-econômica.

O cenário de recuperação de 50% da energia submetida ao *curtailment* foi avaliado por meio do fluxo de caixa descontado, considerando o investimento inicial no sistema BESS, os custos operacionais anuais, os custos de aquisição de energia no MCP e as receitas obtidas pela comercialização da energia recuperada. A Tabela 26 apresenta os resultados econômicos obtidos para o horizonte de análise de 20 anos, adotando uma TMA de 6% a.a.

Tabela 26 - Análise Econômica do Cenário de 50%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	—	—	—	—	—	-829.248,000	—
1	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	6.685,713	-822.562,287	6%
2	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	6.307,276	-816.255,011	6%
3	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	5.950,260	-810.304,751	6%
4	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	5.613,453	-804.691,298	6%
5	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	5.295,711	-799.395,587	6%
6	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	4.995,953	-794.399,634	6%
7	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	4.713,164	-789.686,471	6%
8	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	4.446,381	-785.240,090	6%
9	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	4.194,699	-781.045,391	6%
10	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	3.957,263	-777.088,128	6%
11	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	3.733,267	-773.354,861	6%
12	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	3.521,950	-769.832,911	6%
13	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	3.322,594	-766.510,317	6%
14	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	3.134,523	-763.375,794	6%
15	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.957,097	-760.418,697	6%
16	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.789,714	-757.628,983	6%
17	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.631,806	-754.997,177	6%
18	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.482,836	-752.514,341	6%
19	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.342,298	-750.172,043	6%
20	8.292,480	11.728,535	27.107,870	7.086,855	2.209,715	-747.962,328	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Para o cenário de recuperação de 50% da energia submetida ao *curtailment*, o sistema BESS apresenta fluxo de caixa líquido anual de R\$ 7.086.855,30. Considerando um investimento inicial de R\$ 829.248.000,00 e uma TMA real de 6% a.a., o VPL ao final de 20 anos foi de -R\$ 747.962.328,02. O *payback* simples estimado foi de 117 anos, enquanto o *payback* descontado não ocorre dentro do horizonte de análise adotado. A TIR obtida foi de -13,00%, valor inferior à TMA considerada. Dessa forma, nas premissas adotadas, o cenário de recuperação de 50% da energia submetida ao *curtailment* não se mostra economicamente viável. A Tabela 27 apresenta os principais indicadores econômicos obtidos para o cenário analisado.

Tabela 27 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%

Indicador econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 829.248.000,00
Receita bruta anual	R\$ 27.107.870,40
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 8.292.480,00
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 7.086.855,30
TMA	6,00% a.a.
VPL	-R\$ 747.962.328,02
Payback simples	117 anos
Payback descontado	Não ocorre em 20 anos
TIR	-13,00%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O cenário de recuperação de 30% da energia submetida ao *curtailment* foi avaliado por meio do fluxo de caixa descontado, considerando o investimento inicial no sistema BESS, os custos operacionais anuais, os custos de aquisição de energia no MCP e as receitas obtidas pela comercialização da energia recuperada. A Tabela 28 apresenta os resultados econômicos obtidos para o horizonte de análise de 20 anos, adotando uma TMA de 6% a.a.

Tabela 28 - Análise Econômica do Cenário de 30%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	—	—	—	—	—	-491.068,800	—
1	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	697,427	-490.371,373	6%
2	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	657,950	-489.713,424	6%
3	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	620,707	-489.092,716	6%
4	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	585,573	-488.507,144	6%
5	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	552,427	-487.954,716	6%
6	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	521,158	-487.433,559	6%
7	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	491,658	-486.941,900	6%
8	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	463,829	-486.478,072	6%
9	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	437,574	-486.040,498	6%
10	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	412,806	-485.627,692	6%
11	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	389,439	-485.238,253	6%
12	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	367,396	-484.870,857	6%
13	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	346,600	-484.524,257	6%
14	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	326,981	-484.197,276	6%
15	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	308,472	-483.888,804	6%
16	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	291,012	-483.597,792	6%
17	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	274,539	-483.323,253	6%
18	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	259,000	-483.064,253	6%
19	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	244,339	-482.819,914	6%
20	4.910,688	11.728,535	17.378,495	739,272	230,509	-482.589,406	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Para o cenário de recuperação de 30% da energia submetida ao *curtailment*, o sistema BESS apresenta fluxo de caixa líquido anual de R\$ 739.272,24. Considerando um investimento inicial de R\$ 491.068.800,00 e uma TMA real de 6% a.a., o VPL ao final de 20 anos foi de -R\$ 482.589.405,65. O *payback* simples estimado foi de 664 anos, enquanto o *payback* descontado não ocorre dentro do horizonte de análise adotado. A TIR obtida foi de -22,10%, valor inferior à TMA considerada. Dessa forma, nas premissas adotadas, o cenário de recuperação de 30% da energia submetida ao *curtailment* não se mostra economicamente viável. A Tabela 29 apresenta os principais indicadores econômicos obtidos para o cenário analisado.

Tabela 29 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 491.068.800,00
Receita bruta anual	R\$ 17.378.495,34
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 4.910.688,00
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 739.272,24
TMA	6,00% a.a.
VPL	-R\$ 482.589.405,65
<i>Payback simples</i>	664 anos
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	-22,10%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

O cenário de recuperação de 10% da energia submetida ao *curtailment* foi avaliado por meio do fluxo de caixa descontado para um horizonte de 20 anos e TMA de 6% a.a. Os resultados apresentados na Tabela 30 indica que as receitas geradas pela energia recuperada são insuficientes para compensar os custos associados ao sistema, resultando em fluxo de caixa líquido anual negativo de R\$ 7.564.256,82 e VPL de -R\$ 250.451.029,80. Dessa forma, o investimento não é recuperado durante o período analisado, caracterizando a inviabilidade econômica do empreendimento.

Tabela 30 - Análise Econômica do Cenário de 10%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	—	—	—	—	—	-163.689,600	—
1	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-7.136,091	-170.825,691	6%
2	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-6.732,162	-177.557,853	6%
3	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-6.351,096	-183.908,949	6%
4	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-5.991,600	-189.900,549	6%
5	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-5.652,453	-195.553,001	6%
6	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-5.332,503	-200.885,504	6%
7	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-5.030,663	-205.916,167	6%
8	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-4.745,908	-210.662,075	6%
9	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-4.477,272	-215.139,347	6%
10	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-4.223,842	-219.363,189	6%
11	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-3.984,756	-223.347,945	6%
12	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-3.759,204	-227.107,149	6%
13	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-3.546,419	-230.653,567	6%
14	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-3.345,678	-233.999,246	6%
15	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-3.156,300	-237.155,546	6%
16	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-2.977,642	-240.133,187	6%
17	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-2.809,096	-242.942,283	6%
18	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-2.650,090	-245.592,373	6%
19	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-2.500,085	-248.092,459	6%
20	1.636,896	11.728,535	5.801,174	-7.564,257	-2.358,571	-250.451,030	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Considerando o investimento inicial de R\$ 163.689.600,00 e uma TMA real de 6% a.a., o VPL ao final do horizonte de análise foi de -R\$ 250.451.029,80. Como o fluxo de caixa permanece negativo durante todo o período analisado, não há recuperação do investimento, impossibilitando a ocorrência de *payback* simples e *payback* descontado. Da mesma forma, a TIR não apresenta significado econômico para o projeto, uma vez que os fluxos de caixa permanecem negativos ao longo de toda a vida útil considerada.

Dessa forma, sob as premissas adotadas, o cenário de recuperação de 10% da energia submetida ao *curtailment* não se mostra economicamente viável, apresentando resultados financeiros significativamente desfavoráveis em comparação aos custos de implantação e operação do sistema de armazenamento, conforme a Tabela 31.

