

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E COMPUTAÇÃO

JOÃO GUILHERME CARVALHO MACHADO
VICTOR GABRIEL RODRIGUES DE REZENDE

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA TARIFA DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Goiânia

2026



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nomes completos dos autores: João Guilherme Carvalho Machado e Victor Gabriel Rodrigues de Rezende

Título do trabalho: Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Tarifa do Setor Elétrico Brasileiro

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Enes Goncalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 26/06/2026, às 15:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **João Guilherme Carvalho Machado, Discente**, em 26/06/2026, às 16:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Victor Gabriel Rodrigues De Rezende, Discente**, em 26/06/2026, às 16:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6284344** e o código CRC **14FBA5B0**.

Referência: Processo nº 23070.012265/2026-70

SEI nº 6284344

JOÃO GUILHERME CARVALHO MACHADO
VICTOR GABRIEL RODRIGUES DE REZENDE

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA TARIFA DO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Projeto Final de Curso submetido à banca examinadora do Programa de Graduação da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG), como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Machado, João Guilherme Carvalho

Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Tarifa do Setor Elétrico Brasileiro [Monografia] / João Guilherme Carvalho Machado, Victor Gabriel Rodrigues de Rezende. - 2026.

LXIII, 63 f.: 2026

Orientador: Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2026.

Apêndice.

Bibliografia.

Inclui: siglas, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Bandeiras Tarifárias. 3. Custo Marginal de Operação. 4. Curtailment. 5. Armazenamento de Energia.
I. Rezende, Victor Gabriel Rodrigues de. II. Marra, Enes Gonçalves, orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Ao(s) **vinete e seis dias** do mês de **junho** do ano de 2026 iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “Análise do Impacto da Geração Fotovoltaica na Tarifa do Setor Elétrico Brasileiro”, de autoria de João Guilherme Carvalho Machado, Matrícula 202105095, e Victor Gabriel de Rezende, Matrícula 202105133, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da UFG. Os trabalhos foram instalados pelo Prof. Enes Gonçalves Marra - orientador (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Prof. Fernando Nunes Belchior (FCT/UFG) e Prof. Igor Kopcak (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos discentes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de **10,0** (dez vírgula zero), tendo sido o TCC considerado **aprovado**.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Coordenador**, em 26/06/2026, às 15:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 26/06/2026, às 15:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Enes Goncalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 26/06/2026, às 15:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6284132** e o código CRC **637798E1**.

RESUMO

O presente trabalho analisa os impactos técnicos e econômicos da inserção massiva da energia solar fotovoltaica, nas modalidades de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e Geração Centralizada (GC), no Sistema Interligado Nacional (SIN) durante os anos de 2024 e 2025. O objetivo central consistiu em quantificar a influência dessa fonte de geração na formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e no acionamento das bandeiras tarifárias repassadas ao consumidor final. Metodologicamente, desenvolveu-se uma simulação computacional baseada nos dados do modelo DECOMP para projetar cenários hipotéticos de supressão da geração fotovoltaica e calcular os custos sistêmicos marginais. Os resultados demonstraram que a fonte solar atuou como um mecanismo contundente de amortecimento financeiro no setor elétrico, consolidando uma economia sistêmica de R\$ 11,15 bilhões em 2024 e R\$ 15,67 bilhões em 2025. No total do biênio, mitigou-se o repasse de R\$ 26,83 bilhões aos consumidores, referentes a adicionais de bandeiras tarifárias e Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Em contrapartida, a análise evidenciou o agravamento das restrições operativas decorrentes da intermitência da fonte e da elevada rampa de carga, fenômeno que elevou os cortes forçados de geração centralizada (*curtailment*) a 20,7% do potencial produtivo em 2025. Conclui-se que a manutenção dos benefícios financeiros da energia solar está diretamente condicionada à modernização infraestrutural da rede, demandando a expansão das linhas de transmissão e a regulamentação massiva de tecnologias de flexibilidade, notadamente os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) e as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, Bandeiras tarifárias, Custo Marginal de Operação, *Curtailment*, Armazenamento de energia.

ABSTRACT

This study analyzes the technical and economic impacts of the massive insertion of solar photovoltaic energy, in the modalities of Distributed Micro and Minigeneration (MMGD) and Centralized Generation (GC), into the National Interconnected System (SIN) during the 2024 and 2025 biennium. The main objective was to quantify the influence of this generation source on the formation of the Marginal Operating Cost (CMO) and on the triggering of the tariff flags passed on to the final consumer. Methodologically, a computational simulation based on data from the DECOMP model was developed to project hypothetical scenarios of photovoltaic generation suppression and to calculate the marginal systemic costs. The results demonstrated that the solar source acted as a strong financial buffering mechanism in the electricity sector, consolidating a systemic saving of BRL 11.15 billion in 2024 and BRL 15.67 billion in 2025. Over the entire biennium, the pass-through of BRL 26.83 billion to consumers was mitigated, referring to tariff flag surcharges and System Service Charges (ESS). Conversely, the analysis evidenced the exacerbation of operational constraints resulting from the source's intermittency and the steep load ramp, a phenomenon that raised the forced *curtailment* of centralized generation to 20.7% of the productive potential in 2025. It is concluded that the maintenance of the financial benefits of solar energy is directly conditioned to the infrastructural modernization of the grid, demanding the expansion of transmission lines and the massive regulation of flexibility technologies, notably Battery Energy Storage Systems (BESS) and Pumped-Storage Hydroelectricity (UHR).

Keywords: Solar photovoltaic energy, Tariff flags, Marginal Operating Cost, *Curtailment*, Energy storage.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Geração mensal por MMGD em 2024 e 2025 (GWh)	16
Tabela 2.2 - Geração mensal por GC em 2024 e 2025 (GWh)	18
Tabela 2.3 - Geração fotovoltaica total (MMGD + GC) em 2024 e 2025 (GWh)	19
Tabela 2.4 - Geração hidráulica mensal em 2024 e 2025 (GWh)	21
Tabela 3.1 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD+GC) e bandeiras tarifárias - 2024.....	30
Tabela 3.2 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD) e bandeiras tarifárias - 2024.....	30
Tabela 3.3 - PLD real vs. CMO simulado (sem GC) e bandeiras tarifárias - 2024.....	31
Tabela 3.4 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD+GC) e bandeiras tarifárias - 2025.....	32
Tabela 3.5 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD) e bandeiras tarifárias - 2025.....	33
Tabela 3.6 - PLD real vs. CMO simulado (sem GC) e bandeiras tarifárias - 2025.....	33
Tabela 3.7 - Economia financeira proporcionada pela geração solar fotovoltaica em 2024 e 2025	35

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Os 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da ONU	11
Figura 2.1 - Geração mensal por MMGD em 2024 e 2025 (GWh)	17
Figura 2.2 - Geração mensal por GC em 2024 e 2025 (GWh).....	19
Figura 2.3 - Comparativo de geração 2024 - 2025 (GWh).....	20
Figura 2.4 - Geração hidráulica 2024 - 2025 (GWh)	22
Figura 4.1 - Curva do Pato (Duck Curve) e a projeção da carga líquida diária	37
Figura 4.2 - Curva de atuação do sistema BESS no corte de pico e deslocamento temporal.	39
Figura 4.3 - Diagrama esquemático de integração de sistema BESS com acoplamento em corrente contínua	39
Figura 4.4 - Diagrama esquemático de operação de uma Usina Hidrelétrica Reversível	422

SIGLAS E ABREVIATURAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BESS – Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias)

CA – Corrente Alternada

CAISO – California Independent System Operator

CC – Corrente Contínua

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO – Custo Marginal de Operação

CVU – Custo Variável Unitário

DECOMP – Modelo de Planejamento de Curto Prazo da Operação (CEPEL)

ENA – Energia Natural Afluente

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ERA5 – ECMWF Reanalysis v5 (Reanálise Atmosférica do ECMWF, versão 5)

ESS – Encargo de Serviços do Sistema

GC – Geração Centralizada

GD – Geração Distribuída

IEA – International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

MLT – Média de Longo Termo

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

MWmed – Megawatt médio

ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONU – Organização das Nações Unidas

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PMO – Programa Mensal de Operação

PR – Performance Ratio (Taxa de Desempenho)

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIGA – Sistema de Informações de Geração

SIN – Sistema Interligado Nacional

UHE – Usina Hidrelétrica

UHR – Usina Hidrelétrica Reversível

SUMÁRIO

RESUMO.....	3
ABSTRACT	4
LISTA DE TABELAS.....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
1 INTRODUÇÃO	9
1.1 OBJETIVO GERAL	10
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
1.3 JUSTIFICATIVA	11
1.4 RELAÇÃO DO TRABALHO COM OS OBJETIVOS DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (ODS) 11	
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	12
2 PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	14
2.1 ESTIMATIVA DA GERAÇÃO POR MMGD PELO ONS E EPE	14
2.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA POR MMGD	16
2.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA POR GERAÇÃO CENTRALIZADA (GC)	17
2.4 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA TOTAL (MMGD + GC)	19
2.5 GERAÇÃO HIDRÁULICA NO SIN.....	20
2.6 REPRESENTATIVIDADE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ELÉTRICA	22
2.7 CORTES DE GERAÇÃO (<i>CURTAILMENT</i>)	23
2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	24
3 IMPACTO TARIFÁRIO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	26
3.1 CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO (CMO) E BANDEIRAS TARIFÁRIAS	26
3.2 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO	28
3.3 RESULTADOS PARA O ANO DE 2024.....	29
3.4 RESULTADOS PARA O ANO DE 2025.....	32
3.5 CUSTO EVITADO.....	34
3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	36
4 DESAFIOS OPERACIONAIS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS INTERLIGADOS	37

4.1	A DINÂMICA OPERATIVA: INTERMITÊNCIA E A RAMPA DE CARGA.....	37
4.2	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (BESS).	38
4.3	USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS (UHR).	41
4.4	AMPLIAÇÃO DA REDE E INTERCÂMBIO DE ENERGIA.....	43
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	44
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	46
	REFERÊNCIAS	48
	APÊNDICE A — CÓDIGO EM PYTHON PARA SIMULAÇÃO DO CMO E	
	BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	52

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica consolidou-se como uma das principais alternativas para a diversificação da matriz elétrica, apresentando um crescimento mundial de 3,6% anual até 2030, conforme estudo da Agência Internacional de Energia (IEA, 2026). No Brasil, o Anuário Estatístico de Energia Elétrica, desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), evidencia, em 2024, uma expansão de sua capacidade instalada em 28% em relação a 2023 (EPE, 2025). Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a fonte de geração solar atingiu 68,675 GW de capacidade instalada operacional no Brasil em 2026, representando 25,9% de toda a capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, ficando atrás apenas da fonte hídrica (ABSOLAR, 2026). A evolução tecnológica e a redução progressiva dos custos de instalação e equipamentos impulsionaram a participação da fonte fotovoltaica, tornando-a mais acessível ao público geral.