Tabela 31 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 163.689.600,00
Receita bruta anual	R\$ 5.801.174,28
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 1.636.896,00
Fluxo de caixa líquido anual	-R\$ 7.564.256,82
TMA	6% a.a.
VPL	-R\$ 250.451.029,80
<i>Payback simples</i>	Não ocorre
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	Não aplicável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados obtidos com os custos de investimento adotados pela EPE (2025) demonstraram que nenhum dos cenários analisados apresentou viabilidade econômica. Em todos os casos avaliados, os indicadores financeiros resultaram em VPL negativo, ausência de *payback* descontado e TIR inferior à taxa mínima de atratividade adotada, evidenciando que, nas condições atuais de custo do armazenamento no Brasil, a recuperação da energia submetida ao *curtailment* por meio de sistemas BESS não proporciona retorno econômico ao investidor.

Diante desses resultados, buscou-se avaliar a influência do custo de investimento sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Para isso, foi realizada uma nova análise considerando os custos de implantação reportados por Colthorpe (2025). Nessa etapa, adotou-se como referência o custo de US\$ 73/kWh, correspondente ao mercado chinês, por representar o menor custo de implantação de sistemas BESS reportado pelo estudo. Sobre esse valor foi aplicada a carga tributária brasileira de 70,8%, conforme premissa apresentada pela EPE (2025), resultando em um custo final de R\$ 635,86/kWh para o sistema BESS pronto para uso no Brasil. Esse valor é aproximadamente três vezes inferior ao custo de R\$ 1.920/kWh adotado pela EPE (2025). O objetivo dessa etapa foi avaliar a sensibilidade dos indicadores econômicos à redução do CAPEX e verificar se a diminuição do investimento inicial, associada ao recálculo do OPEX como percentual do CAPEX, seria suficiente para tornar economicamente viável a utilização de sistemas BESS para a recuperação da energia submetida ao *curtailment*.

A Tabela 32 apresenta o fluxo de caixa descontado obtido para o cenário de 50%. Observa-se que a redução do CAPEX resulta em uma melhora significativa

dos indicadores econômicos, reduzindo o investimento inicial para R\$ 274.627.934,00 e elevando o fluxo de caixa líquido anual para R\$ 12.633.055,96. Entretanto, mesmo com essa redução expressiva nos custos do sistema de armazenamento, o VPL ao final de 20 anos permanece negativo em R\$ 129.727.777,39, indicando que o investimento ainda não recupera o capital aplicado dentro do horizonte de análise adotado.

Tabela 32 - Análise Econômica do Cenário de 50%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	—	—	—	—	—	-274.627,934	—
1	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	11.917,977	-262.709,957	6%
2	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	11.243,375	-251.466,582	6%
3	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	10.606,957	-240.859,624	6%
4	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	10.006,564	-230.853,061	6%
5	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	9.440,154	-221.412,907	6%
6	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	8.905,806	-212.507,101	6%
7	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	8.401,704	-204.105,397	6%
8	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	7.926,136	-196.179,261	6%
9	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	7.477,486	-188.701,775	6%
10	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	7.054,232	-181.647,542	6%
11	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	6.654,936	-174.992,606	6%
12	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	6.278,242	-168.714,364	6%
13	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	5.922,870	-162.791,495	6%
14	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	5.587,613	-157.203,882	6%
15	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	5.271,333	-151.932,549	6%
16	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	4.972,956	-146.959,594	6%
17	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	4.691,467	-142.268,126	6%
18	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	4.425,913	-137.842,213	6%
19	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	4.175,389	-133.666,824	6%
20	2.746,279	11.728,535	27.107,870	12.633,056	3.939,047	-129.727,777	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados da Tabela 33 demonstram que a redução do CAPEX para os valores observados no mercado chinês promove melhoria significativa nos indicadores econômicos quando comparados ao cenário de referência. Entretanto, o VPL permanece negativo em R\$ 129.727.777,39 e a TIR de -0,78% permanece inferior à TMA adotada. Dessa forma, embora haja redução expressiva do investimento inicial, o projeto continua economicamente inviável para o cenário de recuperação de 50%.

Tabela 33 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 274.627.934,00
Receita bruta anual	R\$ 27.107.870,40
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 2.746.279,34
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 12.633.055,96
TMA	6% a.a.
VPL	-R\$ 129.727.777,39
<i>Payback simples</i>	22 anos
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	-0,78% a.a.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A Tabela 34 apresenta o fluxo de caixa descontado obtido para o cenário de recuperação de 30%. Observa-se que a redução do CAPEX resulta em uma melhora significativa dos indicadores econômicos, reduzindo o investimento inicial para R\$ 162.630.732,90 e elevando o fluxo de caixa líquido anual para R\$ 4.023.652,91. Entretanto, mesmo com essa redução expressiva nos custos do sistema de armazenamento, o VPL ao final de 20 anos permanece negativo em R\$ 116.479.751,00, indicando que o investimento ainda não recupera o capital aplicado dentro do horizonte de análise adotado.

Tabela 34 - Análise Econômica do Cenário de 30%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	-	-	-	-	-	-162.630,73	-
1	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	3.795,90	-158.834,83	6%
2	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	3.581,04	-155.253,80	6%
3	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	3.378,34	-151.875,46	6%
4	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	3.187,11	-148.688,35	6%
5	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	3.006,71	-145.681,64	6%
6	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.836,52	-142.845,13	6%
7	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.675,96	-140.169,17	6%
8	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.524,49	-137.644,68	6%
9	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.381,59	-135.263,08	6%
10	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.246,79	-133.016,30	6%
11	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	2.119,61	-130.896,69	6%
12	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.999,63	-128.897,05	6%
13	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.886,45	-127.010,61	6%
14	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.779,67	-125.230,94	6%
15	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.678,93	-123.552,01	6%
16	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.583,90	-121.968,12	6%
17	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.494,24	-120.473,88	6%
18	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.409,66	-119.064,21	6%
19	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.329,87	-117.734,35	6%
20	1.626,31	11.728,54	17.378,50	4.023,65	1.254,59	-116.479,75	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os indicadores apresentados na Tabela 35 mostram que a redução do CAPEX também melhora os resultados do cenário de recuperação de 30%. Contudo, o VPL permanece negativo em R\$ 116.479.751,00, o *payback* descontado não ocorre dentro do horizonte analisado e a TIR permanece negativa. Assim, o empreendimento continua economicamente inviável mesmo sob premissas mais favoráveis de custo.

Tabela 35 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 162.630.732,90
Receita bruta anual	R\$ 17.378.495,34
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 1.626.307,33
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 4.023.652,91
TMA	6,00% a.a.
VPL	-R\$ 116.479.751,00
<i>Payback simples</i>	40 anos
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	-5,93% a.a.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A Tabela 36 apresenta o fluxo de caixa descontado obtido para o cenário de recuperação de 10%. Embora a redução do CAPEX resulte em um investimento inicial inferior, de R\$ 54.210.244,30, a receita obtida pela comercialização da energia recuperada não é suficiente para compensar os custos operacionais e de aquisição de energia no MCP. Como resultado, o fluxo de caixa líquido anual permanece negativo em R\$ 6.469.463,26. Consequentemente, o VPL ao final de 20 anos atinge o valor negativo de R\$ 236.834.966,85, evidenciando a inviabilidade econômica do projeto nas condições analisadas.