No entanto, a inserção massiva dessa fonte em um sistema tradicionalmente hidrotérmico introduz desafios operacionais ao Operador Nacional do Sistema (ONS). Devido à natureza intermitente da radiação solar, a variabilidade da geração pode resultar em excedentes de energia em horários de baixa demanda e sobrecarga na infraestrutura das linhas de transmissão. Tais condições têm levado à necessidade de intervenções sistêmicas para garantir a estabilidade da rede, como a prática de cortes na produção, fenômeno tecnicamente conhecido como *curtailment* (ONS, 2025). Em 2024, os cortes na geração fotovoltaica centralizada atingiram cerca de 13% do potencial de geração, com prejuízos estimados em R\$1 bilhão ao setor elétrico (Instituto Acende Brasil, 2025). Em 2025, o quadro se agravou significativamente, entre os meses de janeiro e outubro, 20,4% de toda a geração eólica e solar possível foi descartada, valor significativamente superior ao registrado em todo o ano anterior, com prejuízos acumulados de R\$ 5,4 bilhões no período (Canal Solar, 2025).

Além dos desafios operacionais, a inserção em larga escala da geração fotovoltaica também exerce efeitos diretos sobre os custos do sistema elétrico. A produção proveniente dessas usinas influencia o Custo Marginal de Operação (CMO), preço que reflete o custo de produzir o próximo MWh de energia no sistema. Essa variável atua na definição das bandeiras tarifárias, que são os sinais de preço repassados mensalmente à fatura de energia dos consumidores finais conforme os custos de geração vigentes. Compreender como a presença da energia solar impacta o custo da tarifa, especialmente no que rege o valor definido para as

bandeiras, é essencial para validar sua viabilidade econômica e social no contexto atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em realizar uma análise técnica e econômica do impacto da inserção da geração solar fotovoltaica, sobre o comportamento das bandeiras tarifárias no Sistema Interligado Nacional (SIN) durante os anos de 2024 e 2025.

1.2 Objetivos Específicos

- Realizar o levantamento do volume de geração fotovoltaica produzida por MMGD nos anos de 2024 e 2025;
- Realizar o levantamento do volume de geração fotovoltaica produzida por GC nos anos de 2024 e 2025
- Realizar o levantamento do volume de geração produzida por usinas hidrelétricas (UHE) no SIN nos anos de 2024 e 2025;
- Modelar cenários de supressão da energia solar fotovoltaica no SIN, isolando matematicamente a Geração Centralizada (GC), a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e o efeito combinado de ambas.
- Quantificar o impacto desses cenários na formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e verificar como essas variações alteram a definição e a arrecadação das Bandeiras Tarifárias.
- Discutir diretrizes para a mitigação dos custos identificados a partir do uso de tecnologias de armazenamento de energia. A análise abordará o papel de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) e sistemas de baterias (BESS) na modulação da rampa de carga e na estabilização dos preços.

1.3 Justificativa

O presente trabalho se fundamenta no atual cenário do setor elétrico brasileiro (SEB), visto que a geração fotovoltaica já ocupa posição de destaque na composição da matriz energética e seus efeitos sobre os custos do sistema são sentidos pelo consumidor final. O cálculo do impacto dessa fonte de energia nas tarifas, com base nos dados reais dos anos de 2024 e 2025, fornecidos pelo ONS, contribui para a busca de decisões regulatórias e técnicas acerca do planejamento energético com maior precisão. Da ótica econômica, mensurar a economia propiciada pela geração fotovoltaica na ativação de bandeiras tarifárias fornece dados concretos sobre o benefício financeiro que essa fonte representa ao sistema. No entanto, operacionalmente faz-se necessária a análise de estratégias para a utilização dessa fonte intermitente, visando o aproveitamento integral da geração solar sem comprometer a funcionalidade, a estabilidade e a confiabilidade do SIN.

1.4 Relação do Trabalho com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) estabeleceu a Agenda 2030, composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que orientam o esforço global em direção a um desenvolvimento mais equilibrado nas dimensões social, econômica e ambiental (ONU, 2015), conforme ilustrado na Figura 1.1. O presente trabalho relaciona-se diretamente a quatro desses objetivos.

Figura 1.1 - Os 17 Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da ONU



Fonte: ONU (2015)

O ODS 7, que trata do acesso à energia limpa e a preços acessíveis, é o eixo central deste estudo. A quantificação da economia financeira de R\$ 26,83 bilhões proporcionada pela geração fotovoltaica ao SIN no biênio 2024-2025 evidencia, de forma direta, como a expansão dessa fonte renovável contribui para a modicidade tarifária e para a sustentabilidade econômica do acesso à eletricidade no Brasil.

O ODS 9, voltado à indústria, à inovação e à infraestrutura, dialoga com os desafios discutidos no Capítulo 4 deste trabalho. A análise das limitações da malha de transmissão e a proposição de soluções tecnológicas como os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) e as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) representam contribuições diretas à construção de uma infraestrutura energética mais resiliente e inovadora, capaz de absorver a crescente penetração de fontes intermitentes.

O ODS 11, relativo a cidades e comunidades sustentáveis, conecta-se à expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que coloca a geração de energia mais próxima dos centros urbanos e residenciais de consumo. Esse modelo descentralizado fortalece a resiliência energética local e reduz a dependência exclusiva de grandes complexos de geração distantes dos centros de carga.

Por fim, o ODS 13, que trata da ação contra a mudança global do clima, relaciona-se ao papel da energia fotovoltaica na redução do despacho de usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Ao deslocar essas fontes da ordem de mérito do sistema, a geração solar contribui para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa associadas à matriz elétrica brasileira, reforçando a trajetória de descarbonização do setor.

1.5 Organização do Trabalho

O trabalho está organizado em cinco capítulos. O Capítulo 2 apresenta o levantamento da produção de energia solar fotovoltaica no SIN nos anos de 2024 e 2025, de forma que abrange as gerações por MMGD, por GC e o total consolidado, além de tratar a discussão sobre os cortes de energia (*curtailment*) e seus impactos no biênio estudado. O Capítulo 3 aborda o impacto tarifário da geração fotovoltaica no SEB, apresentando a metodologia que foi utilizada

para o cálculo do CMO, determinando as bandeiras para os cenários simulados com a ausência de cada modalidade da geração solar, e sua economia financeira no período. O Capítulo 4 trata dos desafios operacionais da inserção da energia solar no sistema elétrico, discutindo estratégias de armazenamento de energia, como usinas hidrelétricas reversíveis (UHE) e banco de baterias (BESS). Por fim, o Capítulo 5 apresenta as discussões sobre os resultados obtidos nas simulações e as conclusões do trabalho, com destaque nas principais contribuições e sugestões para trabalhos futuros.

2 PRODUÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Este capítulo apresenta o levantamento da produção de energia elétrica oriunda da geração solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional (SIN) ao longo dos anos de 2024 e 2025. O recorte temporal adotado justifica-se por esse ser o biênio mais recente para o qual já se dispõe de dados completos e consolidados da geração, o que permite uma análise abrangente e confiável do comportamento da fonte no período. No mais, os dois últimos anos trouxeram os cortes de energia intermitente como forma de evitar interrupções e instabilidade na rede básica do SIN.

A análise é estruturada de forma a contemplar separadamente as duas modalidades de geração fotovoltaica presentes no SIN, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e a Geração Centralizada (GC). Antes de apresentar os volumes de produção, o capítulo explica como o ONS e a EPE estimam a geração proveniente da MMGD, visto que essa modalidade, por estar conectada nas redes de distribuição, não é medida diretamente como ocorre com as usinas de geração centralizadas.

O capítulo também abordará o fenômeno do *curtailment*, que ganhou relevância crescente no período analisado e passou a impor restrições significativas sobre o aproveitamento do potencial das usinas centralizadas. O capítulo se encerra com considerações sobre a contribuição da fonte solar no contexto do SIN e as dificuldades operacionais que acompanham sua expansão acelerada, preparando o leitor para a análise dos impactos tarifários que será desenvolvida no Capítulo 3.

2.1 Estimativa da Geração por MMGD pelo ONS e EPE

A produção de energia elétrica proveniente da MMGD apresenta uma característica particular em relação ao seu monitoramento pelo Sistema Interligado Nacional. Por estar conectada diretamente às redes de distribuição das concessionárias, essa geração não é medida de forma direta pelos sistemas de supervisão do ONS. Diferentemente da geração centralizada, cuja energia é injetada e monitorada na rede de transmissão, a energia produzida pela MMGD

é consumida prioritariamente próxima ao ponto de geração, reduzindo a demanda observada pelas distribuidoras. Dessa forma, a participação da MMGD no balanço energético do sistema não aparece explicitamente como geração elétrica para o operador, mas como uma redução da demanda registrada nas redes de distribuição (ONS, 2023).

Para estimar a produção de energia proveniente da MMGD e incorporá-la ao histórico de geração do sistema, o ONS utiliza uma metodologia baseada no conceito de *Performance Ratio* (PR). Essa abordagem busca representar, de forma mais próxima da realidade operacional, o desempenho efetivo dos sistemas fotovoltaicos instalados. A estimativa da energia gerada é obtida por meio da seguinte equação (ONS, 2024):

$$E = \frac{P_N \times H \times PR}{G_{STC}} \quad (1)$$

em que E representa a energia elétrica estimada, P_N corresponde à potência nominal instalada dos sistemas de MMGD em operação, H refere-se à irradiação global horizontal obtida a partir de dados de reanálise atmosférica do ERA5, PR é o *Performance Ratio*, também denominado de rendimento global ou taxa de desempenho da usina solar, responsável por incorporar perdas associadas à temperatura, sujidade dos módulos, conversão CC/CA e eficiência dos inversores, enquanto G_{STC} representa a irradiância nas condições padrão de teste, adotada como 1.000 W/m². Os dados de capacidade instalada que são usados como base para o modelo são extraídos do Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL, que registra todos os sistemas de micro e minigeração conectados às redes de distribuidores em todo o país.

Vale destacar que, no Brasil, a estimativa da geração de MMGD não é realizada por uma única metodologia. O ONS e a EPE conduzem esse processo de forma independente, com abordagens distintas e voltadas a finalidades específicas. Enquanto o ONS estima a geração para fins operacionais de monitoramento do sistema, a EPE produz suas estimativas voltadas ao planejamento energético de médio e longo prazo, publicando os resultados no Balanço Energético Nacional (BEN) e no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Embora ambas as instituições utilizem como base os dados de capacidade instalada registrados no Sistema de Informações de Geração (SIGA) da ANEEL, existem diferenças quanto aos critérios adotados para tratamento dessas informações, especialmente em relação aos dados de irradiação solar e aos parâmetros associados ao *Performance Ratio*. Como consequência, os valores estimados de geração podem apresentar diferenças para um mesmo período analisado. Em 2024, por exemplo, enquanto os dados publicados pelo ONS apontam uma geração de MMGD de 48.019

GWh (ONS, 2025), a estimativa da EPE publicada no BEN 2025 é de 42.268 GWh para o mesmo período (EPE, 2025). Neste trabalho, optou-se pela utilização dos dados disponibilizados pelo ONS, principalmente em função do maior detalhamento temporal das informações fornecidas pelo operador e da compatibilidade com os demais dados utilizados na análise, como os registros de geração centralizada e geração hidrelétrica, também obtidos a partir de bases oficiais do ONS.