Tabela 36 - Análise Econômica do Cenário de 10%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	-	-	-	-	-	-54.210,24	-
1	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-6.103,27	-60.313,51	6%
2	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-5.757,80	-66.071,31	6%
3	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-5.431,89	-71.503,20	6%
4	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-5.124,42	-76.627,62	6%
5	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-4.834,36	-81.461,98	6%
6	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-4.560,72	-86.022,69	6%
7	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-4.302,56	-90.325,26	6%
8	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-4.059,02	-94.384,28	6%
9	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-3.829,27	-98.213,54	6%
10	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-3.612,51	-101.826,06	6%
11	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-3.408,03	-105.234,09	6%
12	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-3.215,13	-108.449,21	6%
13	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-3.033,14	-111.482,35	6%
14	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.861,45	-114.343,80	6%
15	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.699,48	-117.043,28	6%
16	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.546,68	-119.589,96	6%
17	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.402,53	-121.992,49	6%
18	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.266,54	-124.259,03	6%
19	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.138,24	-126.397,27	6%
20	542,10	11.728,54	5.801,17	-6.469,46	-2.017,21	-128.414,48	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Conforme observado na Tabela 37, o cenário de recuperação de 10% permanece inviável economicamente mesmo após a redução dos custos de investimento. O fluxo de caixa anual continua negativo, impossibilitando a recuperação do capital investido e resultando em VPL negativo ao final do horizonte de análise.

Tabela 37 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 54.210.244,30
Receita bruta anual	R\$ 5.801.174,28
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 542.102,44
Fluxo de caixa líquido anual	-R\$ 6.469.463,26
TMA	6% a.a.
VPL	-R\$ 128.414.478,25
<i>Payback simples</i>	Não ocorre
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	Não aplicável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Apesar da significativa redução do investimento inicial proporcionada pelos custos observados no mercado chinês, os resultados obtidos demonstraram que nenhum dos cenários analisados apresentou viabilidade econômica. Mesmo com a redução expressiva do CAPEX em relação aos valores adotados pela EPE (2025) de R\$1.920 kWh, os indicadores financeiros permaneceram desfavoráveis, com VPL negativo e TIR inferior à TMA considerada. Esses resultados evidenciam que a redução dos custos atualmente observados no mercado internacional, isoladamente, ainda não é suficiente para viabilizar economicamente a utilização de sistemas BESS para recuperação da energia submetida ao *curtailment*.

Diante desses resultados, foi elaborada uma análise prospectiva com o objetivo de avaliar a influência da redução dos custos da tecnologia e da carga tributária sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Para isso, foram consideradas as projeções de redução de custos para sistemas BESS apresentadas pelo NREL (2025), em conjunto com um cenário de desoneração tributária semelhante ao aplicado aos equipamentos de geração fotovoltaica no Brasil, conforme proposto pela ABSAE (2025). As premissas e os critérios adotados nessa análise são apresentados a seguir.

Segundo o NREL (2025), os custos dos sistemas BESS deverão apresentar redução aproximada de 28% até 2035, considerando o cenário intermediário de projeção. Adotando como referência o custo de US\$ 73/kWh para sistemas BESS no mercado chinês, reportado Colthorpe (2025), obteve-se um custo projetado de US\$ 52,56/kWh para a tecnologia.

Além da redução tecnológica, a carga tributária representa um dos principais componentes do custo final dos sistemas de armazenamento no Brasil. De acordo com a Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia (ABSAE, 2025), sistemas BESS importados enquadrados na NCM 8504.40.40 estão sujeitos a uma carga tributária bruta de aproximadamente 70,8%, composta por Imposto de Importação (16,0%), IPI (9,75%), PIS (2,10%), COFINS (10,65%) e ICMS (18,0%). A mesma publicação apresenta um cenário tributário equivalente ao aplicado aos equipamentos de geração fotovoltaica, no qual a carga tributária total é reduzida para aproximadamente 23,0%, composta por Imposto de Importação (11,20%), IPI (0,00%), PIS (2,10%), COFINS (9,65%) e ICMS (0,00%).

Com base nessas premissas, foi considerado um cenário prospectivo em que os sistemas BESS passam a usufruir de tratamento tributário semelhante ao adotado para equipamentos fotovoltaicos. Assim, a combinação da redução de 28% no custo da tecnologia com a carga tributária de 23,0% resultou em um custo estimado de R\$ 329,71/kWh, considerando o valor base de US\$ 52,56/kWh e a taxa de câmbio de R\$ 5,10/US\$. Mantidas as premissas de TMA de 6% ao ano e OPEX anual equivalente a 1% do CAPEX, os resultados econômicos obtidos para o cenário de recuperação de 50% da energia submetida ao *curtailment* são apresentados na Tabela 38.

Tabela 38 - Análise Econômica do Cenário de 50%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	-	-	-	-	-	-142.401,75	-
1	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	13.165,39	-129.236,35	6%
2	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	12.420,18	-116.816,17	6%
3	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	11.717,15	-105.099,02	6%
4	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	11.053,92	-94.045,10	6%
5	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	10.428,23	-83.616,87	6%
6	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	9.837,95	-73.778,93	6%
7	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	9.281,08	-64.497,84	6%
8	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	8.755,74	-55.742,10	6%
9	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	8.260,13	-47.481,97	6%
10	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	7.792,58	-39.689,40	6%
11	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	7.351,49	-32.337,91	6%
12	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	6.935,37	-25.402,54	6%
13	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	6.542,80	-18.859,74	6%
14	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	6.172,45	-12.687,29	6%
15	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	5.823,07	-6.864,23	6%
16	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	5.493,46	-1.370,77	6%
17	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	5.182,51	3.811,74	6%
18	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	4.889,16	8.700,90	6%
19	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	4.612,41	13.313,31	6%
20	1.424,02	11.728,54	27.107,87	13.955,32	4.351,33	17.664,65	6%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados apresentados na Tabela 39 evidenciam uma mudança significativa na viabilidade econômica do projeto. A combinação entre a redução dos custos tecnológicos projetada pelo NREL (2025) de 28% e a adoção de uma estrutura tributária semelhante à aplicada aos equipamentos fotovoltaicos reduziu o valor do equipamento para R\$ 329,71/kWh e consequentemente o CAPEX para R\$ 142.401.749,00. Esse valor é aproximadamente 83% inferior ao cenário originalmente baseado nos custos da EPE (2025) de R\$ 1920/kWh. Como consequência, o VPL torna-se positivo em R\$ 17.664.646,86, a TIR alcança 7,30% ao ano e supera a TMA de 6% ao ano. Além disso, o *payback* descontado ocorre no 17º ano de operação. Esses resultados indicam que a viabilidade econômica dos sistemas BESS está fortemente associada à redução dos custos de investimento e à implementação de mecanismos de incentivo tributário.

Tabela 39 - Indicadores Econômicos do Cenário de 50%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 142.401.749,00
Receita bruta anual	R\$ 27.107.870,40
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 1.424.017,49
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 13.955.317,81
TMA	6,00% a.a.
VPL	R\$ 17.664.646,86
<i>Payback simples</i>	10 anos
<i>Payback descontado</i>	17 anos
TIR	7,30% a.a.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A Tabela 40 apresenta o fluxo de caixa descontado obtido para o cenário de recuperação de 30% considerando o cenário prospectivo de redução dos custos tecnológicos e adoção de incentivos tributários. Observa-se uma redução significativa do investimento inicial para R\$ 84.328.278,15 e uma melhora dos indicadores econômicos em relação aos cenários anteriormente analisados. Contudo, o fluxo de caixa gerado ainda não é suficiente para recuperar o investimento dentro do horizonte de 20 anos, resultando em VPL negativo ao final do período analisado.

Tabela 40 - Análise Econômica do Cenário de 30%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	-	-	-	-	-	-84.328,28	-
1	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	4.534,60	-79.793,68	6,00%
2	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	4.277,93	-75.515,75	6,00%
3	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	4.035,78	-71.479,97	6,00%
4	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	3.807,34	-67.672,63	6,00%
5	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	3.591,83	-64.080,80	6,00%
6	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	3.388,52	-60.692,29	6,00%
7	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	3.196,72	-57.495,57	6,00%
8	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	3.015,77	-54.479,80	6,00%
9	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.845,07	-51.634,74	6,00%
10	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.684,02	-48.950,71	6,00%
11	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.532,10	-46.418,62	6,00%
12	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.388,77	-44.029,84	6,00%
13	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.253,56	-41.776,29	6,00%
14	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.126,00	-39.650,29	6,00%
15	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	2.005,66	-37.644,63	6,00%
16	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	1.892,13	-35.752,50	6,00%
17	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	1.785,03	-33.967,47	6,00%
18	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	1.683,99	-32.283,48	6,00%
19	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	1.588,67	-30.694,81	6,00%
20	843,28	11.728,54	17.378,50	4.806,68	1.498,74	-29.196,07	6,00%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Apesar da redução significativa dos custos de investimento, os resultados apresentados na Tabela 41 indicam que o cenário de recuperação de 30% ainda não atinge viabilidade econômica. O VPL permanece negativo em R\$ 29.196.066,38 e a TIR de 0,65% permanece abaixo da TMA adotada. Dessa forma, embora haja melhora expressiva em relação aos cenários anteriores, a recuperação de apenas 30% da energia submetida ao *curtailment* ainda não é suficiente para justificar economicamente o investimento.

Tabela 41 - Indicadores Econômicos do Cenário de 30%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 84.328.278,15
Receita bruta anual	R\$ 17.378.495,34
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 843.282,78
Fluxo de caixa líquido anual	R\$ 4.806.677,46
TMA	6,00% a.a.
VPL	-R\$ 33.858.662,3
<i>Payback simples</i>	19 anos
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	0,75% a.a

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A Tabela 42 apresenta o fluxo de caixa descontado para o cenário de recuperação de 10% considerando as mesmas premissas de redução tecnológica e desoneração tributária. Apesar da redução do investimento inicial para R\$ 28.109.426,05, a receita obtida pela comercialização da energia recuperada permanece insuficiente para compensar os custos de aquisição de energia e operação do sistema. Como consequência, o fluxo de caixa líquido anual permanece negativo durante todo o horizonte de análise, mantendo a inviabilidade econômica do empreendimento.

Tabela 42 - Análise Econômica do Cenário de 10%

Ano	OPEX (R\$ mil)	Compra PLD (R\$ mil)	Venda PLD (R\$ mil)	Fluxo de Caixa (R\$ mil)	FC Descontado (R\$ mil)	Acumulado Descontado (R\$ mil)	TMA
0	-	-	-	-	-	-28.109,43	-
1	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-5.857,03	-33.966,46	6,00%
2	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-5.525,50	-39.491,96	6,00%
3	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-5.212,74	-44.704,70	6,00%
4	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-4.917,68	-49.622,38	6,00%
5	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-4.639,32	-54.261,70	6,00%
6	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-4.376,72	-58.638,41	6,00%
7	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-4.128,98	-62.767,39	6,00%
8	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-3.895,26	-66.662,65	6,00%
9	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-3.674,78	-70.337,43	6,00%
10	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-3.466,77	-73.804,20	6,00%
11	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-3.270,54	-77.074,73	6,00%
12	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-3.085,41	-80.160,14	6,00%
13	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.910,77	-83.070,91	6,00%
14	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.746,01	-85.816,92	6,00%
15	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.590,57	-88.407,49	6,00%
16	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.443,94	-90.851,42	6,00%
17	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.305,60	-93.157,02	6,00%
18	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.175,09	-95.332,12	6,00%
19	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-2.051,98	-97.384,09	6,00%
20	281,09	11.728,54	5.801,17	-6.208,46	-1.935,83	-99.319,92	6,00%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados da Tabela 43 demonstram que o cenário de recuperação de 10% permanece economicamente inviável mesmo sob premissas otimistas de redução tecnológica e tributária. O fluxo de caixa líquido anual continua negativo, impossibilitando a recuperação do investimento e resultando em VPL negativo ao final do horizonte analisado.

Tabela 43 - Indicadores Econômicos do Cenário de 10%

Indicador Econômico	Resultado
CAPEX	R\$ 28.109.426,05
Receita bruta anual	R\$ 5.801.174,28
Compra PLD anual	R\$ 11.728.535,10
OPEX anual	R\$ 281.094,26
Fluxo de caixa líquido anual	-R\$ 6.208.455,08
TMA	6,00% a.a.
VPL	-R\$ 99.319.916,71
<i>Payback simples</i>	Não ocorre
<i>Payback descontado</i>	Não ocorre em 20 anos
TIR	Não aplicável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados apresentados evidenciam que a redução dos custos tecnológicos e da carga tributária exerce influência significativa sobre a viabilidade econômica dos sistemas BESS. Portanto, conclui-se que sob as mesmas premissas otimistas, apenas o cenário de recuperação de 50% da energia submetida ao *curtailment* apresentou indicadores econômicos favoráveis, enquanto os cenários de 30% e 10% permaneceram inviáveis dentro do horizonte de análise considerado.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos demonstram que a viabilidade econômica dos sistemas BESS para recuperação da energia submetida ao *curtailment* é fortemente dependente do custo de investimento da tecnologia e do volume de energia efetivamente recuperado. Nos cenários avaliados, considerando o custo de investimento de R\$ 1.920,00/kWh adotado pela EPE (2025), nenhum dos níveis de recuperação analisados de 10%, 30% e 50%, apresentou indicadores financeiros satisfatórios. Em todos os casos, os valores de VPL permaneceram negativos, a TIR foi inferior à TMA adotada e não houve ocorrência de *payback* descontado dentro do horizonte de análise de 20 anos.

Embora os cenários de recuperação de 50% e 30% tenham apresentado saldo operacional positivo entre receitas e despesas com energia, os ganhos obtidos não foram suficientes para compensar o elevado investimento inicial requerido pelo sistema BESS. O cenário de 50% apresentou o melhor desempenho econômico, com fluxo de caixa líquido anual de R\$ 7,09 milhões. Entretanto, diante de um investimento inicial superior a R\$ 829 milhões, o projeto resultou em VPL negativo de R\$ 747,96 milhões e *payback* simples de 117 anos, evidenciando sua inviabilidade econômica nas condições atuais de mercado.

No cenário de recuperação de 30%, a redução proporcional do investimento foi acompanhada por menor receita anual, reduzindo o fluxo de caixa líquido para aproximadamente R\$ 739 mil. Como consequência, o empreendimento apresentou *payback* simples de 664 anos e VPL negativo de R\$ 482,59 milhões. Já o cenário de recuperação de 10% mostrou o pior desempenho, pois a receita obtida não foi suficiente para cobrir os custos operacionais e de aquisição de energia no MCP, resultando em fluxo de caixa negativo durante todo o horizonte de análise.

A Tabela 44 resume os indicadores econômicos dos cenários avaliados, evidenciando que o aumento da taxa de recuperação da energia submetida ao *curtailment* resulta em melhoria dos indicadores financeiros, sem, contudo, tornar o investimento economicamente viável nas condições de custo adotadas.