2.2 Geração Fotovoltaica por MMGD

A Tabela 2.1 apresenta os volumes mensais de geração elétrica por MMGD nos anos de 2024 e 2025, conforme dados publicados pelo ONS.

Tabela 2.1 - Geração mensal por MMGD em 2024 e 2025 (GWh)

Mês	MMGD 2024 (GWh)	MMGD 2025 (GWh)	Variação (%)
<i>Janeiro</i>	3.571	4.837	+35,5
<i>Fevereiro</i>	3.568	4.692	+31,5
<i>Março</i>	3.809	5.160	+35,5
<i>Abril</i>	3.673	4.944	+34,6
<i>Maio</i>	3.600	4.802	+33,4
<i>Junho</i>	3.461	4.583	+32,4
<i>Julho</i>	3.818	5.006	+31,1
<i>Agosto</i>	4.439	5.747	+29,5
<i>Setembro</i>	4.283	5.462	+27,5
<i>Outubro</i>	4.536	5.669	+25,0
<i>Novembro</i>	4.467	5.447	+21,9
<i>Dezembro</i>	4.794	5.845	+21,9
Total	48.019	62.194	+29,5

Fonte: Autores

A geração proveniente da MMGD totalizou 48.019 GWh em 2024 e 62.194 GWh em 2025, representando um crescimento de 29,5% entre os dois anos analisados. Esse avanço está diretamente associado à expansão da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no país, impulsionado tanto pelo Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022), quanto pela contínua redução nos custos dos sistemas fotovoltaicos (EPE, 2024).

Conforme pode ser observado na Figura 2.1, a geração pela MMGD apresenta comportamento relativamente estável ao longo do ano, com leve aumento de geração no segundo semestre em ambos os anos. Esse aumento está associado à maior incidência solar em regiões de alto potencial fotovoltaico, especialmente no Centro-Oeste e Nordeste, contribuindo para o ápice da produção.

Figura 2.1 - Geração mensal por MMGD em 2024 e 2025 (GWh)



Fonte: Autores

2.3 Geração Fotovoltaica por Geração Centralizada (GC)

A Tabela 2.2 apresenta os volumes mensais de geração elétrica pelas usinas fotovoltaicas centralizadas nos anos de 2024 e 2025, conforme dados publicados pelo ONS.

Tabela 2.2 - Geração mensal por GC em 2024 e 2025 (GWh)

Mês	GC 2024 (GWh)	GC 2025 (GWh)	Variação (%)
<i>Janeiro</i>	2.058	2.635	+28,0
<i>Fevereiro</i>	1.949	2.338	+20,0
<i>Março</i>	2.252	2.838	+26,0
<i>Abril</i>	2.187	2.667	+21,9
<i>Mai</i>	2.191	2.301	+5,0
<i>Junho</i>	1.972	2.172	+10,1
<i>Julho</i>	2.132	2.311	+8,4
<i>Agosto</i>	2.368	2.372	+0,2
<i>Setembro</i>	2.450	2.524	+3,0
<i>Outubro</i>	2.647	2.804	+5,9
<i>Novembro</i>	2.569	2.806	+9,2
<i>Dezembro</i>	2.632	2.875	+9,2
Total	27.407	30.643	+11,8

Fonte: Autores

A geração fotovoltaica proveniente de usinas centralizadas totalizou 27.407 GWh em 2024 e 30.643 GWh no ano de 2025, isso representou um crescimento de 11,8% entre o biênio. Embora expressivo, esse avanço foi consideravelmente inferior ao observado pela MMGD no mesmo período. Conforme o relatório Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil, publicado pelo ONS, o aumento das restrições operativas e dos cortes de geração renovável tem se intensificado nos últimos anos, especialmente em usinas solares e eólicas da região Nordeste (ONS, 2025). Nesse contexto, o elevado volume de cortes aplicados às usinas centralizadas ao longo de 2025 limitou o aproveitamento integral de suas capacidades de geração. Como pode ser observado na Tabela 2.2, os meses compreendidos entre julho e dezembro de 2025 apresentaram variações abaixo de 10% em relação a 2024, se tratando de um reflexo direto dos cortes de geração determinados pelo ONS nesse período, que corresponde à elevada irradiância solar. A Figura 2.2 ilustra a geração mensal de energia solar fotovoltaica centralizada para os anos de 2024 e 2025.

Figura 2.2 - Geração mensal por GC em 2024 e 2025 (GWh)



Fonte: Autores

2.4 Geração Fotovoltaica Total (MMGD + GC)

A Tabela 2.3 consolida os dados de geração fotovoltaica total para os dois anos analisados, conforme dados publicados pelo ONS.

Tabela 2.3 - Geração fotovoltaica total (MMGD + GC) em 2024 e 2025 (GWh)

Mês	Total 2024 (GWh)	Total 2025 (GWh)	Variação (%)
Janeiro	5.629	7.472	+32,7
Fevereiro	5.517	7.030	+27,4
Março	6.061	7.998	+32,0
Abril	5.860	7.611	+29,9
Maiο	5.791	7.103	+22,7
Junho	5.433	6.755	+24,3
Julho	5.950	7.317	+23,0
Agosto	6.807	8.119	+19,3
Setembro	6.733	7.986	+18,6
Outubro	7.183	8.473	+18,0
Novembro	7.036	8.253	+17,3
Dezembro	7.426	8.720	+17,4
Total	75.426	92.837	+23,1

Fonte: Autores

A geração fotovoltaica total no SIN saltou de 75.426 GWh em 2024 para 92.837 GWh em 2025, o que representa um aumento de 23,1%. Em 2024, a MMGD foi responsável por 63,7% da geração fotovoltaica total do SIN, enquanto a GC contribuiu com os 36,3% restantes. Já em 2025, essa participação se manteve semelhante, com a MMGD ampliando sua representatividade para 67,0% da geração total, enquanto a GC passou a representar 33,0%. Esse comportamento evidencia a continuidade da tendência de expansão mais acelerada do segmento distribuído em relação ao centralizado. A Figura 2.3 apresenta de forma integrada o comportamento mensal da geração fotovoltaica por MMGD e GC, permitindo visualizar a evolução conjunta dessas fontes ao longo dos dois anos analisados.

Figura 2.3 - Comparativo de geração 2024 - 2025 (GWh)



Fonte: Autores

2.5 Geração Hidráulica no SIN

Para contextualizar o papel da energia fotovoltaica no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), a Tabela 2.4 apresenta a geração hidráulica mensal nos dois anos analisados, que constitui historicamente a principal fonte de geração do SIN.

Tabela 2.4 - Geração hidráulica mensal em 2024 e 2025 (GWh)

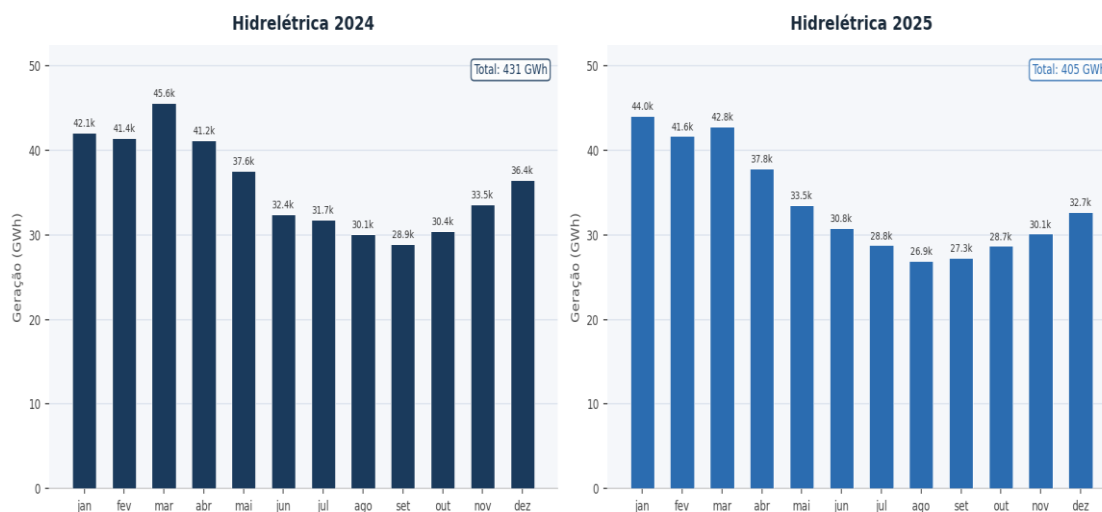
Mês	Hidráulica 2024 (GWh)	Hidráulica 2025 (GWh)	Variação (%)
<i>Janeiro</i>	42.068	44.027	+4,7
<i>Fevereiro</i>	41.372	41.644	+0,7
<i>Março</i>	45.552	42.770	-6,1
<i>Abril</i>	41.186	37.803	-8,2
<i>Maio</i>	37.559	33.488	-10,8
<i>Junho</i>	32.440	30.798	-5,1
<i>Julho</i>	31.743	28.756	-9,4
<i>Agosto</i>	30.052	26.912	-10,4
<i>Setembro</i>	28.851	27.269	-5,5
<i>Outubro</i>	30.397	28.662	-5,7
<i>Novembro</i>	33.549	30.107	-10,3
<i>Dezembro</i>	36.438	32.700	-10,3
Total	431.207	404.936	-6,1

Fonte: Autores

A geração hidráulica recuou de 431.207 GWh em 2024 para 404.936 GWh em 2025, queda de 6,1% na geração total. Essa redução está diretamente associada às condições hidrológicas desfavoráveis que marcaram o segundo ano do período analisado. Segundo os boletins do Programa Mensal de Operação (PMO) publicados pelo ONS ao longo de 2025, a Energia Natural Afluentes (ENA) que é o indicador que representa o volume de água disponível para geração nas usinas se manteve sistematicamente abaixo da Média de Longo Termo (MLT) em praticamente todos os subsistemas do SIN durante o período seco, com destaque para o Sudeste/Centro-Oeste, que registrou ENA de apenas 58% da MLT em determinados meses, mesmo sendo a região responsável por aproximadamente 70% da geração hídrica nacional (ONS, 2025). A queda na geração hídrica, combinada com o crescimento da geração fotovoltaica, reforça o papel cada vez mais central da fonte solar no atendimento à demanda elétrica brasileira nos períodos em que existe irradiação solar.

A Figura 2.4 apresenta a geração por usinas hidrelétricas nos anos de 2024 e 2025.

Figura 2.4 - Geração hidráulica 2024 - 2025 (GWh)



Fonte: Autores

2.6 Representatividade da Geração Fotovoltaica na Matriz Elétrica

Para além dos volumes absolutos de geração, é fundamental analisar a participação da fonte fotovoltaica dentro do contexto mais amplo da matriz elétrica brasileira, relacionando a produção fotovoltaica ao total de energia gerada no Sistema Interligado Nacional nos anos analisados.

De acordo com o Balanço Energético Nacional de 2025, publicado pela EPE, a geração total de eletricidade no Brasil em 2024 foi de aproximadamente 751,3 TWh. Com base nos dados do ONS utilizados neste trabalho, a geração fotovoltaica total, somando MMGD e GC, correspondeu a 75,4 TWh nesse mesmo ano, o que representa uma participação de aproximadamente 10,0% de toda a energia elétrica produzida no país. Para o ano de 2025, os dados de geração total consolidados pela EPE ainda não estavam disponíveis no momento de conclusão deste trabalho. Entretanto, o crescimento de 23,1% na geração fotovoltaica registrada pelo ONS indica que essa participação na matriz energética brasileira deve ter avançado para algo próximo de 12% a 13% do total gerado no SIN.

A relevância da fonte fotovoltaica torna-se ainda mais evidente quando analisada isoladamente a participação da MMGD. Segundo estimativas da EPE, a geração solar distribuída correspondeu sozinha por 5,6% de toda a eletricidade produzida no Brasil em 2024

(EPE, 2025). Esse resultado evidencia a rápida consolidação da MMGD como componente fundamental da matriz elétrica nacional.

O crescimento da participação fotovoltaica também pode ser observado por meio dos registros operativos registrados ao longo de dezembro de 2025. No dia 26 daquele mês, às 11 horas, a geração solar atingiu 42.552 MW, equivalente a 48,37% de toda a demanda nacional naquele instante. Na média do dia 11 de dezembro, a fonte respondeu por 14.507 MWmed, atendendo 16,92% da demanda total de eletricidade do país naquele período (ABSOLAR, 2026). Ao longo de todo o mês de dezembro de 2025, a solar fotovoltaica foi responsável por 15,23% de toda a oferta de energia elétrica no Brasil, configurando o maior percentual mensal já registrado para a fonte no país.

Esses números evidenciam uma mudança estrutural no perfil de operação do SIN. A energia solar deixou de ser uma fonte de contribuição marginal na matriz elétrica brasileira para assumir um papel cada vez mais relevante no atendimento da demanda, principalmente nos horários centrais do dia, quando a disponibilidade solar é mais elevada. Ao mesmo tempo, essa crescente participação também corrobora para a dificuldade de integração ao sistema de forma equilibrada dessa fonte intermitente, destacando questões como *curtailment* e as limitações da infraestrutura de transmissão para distribuir esse volume de energia.

2.7 Cortes de Geração (*Curtailment*)

O *curtailment* é a prática pela qual o operador do sistema determina a redução ou interrupção temporária da geração de usinas centralizadas, motivada por razões como excesso de oferta de energia em relação à demanda, congestionamento na rede de transmissão ou necessidade de preservação da segurança operativa do SIN (ONS, 2026).

Segundo levantamento realizado com base em dados do ONS, os cortes nas usinas fotovoltaicas centralizadas atingiram se intensificaram nos dois anos analisados. Em 2024, o valor médio de *curtailment* foi de 1.457 MWmed, representando aproximadamente 9,4% do potencial de geração das usinas afetadas. Em 2025, esse valor aumentou para 4.247 MWmed, correspondendo a 20,7% da geração potencial disponível. Essa variação representou um crescimento de 191,49% em relação ao ano anterior (ABSOLAR, 2026).

A distribuição das causas associadas aos cortes em 2025 evidencia que o problema possui motivo predominantemente estrutural. Aproximadamente 14% do *curtailment* total foi por razão energética, ou seja, situações em que a geração disponível no sistema supera a demanda. Já 8,7% desses cortes foi motivado por requisitos de confiabilidade elétrica, principalmente limitações nas interligações regionais do SIN, enquanto cerca de 5% estavam vinculados a indisponibilidades externas, como restrições meteorológicas ou obras nas linhas de transmissão (ABSOLAR, 2026). Esse cenário mostra que, apesar da velocidade de expansão da geração fotovoltaica centralizada, a infraestrutura necessária para o pleno aproveitamento dessa fonte não acompanha o mesmo ritmo de crescimento.

Os efeitos do *curtailment* também podem ser observados na própria evolução da geração efetiva da fonte fotovoltaica centralizada. Apesar do crescimento significativo da capacidade instalada em 2025, a geração efetivamente produzida avançou apenas 11,8% em relação ao ano anterior, percentual consideravelmente inferior ao crescimento observado na geração distribuída, que atingiu um crescimento de 29,5% no mesmo período. A MMGD, diferentemente da geração centralizada, não está sujeita aos cortes operativos determinados pelo ONS, visto que permanece conectada diretamente às redes de distribuição das concessionárias e seu efeito é percebido como redução da carga líquida do sistema.

2.8 Considerações Finais do Capítulo

Os dados deste capítulo mostram que a energia solar se tornou uma peça-chave no abastecimento elétrico do Brasil entre 2024 e 2025. A geração total saltou de 75.426 GWh para 92.837 GWh, um crescimento de 23,1% que reflete a rápida expansão da fonte no país. Esse avanço foi puxado principalmente pela Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que cresceu 29,5% e já responde por 67% de toda a energia solar gerada em 2025. Já a geração centralizada cresceu de forma mais contida, com 11,8%, em grande parte devido aos cortes de energia, que quase triplicaram no período.

Observando que a geração hídrica caiu 6,1% em 2025, conforme Tabela 2.4, a energia solar assumiu um papel ainda mais importante, funcionando como um complemento essencial e, em certos horários, substituindo a água no atendimento à demanda. Porém, essa nova realidade traz desafios relacionados à operação do sistema. Como a produção solar é

concentrada no meio do dia, o sistema ocasionalmente gera um excedente que a rede de transmissão ainda não consegue absorver ou distribuir totalmente, o que resulta nos cortes de energia que temos visto. A partir desse cenário, o Capítulo 3 vai analisar como essa integração toda reflete no bolso do consumidor, apresentando o impacto da geração solar sobre o Custo Marginal de Operação e sobre as bandeiras tarifárias do Setor Elétrico Brasileiro nos anos de 2024 e 2025.

3 IMPACTO TARIFÁRIO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O presente capítulo dedica-se a investigar o impacto da geração fotovoltaica nos custos do sistema elétrico brasileiro e como isso influencia nas bandeiras tarifárias repassadas aos consumidores finais ao longo de 2024 e 2025. Para fundamentar essa análise, são revisados inicialmente os conceitos de Custo Marginal de Operação (CMO) e a dinâmica das bandeiras, seguidos pelo detalhamento da metodologia de simulação adotada. O estudo explora os resultados de três cenários hipotéticos que projetam a ausência da energia solar no sistema: sem a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), sem a Geração Centralizada (GC) e sem a contribuição de ambas as fontes simultaneamente. A partir do contraste dessas projeções, busca-se quantificar a economia financeira real que a inserção da fonte fotovoltaica proporcionou ao setor elétrico no período analisado.

3.1 Custo Marginal de Operação (CMO) e Bandeiras Tarifárias

O Custo Marginal de Operação (CMO) constitui o indicador fundamental para mensurar o custo de se produzir uma unidade adicional de energia elétrica no sistema em determinado instante. No Sistema Interligado Nacional (SIN), cujas características são predominantemente hidrotérmicas, esse custo é calculado por meio do modelo computacional DECOMP, que foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e operado conjuntamente pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O modelo estabelece o despacho das usinas a partir de uma ordem de mérito baseada estritamente no custo variável de cada fonte geradora (CEPEL, 2024). Desse modo, em períodos de reservatórios cheios, combinados a uma baixa demanda, a abundância de recursos hídricos faz com que o CMO fique baixo. Inversamente, à medida que os níveis dos reservatórios recuam ou o consumo se eleva, o sistema passa a exigir o acionamento de usinas de maior custo, como termelétricas a combustíveis fósseis, provocando a elevação imediata do indicador.

Como reflexo direto dessa dinâmica, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) representa o CMO ajustado e aplicado para o mercado de curto prazo da CCEE, observando

limites mínimos e máximos estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com base nos custos variáveis das termelétricas (ANEEL, 2024). Regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.032/2022, o PLD máximo estrutural para o ano de 2024 foi fixado em R\$716,80/MWh, enquanto o PLD mínimo foi de R\$61,07/MWh. Já para o ano de 2025, os limites foram reajustados pela variação de 4,87% do IPCA até novembro de 2024, estabelecendo o piso em R\$ 58,60/MWh, o teto estrutural em R\$ 751,73/MWh e o teto horário em R\$ 1.542,23/MWh. Além disso, vale destacar que, quando o valor de CMO gerado pelo DECOMP supera esses limites regulatórios, o custo sobressalente é absorvido e repassado entre os agentes por meio do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), valor esse que é cobrado na fatura de energia como um componente adicional (CCEE, 2024).

Alinhado a isso, as bandeiras tarifárias atuam como um mecanismo de sinalização econômica direta ao consumidor cativo, informando a respeito dos custos reais da geração de energia a cada mês. A agência reguladora define a bandeira vigente para todo o país, mensalmente, com base nas projeções fornecidas pelo ONS e pela CCEE, confrontando as estimativas de custos extraordinários com a cobertura tarifária das distribuidoras. O sistema opera em uma escala de quatro patamares: verde (sem acréscimo), amarelo, vermelho patamar 1 e vermelho patamar 2. Seguindo a Resolução Homologatória nº 3.306/2024, em vigor a partir de 1º de abril de 2024, os adicionais cobrados foram definidos em R\$ 18,85/MWh para a bandeira amarela, R\$ 44,63/MWh para a vermelha patamar 1 e R\$ 78,77/MWh para a vermelha patamar 2. Toda a receita arrecadada através do pagamento do adicional referente a bandeira tarifária do mês abastece a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, voltada a mitigar os impactos financeiros de eventos não planejados de geração nos processos de revisão tarifária comuns (ANEEL, 2024).

Nesse cenário, a inserção da geração fotovoltaica exerce um papel crucial de amortecimento de preços. Por se tratar de uma fonte com custo variável nulo, visto que o recurso solar é gratuito, a energia solar é inserida prioritariamente na base da ordem de mérito de despacho, anteriormente ao acionamento de qualquer usina termelétrica. Esse comportamento atenua diretamente o comportamento do CMO nos intervalos de maior irradiância (CCEE, 2024).

3.2 Metodologia de Simulação

Para quantificar o impacto da geração fotovoltaica no CMO e nas bandeiras tarifárias, desenvolveu-se uma simulação computacional estruturada a partir dos Decks de Preços mensais da CCEE. Tais arquivos, gerados pelo modelo DECOMP, fornecem os parâmetros operativos centrais da modelagem (CCEE, 2024; 2025). O estudo avalia três cenários de supressão de energia solar: ausência exclusiva da MMGD, exclusão da GC e a remoção simultânea de ambas as modalidades de geração.

A parametrização da modelagem exigiu a definição prévia do valor ausente de geração solar no mês (denominado "déficit solar"), cujos volumes derivam do histórico de geração detalhado no Capítulo 2. A análise concentrou-se exclusivamente no patamar médio de carga (patamar 2), correspondente à demanda diurna intermediária, alinhando-se de forma coerente à janela de disponibilidade do recurso solar. Adotou-se a discretização temporal padrão do sistema: 66 horas no patamar pesado, 150 horas no médio e 514 horas no leve (ONS, 2024; ONS, 2025).