Tabela 44 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 1.920,00/kWh

Indicador	Recuperação 10%	Recuperação 30%	Recuperação 50%
CAPEX (R\$ mil)	163.689,60	491.068,80	829.248,00
OPEX (R\$ mil)	1.636,89	4.910,68	8.292,48
Receita anual PLD (R\$ mil)	5.801,17	17.378,50	27.107,87
Despesas anual PLD (R\$ mil)	11.728,53	11.728,53	11.728,53
FCL Anual (R\$ mil)	-7.564,26	739,27	7.086,86
VPL (R\$ mil)	-250.451,03	-482.589,41	-747.962,33
TIR (% a.a.)	Não Aplicável	-22,10%	-13,00%
Payback Simples	Não ocorre	664 anos	117 anos
Payback Descontado	Não ocorre	Não ocorre	Não ocorre
Situação Econômica	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise de sensibilidade foi realizada com base nos custos de implantação de sistemas BESS reportados por Colthorpe (2025) para o mercado chinês, equivalentes a US\$ 73/kWh. Após a aplicação da carga tributária brasileira de 70,8%, conforme premissa adotada pela EPE (2025), obteve-se um custo de investimento de R\$ 635,86/kWh. Em comparação ao cenário de referência da EPE (2025), que considera um CAPEX para o R\$ 1.920,00/kWh, observou-se uma redução aproximada de 67% no investimento inicial.

Entretanto, considerando os três níveis de recuperação da energia submetida ao *curtailment* de 10%, 30% e 50%, verificou-se que nenhum dos cenários apresentou viabilidade econômica. Embora a redução do CAPEX tenha promovido melhora significativa dos indicadores financeiros, todos os cenários permaneceram com VPL negativo, TIR inferior à TMA adotada e ausência de *payback* descontado no horizonte de análise de 20 anos.

Embora os cenários de recuperação de 50% e 30% tenham apresentado aumento do fluxo de caixa líquido anual em relação ao cenário de referência, os ganhos obtidos ainda não foram suficientes para compensar o investimento inicial requerido pelo sistema BESS. O cenário de 50% apresentou o melhor desempenho econômico, com fluxo de caixa líquido anual de R\$ 12,63 milhões. Entretanto, mesmo com a redução do investimento inicial para R\$ 274,63 milhões, o projeto resultou em VPL negativo de R\$ 129,73 milhões e *payback* simples de 22 anos, evidenciando sua inviabilidade econômica nas condições analisadas.

No cenário de recuperação de 30%, a redução proporcional do investimento foi acompanhada por um fluxo de caixa líquido anual de aproximadamente R\$ 4,02 milhões. Como consequência, o empreendimento apresentou *payback* simples de 40 anos, VPL negativo de R\$ 116,48 milhões e TIR inferior à TMA. Já o cenário de recuperação de 10% apresentou novamente o pior desempenho, pois a receita obtida não foi suficiente para cobrir os custos operacionais e de aquisição de energia no MCP, resultando em fluxo de caixa negativo durante todo o horizonte de análise.

A Tabela 45 resume os indicadores econômicos dos cenários avaliados, evidenciando que o aumento da taxa de recuperação da energia submetida ao *curtailment* resulta em melhoria dos indicadores financeiros, sem, contudo, tornar o investimento economicamente viável nas condições de custo adotadas.

Tabela 45 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 635,86/kWh

Indicador	Recuperação 10%	Recuperação 30%	Recuperação 50%
CAPEX (R\$ mil)	54.210,24	162.630,73	274.627,93
OPEX (R\$ mil)	542,10	1.626,31	2.746,28
Receita anual PLD (R\$ mil)	5.801,17	17.378,50	27.107,87
Despesas anual PLD (R\$ mil)	11.728,53	11.728,53	11.728,53
FCL Anual (R\$ mil)	-6.469,46	4.023,65	12.633,06
VPL (R\$ mil)	-128.414,48	-116.479,75	-129.727,78
TIR (% a.a.)	Não Aplicável	-5,93%	-0,78%
Payback Simples	Não ocorre	40 anos	22 anos
Payback Descontado	Não ocorre	Não ocorre	Não ocorre
Situação Econômica	Inviável	Inviável	Inviável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise prospectiva foi realizada considerando a combinação entre a redução dos custos tecnológicos projetada pelo NREL (2025) e a adoção de uma estrutura tributária semelhante à aplicada aos equipamentos de geração fotovoltaica no Brasil, conforme proposta pela ABSAE (2025). Nessas condições, o custo de investimento foi reduzido para R\$ 329,71/kWh, representando uma diminuição de aproximadamente 83% em relação ao valor de referência adotado pela EPE (2025) de R\$ 1.920,00/kWh.

Os resultados obtidos demonstram uma mudança significativa no comportamento econômico dos sistemas BESS para recuperação da energia submetida ao *curtailment*. Diferentemente dos cenários anteriores, a combinação

entre a redução dos custos tecnológicos e da carga tributária permitiu que o cenário de recuperação de 50% atingisse viabilidade econômica. Entretanto, os cenários de recuperação de 30% e 10% permaneceram economicamente inviáveis, apresentando VPL negativo, TIR inferior à TMA e ausência de *payback* descontado no horizonte de análise de 20 anos.

Embora os cenários de recuperação de 50% e 30% tenham apresentado melhora expressiva dos indicadores financeiros em relação aos cenários anteriores, apenas o cenário de 50% gerou retorno suficiente para remunerar o investimento inicial. Com um fluxo de caixa líquido anual de R\$ 13,96 milhões e um CAPEX reduzido para R\$ 142,40 milhões, o projeto passou a apresentar VPL positivo de R\$ 17,66 milhões, TIR de 7,30% ao ano, superior à TMA adotada, além de *payback* simples de 10 anos e *payback* descontado no 17º ano, caracterizando sua viabilidade econômica nas premissas consideradas.

No cenário de recuperação de 30%, a redução proporcional do investimento foi acompanhada por um fluxo de caixa líquido anual de aproximadamente R\$ 4,81 milhões. Como consequência, o empreendimento apresentou *payback* simples de 19 anos, VPL negativo de R\$ 33,86 milhões e TIR de 0,75% ao ano. Já o cenário de recuperação de 10% apresentou novamente o pior desempenho, pois a receita obtida não foi suficiente para cobrir os custos operacionais e de aquisição de energia no MCP, resultando em fluxo de caixa negativo durante todo o horizonte de análise.

A Tabela 46 resume os indicadores econômicos dos cenários avaliados, evidenciando que o aumento da taxa de recuperação da energia submetida ao *curtailment* resulta em melhoria dos indicadores financeiros, sem, contudo, tornar o investimento economicamente viável nas condições de custo adotadas.

Tabela 46 - Resumo dos indicadores econômicos para o CAPEX de R\$ 329,71/kWh

Indicador	Recuperação 10%	Recuperação 30%	Recuperação 50%
CAPEX (R\$ mil)	28.109,43	84.328,28	142.401,75
OPEX (R\$ mil)	281,09	843,28	1.424,02
Receita anual PLD (R\$ mil)	5.801,17	17.378,50	27.107,87
Despesas anual PLD (R\$ mil)	11.728,53	11.728,53	11.728,53
FCL Anual (R\$ mil)	-6.208,46	4.806,68	13.955,32
VPL (R\$ mil)	-99.319,92	-33.858,66	17.664,65
TIR (% a.a.)	Não Aplicável	0,75%	7,30%
Payback Simples	Não ocorre	19 anos	10 anos
Payback Descontado	Não ocorre	Não ocorre	17 anos
Situação Econômica	Inviável	Inviável	Viável