A extração de parâmetros operacionais do Deck de Preços pode ser realizada de maneira manual mediante a leitura dos relatórios do DECOMP. Contudo, visando a otimização computacional e a padronização da leitura dos cenários, esse processo foi automatizado por meio da biblioteca *open-source* idecomp, em linguagem Python (ALVES, 2024). Através deste algoritmo, o modelo capturou sistematicamente a carga demandada por patamar, a geração hidráulica dos submercados e a relação de termelétricas despachadas com seus respectivos Custos Variáveis Unitários (CVU), base para a definição da ordem de mérito do sistema. O código utilizado está integralmente disponibilizado no Apêndice A.

Na construção dos cenários estudados, o SIN foi tratado como uma única barra, assumindo o escoamento de energia sem restrição entre regiões (como eventuais congestionamentos entre Nordeste e Sudeste). Para reequilibrar a oferta, a geração hídrica nacional no patamar médio recebeu um acréscimo conservador de 10%, emulando a reserva operativa de segurança do sistema. Em seguida, aplicou-se um filtro no parque termelétrico, assim foram removidas as usinas nucleares, como as de Angra dos Reis e as termelétricas inflexíveis, ou seja, aquelas que operam por restrição elétrica ou sob contratos de geração obrigatória (*must-run*), por não responderem à lógica de custo marginal. Essa filtragem evita que usinas já despachadas na base sejam contabilizadas como capacidade disponível na

margem, assegurando que apenas usinas flexíveis com ociosidade real entrem no cálculo do novo custo (CEPEL, 2024).

A apuração final do CMO simulado deu-se pela comparação entre o déficit solar e a folga hídrica. Quando a folga hídrica não foi suficiente para cobrir toda a ausência solar, o volume energético restante foi suprido pelo acionamento das usinas termelétricas flexíveis em ordem crescente de CVU, da mais barata à mais cara, até que a demanda fosse completamente atendida. O CMO simulado foi então definido pelo custo variável unitário da última usina acionada nesse processo de despacho incremental. Se este valor superasse o teto regulatório do PLD, sendo R\$ 716,80/MWh em 2024 e R\$ 751,73/MWh em 2025 (ANEEL, 2023; 2024), a diferença gerava o Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Por fim, os novos custos do CMO determinaram o acionamento das bandeiras tarifárias simuladas segundo os critérios de acionamento da ANEEL. Cabe destacar uma premissa metodológica fundamental adotada nesta etapa no trabalho: o estudo utilizou o CMO simulado como valor equivalente ao PLD_gatilho. Essa aproximação analítica fez-se estritamente necessária diante da impossibilidade de reproduzir o cálculo exato do PLD na simulação, visto que tal procedimento exigiria acesso aos dados restritos de custo horário operados internamente pela CCEE. Sob essa premissa, meses com CMO simulado inferior ao limiar de acionamento da bandeira amarela permaneceram classificados como bandeira verde, sem cobrança adicional. Já cenários que geraram ESS foram automaticamente enquadrados na bandeira vermelha patamar 2, por caracterizarem condição de máximo custo sistêmico. Para os demais casos, aplicaram-se as faixas de acionamento convencionais da ANEEL, definindo o patamar da bandeira de acordo com o novo valor do CMO. Com isso, a arrecadação simulada de cada mês foi então calculada aplicando o adicional tarifário correspondente à bandeira determinada sobre a energia total faturada pelo sistema, extraída do Deck de Preços do DECOMP (CCEE, 2024; 2025).

3.3 Resultados para o Ano de 2024

A Tabela 3.1 sintetiza o panorama operativo e tarifário do sistema elétrico ao longo de 2024. Nela, o histórico do PLD efetivamente praticado mês a mês é confrontado com o CMO

gerado pela simulação computacional sob o cenário de supressão total da fonte fotovoltaica na matriz. Essa representação visual evidencia as consequências diretas do déficit de geração no acionamento das bandeiras tarifárias e nos respectivos valores de arrecadação. De modo complementar, com o intuito de isolar o impacto de cada segmento, a Tabela 3.2 detalha o comportamento do sistema diante da remoção exclusiva da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), enquanto a Tabela 3.3 projeta os reflexos de uma ausência restrita à Geração Centralizada (GC).

Tabela 3.1 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD+GC) e bandeiras tarifárias - 2024

Retirando a GD + GC							
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira	CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado
jan	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 155,67	verde	R\$ -	R\$ -
fev	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 156,74	verde	R\$ -	R\$ -
mar	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 156,24	verde	R\$ -	R\$ -
abr	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 194,95	verde	R\$ -	R\$ -
mai	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 205,29	verde	R\$ -	R\$ -
jun	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 234,00	amarela	R\$ 980.817.243,20	R\$ -
jul	R\$ 110,77	amarela	R\$ 977.087.902,70	R\$ 340,99	vermelha 2	R\$ 4.083.035.230,50	R\$ -
ago	R\$ 75,80	verde	R\$ -	R\$ 342,35	vermelha 1	R\$ 2.358.533.582,36	R\$ -
set	R\$ 254,18	vermelha 1	R\$ 2.508.731.830,70	R\$ 931,49	vermelha 2	R\$ 4.427.802.068,00	R\$ 17.064.885,00
out	R\$ 599,72	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ 1.367,18	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ 270.820.000,00
nov	R\$ 286,80	amarela	R\$ 1.072.304.436,40	R\$ 383,77	vermelha 1	R\$ 2.538.830.079,50	R\$ -
dez	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 482,60	amarela	R\$ 1.035.058.269,00	R\$ -
Total	-	-	R\$ 9.019.253.037,20			R\$ 19.885.205.339,96	R\$ 287.884.885,00

Fonte: Autores

Tabela 3.2 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD) e bandeiras tarifárias - 2024

Retirando a Geração Distribuída (MMGD)							
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira	CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado
jan	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
fev	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
mar	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
abr	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
mai	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 68,08	verde	R\$ -	R\$ -
jun	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 105,59	verde	R\$ -	R\$ -
jul	R\$ 110,77	amarela	R\$ 977.087.902,70	R\$ 166,94	amarela	R\$ 977.087.902,70	R\$ -
ago	R\$ 75,80	verde	R\$ -	R\$ 177,29	amarela	R\$ 996.154.112,20	R\$ -
set	R\$ 254,18	vermelha 1	R\$ 2.508.731.830,70	R\$ 381,42	vermelha 2	R\$ 4.427.802.068,10	R\$ -
out	R\$ 599,72	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ 963,38	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ 60.350.000,00
nov	R\$ 286,80	amarela	R\$ 1.072.304.436,40	R\$ 286,80	amarela	R\$ 1.072.304.436,40	R\$ -
dez	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 247,89	verde	R\$ -	R\$ -
Total	-	-	R\$ 9.019.253.037,20			R\$ 11.934.477.386,80	R\$ 60.350.000,00

Fonte: Autores

Tabela 3.3 - PLD real vs. CMO simulado (sem GC) e bandeiras tarifárias - 2024

Retirando a Geração Centralizada (GC)							
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira	CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado
jan	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
fev	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
mar	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
abr	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
mai	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
jun	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
jul	R\$ 110,77	amarela	R\$ 977.087.902,70	R\$ 110,77	amarela	R\$ 977.087.902,70	R\$ -
ago	R\$ 75,80	verde	R\$ -	R\$ 103,51	amarela	R\$ 996.154.112,20	R\$ -
set	R\$ 254,18	vermelha 1	R\$ 2.508.731.830,70	R\$ 254,18	vermelha 1	R\$ 2.508.731.830,70	R\$ -
out	R\$ 599,72	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ 599,72	vermelha 2	R\$ 4.461.128.867,40	R\$ -
nov	R\$ 286,80	amarela	R\$ 1.072.304.436,40	R\$ 286,80	amarela	R\$ 1.072.304.436,40	R\$ -
dez	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ 61,07	verde	R\$ -	R\$ -
Total	-	-	R\$ 9.019.253.037,20			R\$ 10.015.407.149,40	R\$ -

Fonte: Autores

No cenário real, o Sistema Interligado Nacional (SIN) manteve-se em bandeira verde durante oito dos doze meses, resultando em uma arrecadação total de encargos de bandeiras de R\$9,02 bilhões (CCEE, 2024). Em contrapartida, analisando o cenário de supressão total da fonte fotovoltaica, a estabilidade tarifária seria severamente comprometida, resultando em apenas cinco meses com bandeira verde. Nos demais períodos, o sistema seria forçado a acionar patamares de bandeiras que representam maior custo ao consumidor, o que inflaria a arrecadação simulada para R\$19,88 bilhões e demandaria R\$287,88 milhões adicionais referentes ao Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Ao fracionar a análise pelo tipo de fonte geradora, observa-se que a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) mostrou-se como o principal vetor de alívio financeiro ao setor elétrico. Na ausência exclusiva desse segmento, a arrecadação de bandeiras teria saltado para R\$11,93 bilhões, acompanhada de R\$60,35 milhões em ESS, configurando um acréscimo de R\$2,91 bilhões frente ao valor efetivamente realizado. Por outro lado, a supressão isolada da Geração Centralizada (GC) provocaria reflexos mais discretos, porém contundentes, elevando a arrecadação para R\$10,01 bilhões, o que representa um impacto de R\$996,15 milhões acima do montante real.

Portanto, os resultados obtidos para o ano de 2024 evidenciam o papel crucial da geração fotovoltaica como um mecanismo de amortecimento tarifário e proteção financeira ao consumidor final e ao próprio sistema elétrico em tempos de crises hídricas. Além disso, o benefício financeiro assegurado pela inserção da fonte fotovoltaica na matriz elétrica ao longo de 2024 totalizou aproximadamente R\$11,15 bilhões. Desse total mitigado, a maior parcela se

deve diretamente do arrefecimento dos preços de energia na margem, o que poupou a sociedade de desembolsar R\$10,86 bilhões em cobranças excessivas de adicionais na conta de luz através do acionamento de bandeiras, enquanto os R\$ 287,88 milhões restantes referem-se à contenção direta de custos sistêmicos por meio do ESS que deixou de ser gerado.

3.4 Resultados para o Ano de 2025

O comportamento operativo e o arranjo tarifário do setor elétrico ao longo de 2025 encontram-se mapeados na Tabela 3.4. A tabela estabelece um paralelo direto entre a trajetória real do PLD e as oscilações do CMO simulado sob a hipótese de total indisponibilidade da fonte fotovoltaica. A partir dessa modelagem, tornam-se nítidos os reflexos sistêmicos causados pela ausência da energia solar, traduzidos em distorções na arrecadação e no desencadeamento forçado de patamares de bandeiras mais severos. Dessa forma, com intuito de discriminar e mostrar o real impacto de cada fonte de geração solar no Sistema Interligado Nacional (SIN), as Tabelas 3.5 e 3.6 decompõem a análise, ilustrando, respectivamente, os impactos gerados pela supressão isolada da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e da Geração Centralizada (GC).

Tabela 3.4 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD+GC) e bandeiras tarifárias - 2025

Retirando a GD + GC								
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira		CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado
jan	R\$ 58,60	verde	R\$ -		R\$ 518,29	verde	R\$ -	R\$ -
fev	R\$ 58,60	verde	R\$ -		R\$ 515,05	verde	R\$ -	R\$ -
mar	R\$ 264,69	verde	R\$ -		R\$ 954,73	verde	R\$ -	R\$ 12.000.000,00
abr	R\$ 208,03	verde	R\$ -		R\$ 865,81	amarela	R\$ 1.031.660.198,40	R\$ 18.200.000,00
mai	R\$ 241,89	amarela	R\$ 1.010.847.310,20		R\$ 1.022,99	vermelha 2	R\$ 4.224.108.362,00	R\$ 90.100.000,00
jun	R\$ 310,35	vermelha 1	R\$ 2.331.932.897,40		R\$ 707,74	vermelha 2	R\$ 4.115.759.675,70	R\$ -
jul	R\$ 228,45	vermelha 1	R\$ 2.321.600.159,80		R\$ 939,08	vermelha 2	R\$ 4.097.522.845,30	R\$ 53.900.000,00
ago	R\$ 310,30	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80		R\$ 1.128,39	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80	R\$ 149.300.000,00
set	R\$ 315,54	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90		R\$ 1.180,90	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90	R\$ 174.100.000,00
out	R\$ 297,32	vermelha 1	R\$ 2.432.951.608,10		R\$ 976,02	vermelha 2	R\$ 4.294.053.286,30	R\$ 100.100.000,00
nov	R\$ 333,39	vermelha 1	R\$ 2.552.422.369,20		R\$ 959,03	vermelha 2	R\$ 4.504.913.959,60	R\$ 70.500.000,00
dez	R\$ 304,02	amarela	R\$ 1.064.071.058,00		R\$ 780,00	vermelha 2	R\$ 4.446.518.686,60	R\$ 2.900.000,00
Total	-	-	R\$ 20.297.110.542,40				R\$ 35.297.822.153,60	R\$ 671.100.000,00

Fonte: Autores

Tabela 3.5 - PLD real vs. CMO simulado (sem GD) e bandeiras tarifárias - 2025

<i>Retirando a Geração Distribuída (MMGD)</i>								
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira	CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado	
jan	R\$ 58,60	verde	R\$ -	R\$ 128,84	verde	R\$ -	R\$ -	
fev	R\$ 58,60	verde	R\$ -	R\$ 247,22	verde	R\$ -	R\$ -	
mar	R\$ 264,69	verde	R\$ -	R\$ 294,56	verde	R\$ -	R\$ -	
abr	R\$ 208,03	verde	R\$ -	R\$ 319,73	verde	R\$ -	R\$ -	
mai	R\$ 241,89	amarela	R\$ 1.010.847.310,20	R\$ 854,27	vermelha 2	R\$ 4.224.108.362,00	R\$ 5.900.000,00	
jun	R\$ 310,35	vermelha 1	R\$ 2.331.932.897,40	R\$ 440,62	vermelha 2	R\$ 4.115.759.675,70	R\$ -	
jul	R\$ 228,45	vermelha 1	R\$ 2.321.600.159,80	R\$ 450,86	vermelha 2	R\$ 4.097.522.845,30	R\$ -	
ago	R\$ 310,30	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80	R\$ 926,55	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80	R\$ 20.000.000,00	
set	R\$ 315,54	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90	R\$ 951,50	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90	R\$ 40.400.000,00	
out	R\$ 297,32	vermelha 1	R\$ 2.432.951.608,10	R\$ 831,38	vermelha 2	R\$ 4.294.053.286,30	R\$ 4.700.000,00	
nov	R\$ 333,39	vermelha 1	R\$ 2.552.422.369,20	R\$ 766,09	vermelha 2	R\$ 4.504.913.959,60	R\$ 300.000,00	
dez	R\$ 304,02	amarela	R\$ 1.064.071.058,00	R\$ 475,13	vermelha 1	R\$ 1.064.071.058,00	R\$ -	
Total	-	-	R\$ 20.297.110.542,40			R\$ 30.883.714.326,60	R\$ 71.300.000,00	

Fonte: Autores

Tabela 3.6 - PLD real vs. CMO simulado (sem GC) e bandeiras tarifárias - 2025

<i>Retirando a Geração Centralizada (GC)</i>								
Mês	PLD real	Bandeira real	Valor arrecadado bandeira	CMO simulado	Bandeira simulada	Valor arrecadado bandeira simulada	Valor arrecadado ESS simulado	
jan	R\$ 58,60	verde	R\$ -	R\$ 60,12	verde	R\$ -	R\$ -	
fev	R\$ 58,60	verde	R\$ -	R\$ 86,72	verde	R\$ -	R\$ -	
mar	R\$ 264,69	verde	R\$ -	R\$ 252,60	verde	R\$ -	R\$ -	
abr	R\$ 208,03	verde	R\$ -	R\$ 270,73	verde	R\$ -	R\$ -	
mai	R\$ 241,89	amarela	R\$ 1.010.847.310,20	R\$ 377,68	amarela	R\$ 1.010.847.310,20	R\$ -	
jun	R\$ 310,35	vermelha 1	R\$ 2.331.932.897,40	R\$ 310,35	vermelha 1	R\$ 2.331.932.897,40	R\$ -	
jul	R\$ 228,45	vermelha 1	R\$ 2.321.600.159,80	R\$ 290,81	vermelha 2	R\$ 4.097.522.845,30	R\$ -	
ago	R\$ 310,30	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80	R\$ 310,30	vermelha 2	R\$ 4.196.148.162,80	R\$ -	
set	R\$ 315,54	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90	R\$ 351,97	vermelha 2	R\$ 4.387.136.976,90	R\$ -	
out	R\$ 297,32	vermelha 1	R\$ 2.432.951.608,10	R\$ 297,32	vermelha 1	R\$ 2.432.951.608,10	R\$ -	
nov	R\$ 333,39	vermelha 1	R\$ 2.552.422.369,20	R\$ 333,39	vermelha 1	R\$ 2.552.422.369,20	R\$ -	
dez	R\$ 304,02	amarela	R\$ 1.064.071.058,00	R\$ 229,75	amarela	R\$ 1.064.071.058,00	R\$ -	
Total	-	-	R\$ 20.297.110.542,40			R\$ 22.073.033.227,90	R\$ -	

Fonte: Autores

O ano de 2025 foi marcado por uma severa crise hidrológica que marcou diversas regiões do país, pressionando o PLD real para patamares elevados e fazendo com que as bandeiras vermelhas predominassem de junho a novembro, apesar de tal período desfavorável, a inserção da fonte solar atuou como uma barreira crucial contra um colapso financeiro no setor (CCEE, 2025). No cenário simulado de total supressão da matriz fotovoltaica, o aumento tarifário seria contínuo, com todos os meses a partir de maio operando sob a bandeira vermelha

patamar 2. Além disso, o ESS acumulado dispararia para R\$671,1 milhões ao longo do ano, um custo que teria sido integralmente repassado às faturas dos consumidores finais.

Ao analisar os impactos individualizados por modalidade, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) consolidou um papel ainda mais determinante do que o observado no ano anterior. Na hipótese de o sistema operar sem essa parcela de geração descentralizada, a arrecadação de bandeiras teria saltado para R\$30,88 bilhões, acompanhada de um ESS adicional de R\$71,3 milhões, que geraria um custo extra de R\$10,66 bilhões. Por sua vez, a ausência restrita à Geração Centralizada (GC) elevaria o faturamento tarifário para R\$22,07 bilhões sem provocar o acionamento de ESS, gerando um impacto de R\$1,78 bilhão acima do total faturado.

Com isso, fica nítido como o impacto da fonte fotovoltaica no ano de 2025 supera o ano anterior, com um benefício econômico garantido na marca de R\$15,67 bilhões. Desse valor economizado pelo setor, R\$15,00 bilhões são referentes à contenção direta do adicional tarifário das bandeiras, já os R\$671,1 milhões restantes correspondem ao valor economizado em custos sistêmicos por meio do ESS, que deixou de ser gerado.

3.5 Custo Evitado

A Tabela 3.7 consolida o impacto econômico global mitigado pela inserção da geração fotovoltaica ao longo dos anos avaliados, por cenário de simulação e com base nos valores corrigidos pelo novo CMO.

Tabela 3.7 – Custo evitado proporcionado pela geração solar fotovoltaica em 2024 e 2025

Cenário	Custo evitado em Bandeiras 2024	ESS evitado 2024	Custo evitado em Bandeiras 2025	ESS evitado 2025	Total 2024 + 2025
Ausência de GD + GC	R\$ 10,87 bilhões	R\$ 287,9 milhões	R\$ 15 bilhões	R\$ 671,1 milhões	R\$ 26,83 bilhões
Ausência de GD	R\$ 2,92 bilhões	R\$ 60,4 milhões	R\$ 10,59 bilhões	R\$ 71,3 milhões	R\$ 13,64 bilhões
Ausência de GC	R\$ 996,2 milhões	R\$ 0	R\$ 1,78 milhões	R\$ 0	R\$ 2,77 bilhões

Fonte: Autores

Ao longo do biênio estudado, a matriz fotovoltaica consolidou uma economia financeira aproximada de R\$26,83 bilhões para o sistema elétrico brasileiro. Esse montante sistêmico engloba tanto a expressiva retração na arrecadação das bandeiras tarifárias quanto o volume de ESS que deixou de ser repassado ao consumidor final. Ao desconsiderar esse benefício gerado pela energia fotovoltaica, observa-se um salto de R\$11,15 bilhões mitigados em 2024 para R\$15,67 bilhões em 2025. Esse crescimento de 40,5% reflete não só a expansão da capacidade instalada da fonte solar, mas também o agravamento da crise hidrológica no ano de 2025 (ONS, 2025), motivo que tornou o Custo Marginal de Operação (CMO) marcadamente mais sensível à injeção dessa energia renovável na rede.

Ao se fracionar a geração por modalidade, a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) desponta como a principal responsável por esse alívio tarifário, respondendo isoladamente por R\$13,64 bilhões do total apurado no biênio. A Geração Centralizada (GC), por sua vez, registrou uma contribuição mais contida, da ordem de R\$2,77 bilhões. Contudo, conforme debatido no Capítulo 2, o potencial de alívio sistêmico dessa modalidade não foi plenamente alcançado, uma vez que o despacho das grandes usinas fotovoltaicas centralizadas acabou severamente restringido por eventos de *curtailment* ao longo do período analisado. Logo, infere-se que o benefício financeiro proporcionado pela GC teria sido substancialmente maior caso os cortes forçados de geração não tivessem impedido o escoamento integral de seu potencial energético.

Por fim, vale ressaltar que os resultados aqui apurados capturam estritamente o impacto financeiro direto viabilizado pela dinâmica de bandeiras tarifárias e pelo ESS. O efeito sistêmico real da geração fotovoltaica, no entanto, tende a ser ainda mais amplo. A inserção massiva da fonte solar atua na base estrutural do CMO, influenciando toda a cadeia de precificação nos mercados de curto e médio prazo.