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Os resultados obtidos indicam que a principal barreira para a implantação de sistemas BESS voltados à recuperação da energia submetida ao *curtailment*, não estão relacionadas ao potencial técnico da tecnologia, mas ao elevado custo de investimento atualmente praticado no mercado nacional. A comparação entre os três cenários avaliados demonstra que a redução do CAPEX exerce influência decisiva sobre a viabilidade econômica do empreendimento. Enquanto os cenários baseados nos custos atuais permaneceram economicamente inviáveis, a combinação entre a redução dos custos tecnológicos e a desoneração tributária permitiu que o cenário de recuperação de 50% atingisse indicadores financeiros satisfatórios. Esses resultados evidenciam que futuras reduções do CAPEX, associadas à implementação de políticas de incentivo tributário e à redução dos custos da tecnologia, poderão desempenhar papel decisivo na viabilização econômica de sistemas BESS destinados à recuperação da energia submetida ao *curtailment*, especialmente em empreendimentos com elevados volumes de energia restringida e maior potencial de arbitragem temporal no mercado de energia.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se avaliar a viabilidade econômica da utilização do BESS exclusivamente para atendimento de contratos firmados no Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). Nessa abordagem, a energia submetida ao *curtailment* deixaria de ser analisada sob a ótica da arbitragem temporal e passaria a ser utilizada como insumo para carregamento do sistema de armazenamento, com o objetivo de manter uma capacidade energética disponível para despacho quando solicitada pelo ONS. Assim, estudos futuros poderiam verificar se a remuneração contratual pela disponibilidade de potência no LRCAP seria

suficiente para compensar os custos de implantação, operação e manutenção do BESS ao longo do período contratual.

REFERÊNCIAS

- ABB. **Battery energy storage systems (BESS) basics**. Electrification US, ago. 2022. Disponível em: <https://electrification.us.abb.com/back-to-basics/battery-energy-storage-systems-bess-basics>. Acesso em: 20 nov. 2025.
- ABNT. **ABNT NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica - Terminologia. 18 maio. 2023. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/736013459/ABNT-NBR-10899-2023-Energia-Solar-Fotovoltaica-Terminologia>. Acesso em: 10 nov. 2025.
- ABU-RUB, Haitham; MALINOWSKI, Mariusz; AL-HADDAD, Kamal. **Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications**. Chichester: John Wiley & Sons, 2014. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/9781118755525.fmatter>. Acesso em: 28 jun. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Armazenamento de Energia: ANEEL encerra Consulta Pública e aprova regras sobre a cobrança pelo uso da rede**. Brasília, DF: ANEEL, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/armazenamento-de-energia-aneel-encerra-consulta-publica-e-aprova-regras-sobre-a-cobranca-pelo-uso-da-rede>. Acesso em: 30 jun. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília, DF: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 30 jun. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, revoga as Resoluções Normativas nº 249, de 11 de agosto de 1998; nº 271, de 19 de agosto de 1998; nº 18, de 28 de janeiro de 1999 e dá outras providências**. Brasília, DF: ANEEL, 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2026.
- AGOSTINHO, Casimiro W.. **Orientação automática de módulos fotovoltaicos para o acompanhamento do movimento sazonal do Sol utilizando controle inteligente**. 2023. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/items/4b8672c0-9275-4c56-b75a-6a39f0c7204f>. Acesso em: 28 jun. 2026.
- ALENCAR, Rayssa F. **Estudo comparativo de desempenho entre acumuladores íon-lítio e chumbo-ácido para uso na energia solar residencial off-grid**. 2022. 80 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2022. Disponível em: https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/26715/1/RayssaFerreiraAlencar_Dissert.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.

ASIAN DEVELOPMENT BANK. **Handbook on Battery Energy Storage System**. Manila: Asian Development Bank: ADB dez. 2018. Disponível em: <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2026.

ASSAF Neto, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2014. Disponível em: <https://biblioteca.faculdadeunimed.edu.br/uploads/arquivo/1714081400.pdf>. Acesso em: 01 maio 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Cartilha do Mercado Livre de Energia**. 2. ed. Brasília, DF: ABRACEEL, 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-Mercado-Livre-de-Energia-Edicao-2-2024-1.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2026.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE SOLUÇÕES DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA. **Estudo sobre o potencial do mercado brasileiro de armazenamento de energia**. São Paulo: ABSAE, ago. 2025. Disponível em: <https://www.absae.org.br/post/absae-lan%C3%A7a-estudo-de-mercado-de-armazenamento-de-energia-durante-a-intersolar-south-america-2025>. Acesso em: 30 jun. 2026.

BASTOS, Renan F. **Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido) e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistemas de Geração Distribuída**. 2013. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013. Disponível em: <http://repositorio.eesc.usp.br/handle/RIEESC/3741>. Acesso em: 10 nov. 2025.

BERWANGER, Diego. **Desenvolvimento de um sistema fotovoltaico com rastreador solar de um eixo instalado em uma propriedade rural conectado à rede**. 2019. 79 f. Dissertação (Mestrado de Energia na Agricultura) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Paraná, 2019. Disponível em: https://tede.unioeste.br/bitstream/tede/4593/5/Diego_Berwanger_2019.pdf. Acesso em: 08 nov. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 8.631, de 4 de março de 1993, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 30 jun. 2026.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 jul. 2004b. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 30 jun. 2026.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025. Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias e dá outras providências. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 25 nov. 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm. Acesso em: 30 jun. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 30 jun. 2026.

CAMPOS, Felipe M.; ARAÚJO, Danielly N.; TOLEDO, Olga M.; FERNANDES, Lucas do E. S.; BORBA, Ana T. A. Tecnologias e Aplicações de Sistemas de Armazenamento de Energia para Suporte à Integração de Fontes Renováveis no Brasil. **IX Congresso Brasileiro de Energia Solar**, maio 2022. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/376029053_Tecnologias_e_aplicacoes_de_sistemas_de_armazenamento_de_energia_para_suporte_a_integracao_de_fontes_renovaveis_no_Brasil. Acesso em: 20 nov. 2025.

CANAL SOLAR. **Diferença entre módulos bifaciais e monofaciais.** 21 jul. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diferenca-entre-modulos-bifaciais-e-monofaciais/>. Acesso em: 28 jun. 2026.

CANAL SOLAR. **Entendendo as curvas IV e PV dos módulos fotovoltaicos.** 10 mar. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/entendendo-as-curvas-iv-e-pv-dos-modulos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 28 jun. 2026.

CARNEIRO, R. L.; MOLINA, J. H. A.; ANTONIASSI, B.; MAGDALENA, A. G.; PINTO, E. M. Aspectos essenciais das Baterias Chumbo-Ácido e Princípios Físico-Químicos e Termodinâmicos do seu Funcionamento. **Revista Virtual de Química**, Bauru, jun. 2017. Disponível em: <http://static.sites.s bq.org.br/rvq.s bq.org.br/pdf/v9n3a06.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Painel de preços: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).** São Paulo: CCEE 2026c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 14 jun. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização: Liquidação.** Caderno de Regras, versão 2026.2.0. São Paulo:

CCEE, 2026a. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/documents/80415/31066463/11%20-%20Liquida%C3%A7%C3%A3o_2026.2.0_FEV.pdf/f88a9809-84b1-34d1-8eb9-0222f5d6d00b. Acesso em: 30 jun. 2026.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de Comercialização: Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)**. Caderno de Regras, versão 2026.1.0. São Paulo: CCEE, 2026b. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/31001809/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2026.1.0_JAN.pdf/f5c5a604-2eab-2062-3fc9-c3b9d47eecfb. Acesso em: 30 jun. 2026.

COLTHORPE, Andy. **Battery storage system prices continue to fall sharply, BNEF and Ember reports find**. Energy-Storage.news, 16 dez. 2025. Disponível em: <https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find/>. Acesso em: 21 jun. 2026.

CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 19 nov. 2025.

CRESESB. **Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2006. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.