3.6 Considerações Finais do Capítulo

Os resultados apresentados neste capítulo evidenciam, sob uma ótica estritamente quantitativa, o protagonismo da geração fotovoltaica na contenção dos custos no Sistema Interligado Nacional. Em 2024, a expressiva injeção de energia solar sustentou o sistema em bandeira verde durante a maior parte do período, poupando a sociedade de um desembolso extra de R\$11,15 bilhões, conforme visto na Tabela 3.7 (CCEE, 2024). Já em 2025, a participação dessa fonte provou-se ainda mais crucial, mesmo diante de uma severa crise hidrológica que empurrou as tarifas para os patamares vermelhos (ONS, 2025), a geração fotovoltaica freou o encarecimento do sistema e evitou o repasse de R\$ 15,67 bilhões adicionais às faturas.

No entanto, esse desempenho financeiro, não se consolida imune a tensões operacionais. O mesmo crescimento da fonte solar que alivia o CMO nos horários de pico diurno é o que gera excedentes de energia nos momentos de baixa demanda. Essa dinâmica realimenta o fenômeno de curtailment, conforme discutido no Capítulo 2, e impõe forte estresse sobre a infraestrutura de transmissão (ABSOLAR, 2026). Diante desse complexo dilema operativo, torna-se necessária a discussão sobre mecanismos de flexibilização no sistema elétrico.

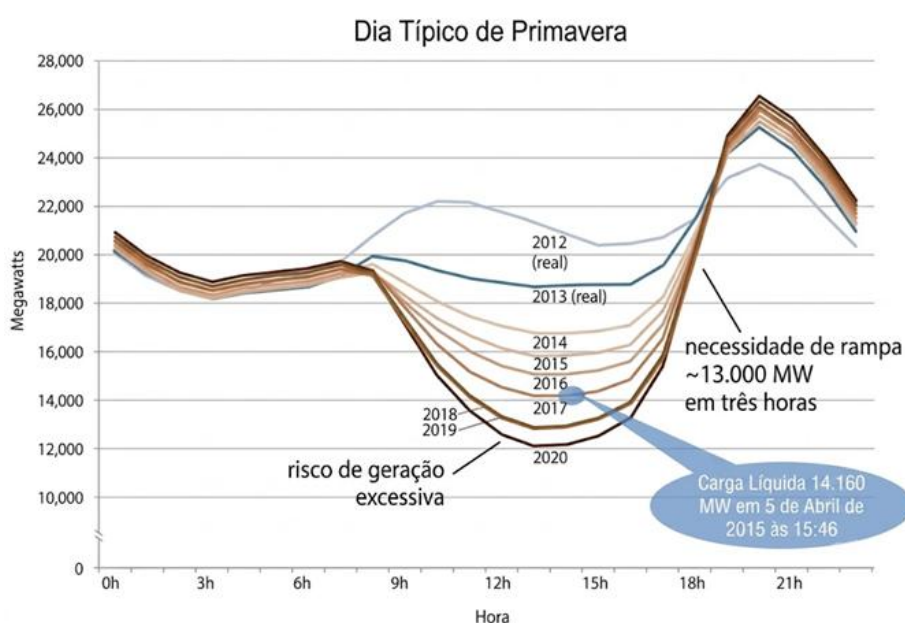
4 DESAFIOS OPERACIONAIS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS INTERLIGADOS

4.1 A Dinâmica Operativa: Intermitência e a Rampa de Carga.

A inserção massiva da energia solar fotovoltaica alterou estruturalmente o perfil de carga demandada do Sistema Interligado Nacional (SIN). Durante o período diurno, caracterizado por alta irradiação solar, a injeção simultânea de potência proveniente da Geração Centralizada (GC) e da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), cujas características técnicas foram detalhadas no Capítulo 2, deprime significativamente a carga líquida do sistema.

Esse fenômeno diário altera o balanço de potência da rede, gerando o que a literatura técnica denomina de "Curva do Pato" (*Duck Curve*). O termo foi criado em 2013 pelo *California Independent System Operator* (CAISO) para ilustrar os desafios operacionais decorrentes da intermitência renovável, conforme ilustrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 - Curva do Pato (Duck Curve) e a projeção da carga líquida diária



Fonte: Adaptado de California ISO (2015)

Como evidenciado pelo modelo do CAISO, a "barriga" do pato representa o vale profundo na demanda ao meio-dia, momento em que o excesso de oferta solar pode saturar os limites de escoamento das linhas de transmissão e exigir cortes controlados de geração, prática conhecida como *curtailment* (fenômeno previamente introduzido na Seção 2.7). O final da tarde, ilustrado na figura, mostra o momento mais crítico para o Operador Nacional do Sistema (ONS), onde a geração fotovoltaica decai rapidamente a zero, em movimento antagônico ao consumo da população, que atinge o seu pico horário.

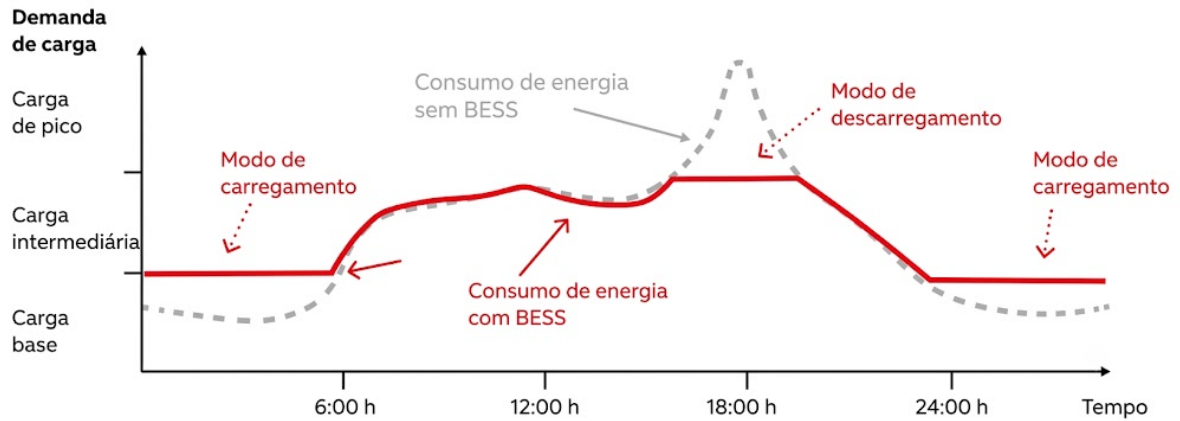
Para compensar essa rampa extremamente íngreme e garantir a estabilidade, o ONS é forçado a realizar o despacho emergencial de usinas termelétricas inflexíveis e de resposta rápida. É essa necessidade operativa urgente que distorce a ordem de mérito econômica, forçando o acionamento de unidades geradoras com Custos Variáveis Unitários (CVU) elevados, o que impacta severamente a formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e a elevação dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), dinâmica que foi quantificada nas simulações apresentadas no Capítulo 3.

4.2 Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS).

As variações estruturais e a rampa acentuada de demanda detalhadas na Seção 4.1 exigem mecanismos de flexibilidade operativa. A ausência de infraestrutura de armazenamento impõe limites diretos à transição energética. No continente europeu, a expansão de fontes renováveis intermitentes esbarra no déficit estrutural de sistemas de armazenamento, resultando em sobrecarga das linhas de transmissão e no descarte forçado de energia por falta de flexibilidade da rede (DEUTSCHE WELLE, 2026).

Para mitigar essa instabilidade, os Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS - *Battery Energy Storage Systems*) operam ativamente no deslocamento temporal da energia (*time-shifting*) e no corte de pico de demanda (*peak shaving*). A Figura 4.2 ilustra o comportamento dinâmico dessa tecnologia no controle do fluxo de potência.

Figura 4.2 - Curva de atuação do sistema BESS no corte de pico e deslocamento temporal

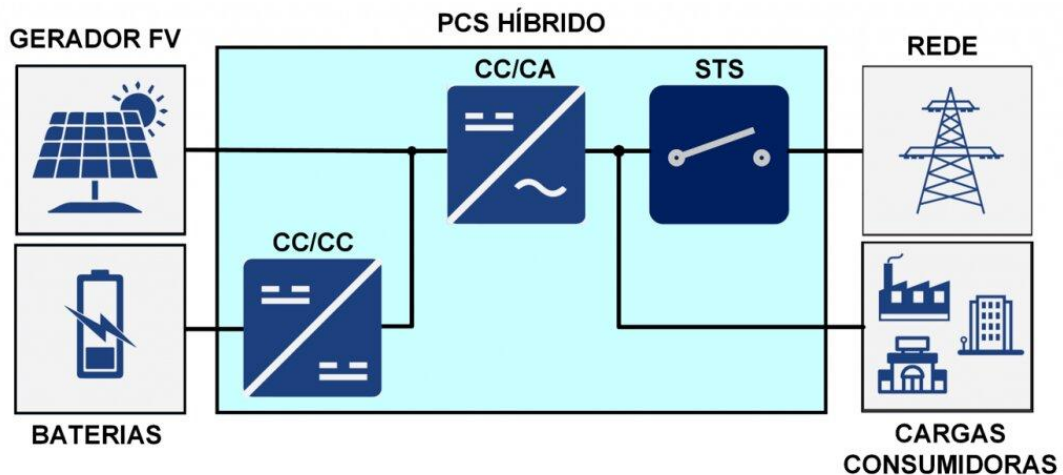


Fonte: Adaptado de ABB (2024)

Como demonstrado no gráfico, durante os períodos de carga intermediária, que coincidem com a alta irradiação diurna, os bancos de baterias operam em modo de carga (*charging mode*), absorvendo o excedente fotovoltaico. No horário de ponta (*peak load*), momento mais crítico da rampa de transição, o sistema entra em modo de descarga (*discharging mode*), injetando a energia acumulada na rede para suprir o pico de consumo, achatando a curva de demanda percebida pelo sistema.

Do ponto de vista da arquitetura elétrica, a integração da geração fotovoltaica com sistemas de armazenamento pode adotar diferentes configurações topológicas. A Figura 4.3 apresenta o diagrama esquemático de um arranjo com acoplamento em corrente contínua.

Figura 4.3 - Diagrama esquemático de integração de sistema BESS com acoplamento em corrente contínua



Fonte: Schmidt (2022)

Nessa topologia, os módulos fotovoltaicos e o banco de baterias compartilham um barramento de corrente contínua comum (*DC Bus*). O fluxo de potência do BESS é gerenciado por um conversor CC/CC bidirecional, que permite a absorção de energia do barramento durante o processo de carga e a injeção de potência durante a descarga. Um inversor interativo (*Grid-tie Inverter*) realiza a interface centralizada, convertendo a eletricidade para corrente alternada a fim de suprir a demanda da carga local e sincronizar com a rede elétrica convencional.

O tempo de resposta desses equipamentos ocorre na ordem de milissegundos. Essa dinâmica técnica garante o controle de frequência e o atendimento da rampa de transição no final da tarde, superando a inércia mecânica e o tempo de aquecimento exigido pelas usinas termelétricas convencionais.