CUNHA, Odair S.; BAIDYA, Tara K. N.; DALBEM, Marta C.; SILVA, Lucimeire C. Avaliar a viabilidade de micro geração de energia solar fotovoltaica distribuída na cidade do Rio de Janeiro com o emprego de Opções Reais. **SIMPOSIO DE EXCELENCIA EM GESTÃO E TECNOLOGIA AEDB, XIV SEGET**, Resende, RJ. Resende, RJ: Associação Educacional Dom Bosco, 2017. Disponível em: <https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos17/522545.pdf>. Acesso em: 05 out. 2025.

DAL BEM, Julio C. T.; BARBI, Ivo; NORMEY-RICO, Julio E.; RUTHER, Ricardo. **Solução para bombeamento de água em propriedades rurais utilizando energia solar fotovoltaica**. Revista Brasileira de Energia Solar, Florianópolis, v. 7, n. 1, p. 50–57, 2016. Disponível em: <https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/146/144>. Acesso em: 28 jun. 2026.

DELINE, C.; MACALPINE, S.; MARION, B.; TOOR, F.; ASGHARZADEH, A.; STEIN, J. S. **Evaluation and Field Assessment of Bifacial Photovoltaic Module Power Rating Methodologies**. IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 43., 2016, Portland, 2016. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66496.pdf>. Acesso em: 28 jun. 2026.

EATON. **Integrated Power Assemblies (E-House)**. Beachwood, OH, 2022. Disponível em: <https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/low-voltage-power->

distribution-controls-systems/integrated-power-assemblies-e-house.html. Acesso em: 28 jun. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Caderno Micro e Minigeração Distribuída e Baterias: Projeções 2035**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-894/Caderno_MMGD_Baterias_2035_v2025.07.31.pdf. Acesso em: 30 jun. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas de armazenamento em baterias: aplicações e questões relevantes para o planejamento**. Rio de Janeiro: EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-441/EPE-DEE-NT-098_2019_Baterias%20no%20planejamento.pdf. Acesso em: 30 jun. 2026.

ENERGES. **Entenda como funciona o Seguidor Solar (Tracker)**. [S. l.], 4 maio 2021. Disponível em: <https://ecoenergias.com.br/blog/tracker-rastreador-solar-vantagens-desvantagens/>. Acesso em: 28 jun. 2026.

ESRAM, Trishan; CHAPMAN, Patrick L. **Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 22, n. 2, p. 439-449, 2007. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/3270653_Comparison_of_Photovoltaic_Array_Maximum_Power_Point_Tracking_Techniques. Acesso em: 28 jun. 2026.

FADIGAS, Eliane A. F. A. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica**. São Paulo: Grupo de Energia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (GEPEA/USP), 2012. Disponível em: <https://pt.slideshare.net/slideshow/apostila-energia-solar-fotovoltaica-fundamentos-converso-e-viabilidade-tnicoeconmica/59610339>. Acesso em: 28 jun. 2026.

FAN, Zhenyu; HORGER, Tim; BASTIAN, Jeff; OTT, Andrew. **An Overview of PJM Energy Market Design and Development**. IEEE, Nanjing, China. Anais [...]. Nanjing: IEEE, 2008. p. 12–17. Disponível em: <https://www.projetouhr.com.br/assets/docs/EUA/PJM/Overview%20PJM%20article.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2026.

GYCX SOLAR. What is the difference between a battery and a BESS? 27 maio 2025. Disponível em: <https://gycxsolar.com/what-is-the-difference-between-a-battery-and-a-bess/>. Acesso em: 10 jun. 2026.

Federal Energy Regulatory Commission. **Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators: Order No. 841**. Washington, DC: FERC 2018. 243 p. Disponível em: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/Order-841.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2026.

FEIJÃO, Verônica R. **Análise estocástica de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias para grandes consumidores no ambiente de contratação regulado**. 2021. 107 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de

Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/57264/57264.PDF>. Acesso em: 05 out.2025.

FERRONI, Felipe M. **Inversor de tensão senoidal microcontrolado por arduino**. 2018. 76 f. Monografia de Conclusão de Curso (Bacharelado de Engenheiro de Controle e Automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Campus Ouro Preto, Ouro Preto, 2018. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1351/1/MONOGRAFIA_InversorTensãoSenoidal.pdf. Acesso em: 09 nov. 2025.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de administração financeira**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. Disponível em: https://www.academia.edu/45095065/Principios_da_Administracao_Financeira_Gitman. Acesso em: 01 maio 2026.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://maps.google.com>. Acesso em: 29 jun. 2026.

GODOI, Rodolfo R. **Análise Comparativa de Desempenho de Inversor String e Microinversor**. 2018. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia de Automação e Controle) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/24118/1/AnaliseComparativaDesempenho.pdf>. Acesso em: 09 nov. 2025.

HAAPALA, Petri. **Techno-economic analysis of large battery energy storage system**. 2025. 84 f. Dissertação (Master's Programme in Renewable Electrical Energy Technologies) – Faculty of Information Technology and Communication Sciences, Tampere University, Tampere, Finlândia, 2025. Disponível em: Trepo – Techno-economic analysis of large battery energy storage system. Acesso em: 29 jun. 2026.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Analysis and forecast to 2026** Paris. França: IEA, 2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6b2fd954-2017-408e-bf08-952fdd62118a/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>. Acesso em: 05 out. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications**. Paris, França: IEA, 2021. Disponível em: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf. Acesso em: 28 jun. 2026.

INTERNATIONAL FINANCE CORPORATION. **Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide**. Washington, DC: IFC, 2015. Disponível em: https://www.ppiaf.org/sites/default/files/documents/2015-01/IFC_Solar_Report_Web__08_05.pdf. Acesso em: 28 jun. 2026.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.** Rio de Janeiro/Rio de Janeiro. Brasil: IPEA, 2018. Disponível em: https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/TDs/td_2388.pdf. Acesso em: 05 out. 2025.

KNIRSCH, T. *et al.* **Caminhos para sustentabilidade.** Rio de Janeiro: Fundação Konrad Adenauer, 2012. Disponível em: https://www.kas.de/c/document_library/get_file?uuid=b7e2f407-ff81-0d0a-b5f6-d83c0682d417&groupId=265553. Acesso em: 05 out. 2025.

LEMONS JÚNIOR, Antonio C.; SILVA, Leandro A.; SANTOS, Marcelo S.; SILVA, Michelle P. B.. **Rastreador solar e comparação de eficiência na geração fotovoltaica.** Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, São Paulo, ano 5, ed. 8, v. 13, p. 44-62, ago. 2020. Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/rastreador-solar>. Acesso em: 28 jun. 2026.

MARQUES FILHO, Edson P.; OLIVEIRA, Amauri P.; VITA, Willian A.; MESQUITA, Francisco L.L.; CODATO, Georgia; ESCOBEDO, João F.; CASSOL, Mariana; FRANÇA, José R. A. **Global, diffuse and direct solar radiation at the surface in the city of Rio de Janeiro: Observational characterization and empirical modeling.** ELSEVIER Renewable Energ, Amsterdam, dez. 2015. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/a0a712e2-dd29-414d-9244-c13266994387/content>. Acesso em: 10 out. 2025.

MENDES, Ivens G. O. C. **Análise da utilização de sistemas de armazenamento de energia na suavização da curva de geração de uma usina fotovoltaica.** 2024. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/79475>. Acesso em: 09 out. 2025.

MICHELI, Leonardo; SORIA-MOYA, Alberto; TALAVERA, Diego L.; ABBASI, Behnam; FERNÁNDEZ, Eduardo F. **Sustainable Energy Technologies and Assessments.** Energy and economic implications of photovoltaic curtailment: current status and future scenarios, mar. 2025. Sustainable Energy Technologies and Assessments. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138825002450>. Acesso em: 05 out. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Manual de boas práticas em sistemas de armazenamento de energia.** Distrito Federal/Brasília. Brasil: MME, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/ee/publicacoes-e-estudos/manual-de-boas-praticas-em-sae.pdf>. Acesso em: 20 out. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 Distrito Federal/Brasília.** Brasil: MME/EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados>

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034_Aprovado.pdf. Acesso em: 05 out. 2025.

MOHAN, Ned. **Power Electronics: Converters, Applications, and Design**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1995.

MONTIEL, Pedro H.A.; OLIVEIRA, Guilherme B.; TREMURA, Renan F. **Sistemas de armazenamento de energia em baterias BESS: implementação em pequenas e grandes gerações**. ÂNIMA, [S.l.], 2024. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/items/b4d26b5f-c53d-425d-9182-57a37de1a62f>. Acesso em: 05 out. 2025.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update**. Golden, CO: NREL, 2025. Disponível em: <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/cost-projections-for-utility-scale-battery-storage-2025-update/>. Acesso em: 30 jun. 2026.

OLIVEIRA, Fernando M. **Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas**. 2015. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procopio, 2015. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/3211/1/CP_PPGE_M_Oliveira%2c%20Fernando%20Marcos%20de_2015.pdf. Acesso em: 05 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Dados de restrição de operação por constrained-off de usinas fotovoltaicas**. Rio de Janeiro: ONS, 2026. Disponível em: https://ons-aws-prod-opendata.s3.amazonaws.com/dataset/restricao_coff_fotovoltaica_tm/DicionarioDados_RestricaoContrainedoff_UsiFotovoltaica.pdf. Acesso em: 13 jun. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil Rio de Janeiro/Cidade Nova**. Brasil: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf>. Acesso em: 05 out. 2025.

O'SHAUGHNESSY, Eric; CRUCE, Jesse; XU, Kaifeng. Rethinking solar PV contracts in a world of increasing curtailment risk. **Energy Economics**, [S.l.], jun. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105264>. Acesso em: 05 out. 2025.

PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY. **Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment**. Richland, WA: PNNL, 2022. Disponível em: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>. Acesso em: 29 jun. 2026.

PAOLINI, Marcelo. **Análise de viabilidade de projetos híbridos de geração solar e eólica com armazenamento de energia**. 2024. 42 f. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Gestão Estratégica em Energias Naturais Renováveis) – Setor de Ciências Agrárias, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2024. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/xmlui/handle/1884/87974>. Acesso em: 08 out. 2025.

PHAP, Vu M.; HANG, Le T. T.. **Comparison of Central Inverter and String Inverter for Solar Power Plant: Case Study in Vietnam**. Journal of Nuclear Engineering & Technology, v. 9, n. 3, p. 11–23, 2019. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/338607739_Comparison_of_Central_Inverter_and_String_Inverter_for_Solar_Power_Plant_Case_Study_in_Vietnam. Acesso em: 28 jun. 2026.

PINTO, Gustavo Xavier de Andrade. **Investigating the potential for battery energy storage system in distributed photovoltaic generation on public buildings in Brazil**. 2024. 140 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/260959>. Acesso em: 08 out. 2025.

PUSCEDDU, Elian; ZAKERI, Behnam; CASTAGNETO GISSEY, Giorgio. **Synergies between energy arbitrage and fast frequency response for battery energy storage systems**. Applied Energy, v. 283, art. 116274, 2021. Disponível em: https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/10117972/1/manuscript_storage_synergies_20201031_clean.pdf. Acesso em: 30 jun. 2026.

RAMOS, Filipe F.; ALMEIDA NETO, Jose C. S.; ALMEIDA, Fabio J. M.; VELÁZQUEZ, Silvia M. S. G.; LIMA, Bruno L. S. **Compliance Analysis of Series Arc-fault in AFCI-Equipped Inverters in Accordance with IEC 63027**. IEEE Latin America Transactions, v. 22, n. 9, p. 761–769, set. 2024. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10669358>. Acesso em: 28 jun. 2026.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos, O Potencial de Geração Solar Fotovoltaica Integrada às Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública**. Florianópolis: LABSOLAR/UFSC, 2004. Disponível em: [chrome-https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf](https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf). Acesso em: 10 nov. 2025.

SAWAI, Tomoki. The invention of rechargeable batteries: An interview with Dr. Akira Yoshino, 2019 Nobel laureate. **WIPO Magazine**, Genebra, 16 set. 2020. Seção Innovation e Development, p. 20-25. Disponível em: <https://www.wipo.int/en/web/wipo-magazine/articles/the-invention-of-rechargeable-batteries-an-interview-with-dr-akira-yoshino-2019-nobel-laureate-41566>. Acesso em: 10 nov. 2025.

SOUZA, João P. A. **Análise de sistemas de armazenamento de energia com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão**. 2020. 130 f. Dissertação de conclusão de Curso (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstreams/9a707ac9-0c23-41f2-a77c-a06f0b66c261/download>. Acesso em: 20 nov. 2025.

SUNGROW POWER SUPPLY CO., LTD. ST5015UX-2H-US / ST5015UX-4H-US: **PowerTitan 2.0 Liquid Cooled Energy Storage System** – Datasheet. Version 5. Hefei, China, 2024. Disponível em: https://info-support.sungrowpower.com/application/pdf/2024/12/07/ST5015UX-2H-US_ST5015UX-4H-US%20Datasheet.pdf. Acesso em: 29 jun. 2026.

TANT, Jeroen; GETH, Frederik; SIX, Daan; TANT, Peter; DRIESEN, Johan. Multiobjective battery storage to improve PV integration in residential distribution grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, set. 2011. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6303086>. Acesso em: 05 out. 2025.

TONIN, Fabianna S. **Caracterização de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica na Cidade de Curitiba**. 2017. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017. Disponível em: https://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2876/1/CT_PPGSE_M_Tonin%2C%20Fabianna%20Stumpf_2017.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.

URBANETZ JUNIOR, J.. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 189 f. Tese (Doutor em Engenharia Civil) - Universidade de Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013. Disponível em: https://fotovoltaica.ufsc.br/Teses/Tese_Jair_Urbanetz_Junior.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.

VALLÊRA, António M.; BRITO, Miguel Centeno. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, Lisboa, v. 28, n. 4, p. 11-15, 2005. Disponível em: <https://www.spf.pt/magazines/GFIS/76/article/472/pdf>. Acesso em: 10 nov. 2025.

VIEIRA, Júlio C. C.; VASCONCELOS, Andrea S. M.; DANTAS, Nicolau K. L.; ARAÚJO JÚNIOR, Washington; BOAVENTURA, Wallace do C.; ALVES, Danilo D. S.. **Modelos de negócios e aspectos regulatórios para inserção de sistemas de armazenamento de energia por baterias no setor elétrico brasileiro**. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 9., 2022. Anais... Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2022. p. 1439-1446. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/3072/2603. Acesso em: 30 jun. 2026.

WORLD BANK. **Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems**. Washington, DC: World Bank, 2020. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/222731592289791721/Economic-Analysis-of-Battery-Energy-Storage-Systems>. Acesso em: 30 jun. 2026.

WEG. **Manual Técnico: Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS)**. Jaraguá do Sul, Santa Catarina, 2022. Disponível em:

<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h14/h8f/WEG-standard-stock-catalog-complete-catalog-us100-brochure-english.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2025.

YANG, Zhenguo *et al.* **Electrochemical Energy Storage for Green Grid.** Washington: Chemical Reviews, 2011. Disponível em: https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/cr100290v?ref=article_openPDF. Acesso em: 10 nov. 2025.