O estado da Califórnia mitigou o impacto de sua rampa de carga instalando sistemas BESS em escala de concessionária (*utility-scale*). A infraestrutura absorve a supergeração solar diurna e fornece capacidade firme ao sistema durante o anoitecer, reduzindo o despacho de fontes fósseis (CALIFORNIA, 2026). Na Austrália Ocidental, a aplicação de baterias na malha de transmissão e em microrredes comunitárias estabiliza a tensão local e viabiliza a conexão massiva de novos arranjos de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) sem comprometer a rede de distribuição (WESTERN AUSTRALIA, 2026).

No Sistema Interligado Nacional (SIN), o armazenamento em baterias reduziria o impacto tarifário simulado neste trabalho. O suprimento do pico de demanda por meio da descarga do BESS dispensa o despacho emergencial de usinas termelétricas de resposta rápida. Essa substituição afastaria o acionamento das unidades geradoras com os maiores Custos Variáveis Unitários (CVU), contendo a escalada do Custo Marginal de Operação (CMO) e reduzindo o impacto financeiro via Encargo de Serviço do Sistema (ESS) detalhado no Capítulo 3.

A viabilidade dessa integração no Brasil, antes tratada sob uma ótica de planejamento futuro, já começa a ganhar contornos regulatórios concretos. Em junho de 2026, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou as diretrizes para o inédito Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) focado especificamente em sistemas de armazenamento. Com certames agendados para dezembro do mesmo ano, prevê-se a contratação desses sistemas por um período de 15 anos, com início de suprimento projetado para agosto de 2028, estabelecendo inclusive estímulos à nacionalização dos equipamentos (FOTOVOLT, 2026). Esse marco regulatório evidencia que as autoridades do Setor Elétrico

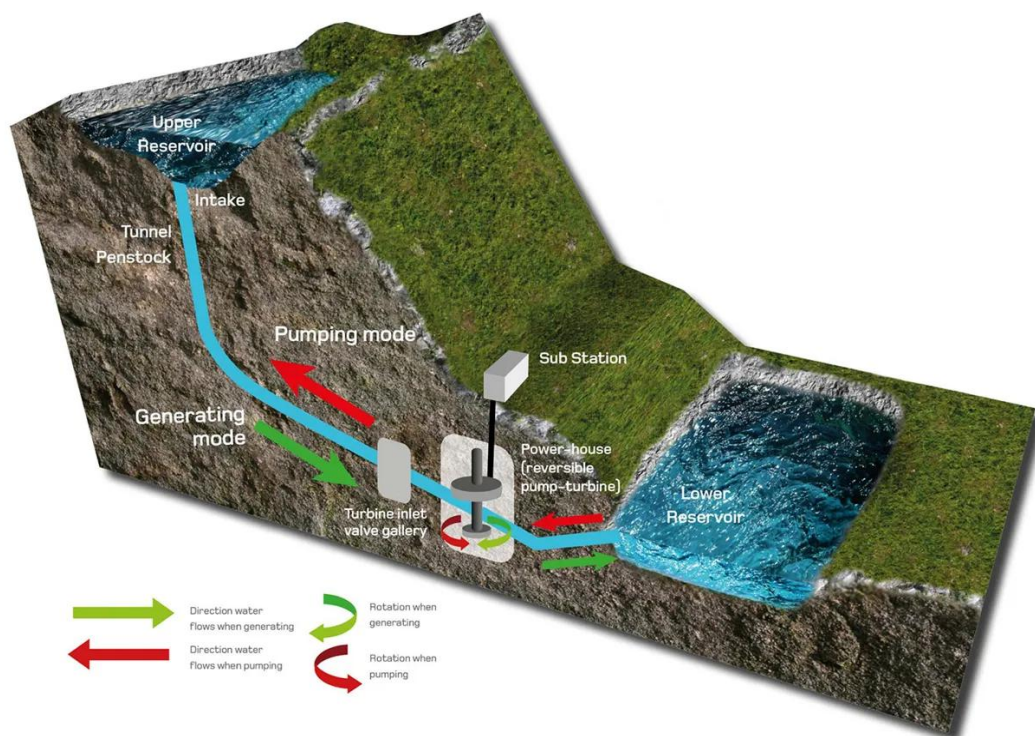
Brasileiro reconhecem a urgência mercadológica e operativa de incorporar flexibilidade estrutural à rede para lidar com os gargalos da geração intermitente.

4.3 Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

Enquanto os sistemas BESS atendem à necessidade de resposta rápida, a mitigação estrutural da rampa de carga exige infraestrutura de armazenamento de longa duração e em larga escala. Para suprir essa demanda sistêmica, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) operam sob o princípio de baterias gravitacionais. Durante a janela diurna de geração solar, a energia elétrica excedente alimenta motores-bomba que elevam a água de um reservatório inferior para um superior. No horário de ponta noturno, o fluxo hídrico é revertido e a água escoia por turbinas convencionais para injetar eletricidade na rede.

Do ponto de vista físico e estrutural, a arquitetura dessa topologia é detalhada na Figura 4.4. O arranjo operativo exige a presença de dois corpos d'água com desnível topográfico significativo, interligados por um circuito hidráulico (composto por condutos forçados e túneis de adução) que direciona o fluxo até a casa de força, local onde operam os conjuntos de turbinas-bomba reversíveis.

Figura 4.4 - Diagrama esquemático de operação de uma Usina Hidrelétrica Reversível



Fonte: Statkraft (2026)

O complexo hidrelétrico de Valdecañas, na Espanha, evidencia a viabilidade comercial e a capacidade de armazenamento massivo dessa tecnologia. A infraestrutura utiliza turbinas-bomba reversíveis para converter grandes excedentes elétricos em energia potencial gravitacional, garantindo o fornecimento de potência firme nos intervalos de maior restrição operativa do sistema elétrico europeu (IBERDROLA, 2025).

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta topologia altamente favorável à instalação de UHRs devido à predominância de bacias hidrográficas regularizadas. Conforme o mapeamento oficial conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética, a implementação dessa tecnologia fornece a potência e a flexibilidade essenciais para atender aos requisitos operacionais do SIN (EPE, 2025). Embora o ciclo completo de reversão apresente perdas inerentes, operando com um rendimento médio em torno de 75% (EPE, 2025), a adaptação de reservatórios em cascata ou a construção de novos circuitos reversíveis confere confiabilidade estrutural ao Operador Nacional do Sistema (ONS). O armazenamento em larga escala absorve a geração intermitente e atua como uma solução física direta para mitigar o risco de cortes de energia imposto às usinas solares centralizadas (GESEL, 2022).

A integração do despacho hídrico reversível durante o pico de consumo diário achata a curva de carga líquida do sistema. O acionamento destas turbinas supre o déficit momentâneo de potência e dispensa o despacho inflexível de termelétricas. Consequentemente, a inserção dessa tecnologia de base hídrica reduz a pressão sobre o Custo Marginal de Operação (CMO) nos horários críticos e neutraliza a formação do Encargo de Serviço do Sistema (ESS) gerado pela transição horária, protegendo a modicidade tarifária detalhada no Capítulo 3.

Apesar do vasto potencial geográfico e da maturidade tecnológica das UHRs, a ausência de um marco legal específico representou, historicamente, a principal barreira para a viabilidade financeira desses projetos no Brasil. Contudo, impulsionado pela urgência em mitigar a intermitência renovável, o cenário institucional passou por uma rápida transição. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou recentemente diretrizes específicas para o armazenamento hidráulico, destravando a regulamentação da tecnologia no país (AGÊNCIA EIXOS, 2026). Essa mobilização de Estado materializou-se de forma concreta quando, em junho de 2026, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou as diretrizes oficiais para o inédito Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) focado em sistemas de armazenamento. Com certames agendados para dezembro do mesmo ano e previsão de suprimento para 2028 (FOTOVOLT, 2026), esse arcabouço consolida, a viabilidade mercadológica tanto para as UHRs quanto para os sistemas de baterias (BESS) no equacionamento operacional do SIN.

4.4 Ampliação da Rede e Intercâmbio de Energia.

Apesar da eficiência técnica dos sistemas de armazenamento (BESS e UHR) discutidos nas Seções 4.2 e 4.3, a otimização operativa da energia fotovoltaica demanda, impreterivelmente, a adequação física da malha de transmissão. A geração renovável brasileira apresenta forte dependência locacional, concentrando a expansão da capacidade instalada fotovoltaica e eólica nas regiões Nordeste e norte do estado de Minas Gerais (EPE, 2024). O excedente gerado nessas áreas requer infraestrutura de escoamento robusta para alcançar os grandes centros de carga, localizados primordialmente no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

A saturação das linhas de transmissão inter-regionais constitui a causa raiz para o elevado volume de cortes documentados no Capítulo 2. Quando o Sistema Interligado Nacional

(SIN) atinge os limites de segurança de intercâmbio entre submercados, o Operador Nacional do Sistema (ONS) é forçado a restringir o escoamento da geração limpa disponível. Essa insuficiência de malha não representa apenas um desafio técnico, mas um severo entrave mercadológico. Empresas geradoras acumulam prejuízos milionários devido ao descarte compulsório de energia, levantando debates regulatórios urgentes sobre o rateio financeiro desses cortes sistêmicos e resultando no congelamento de novos projetos renováveis até que os gargalos de conexão e escoamento sejam endereçados pelo planejamento nacional (CNN BRASIL, 2026). Esse tipo particular de corte de energia (*curtailment*) que ocorre por carência de infraestrutura de transporte, seja por indisponibilidade ou por paradas forçadas ou programadas, recebe a denominação de *constrained off*, que é um tipo particular de *curtailment*.

Em paralelo à expansão interna, o intercâmbio internacional desponta como um mecanismo adicional de flexibilidade e segurança operativa. O aproveitamento da diversidade hidrológica e das diferenças de fuso horário entre os países da América do Sul permite que o Brasil atue na importação ou exportação de blocos de energia nos horários críticos. Essa integração transfronteiriça funciona como uma reserva estratégica que suplementa a inércia sistêmica e reduz a necessidade de despacho emergencial de usinas termelétricas, contribuindo diretamente para o amortecimento dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Entretanto, as regiões de fronteira com potencial para intercâmbio internacional de energia, que seriam as fronteiras com Argentina, Uruguai e Venezuela, não há geração excedente de fontes solar e eólica. Deste modo, o intercâmbio internacional de energia não seria, no caso brasileiro, uma estratégia efetiva para lidar com os excedentes de geração intermitente.

4.5 Considerações Finais do Capítulo

A análise conduzida neste capítulo demonstra que a manutenção dos benefícios tarifários proporcionados pela energia solar, conforme quantificados no Capítulo 3, está estritamente condicionada à modernização operativa do SIN. A intermitência e a acentuada rampa de carga impostas pela inserção massiva da fonte fotovoltaica não representam barreiras intransponíveis, mas sim desafios sistêmicos de infraestrutura que exigem investimentos coordenados em flexibilidade.

A mitigação do risco de cortes de energia e dos impactos tarifários depende da implantação simultânea de soluções tecnológicas complementares. Do ponto de vista do armazenamento, os sistemas BESS garantem a resposta dinâmica em milissegundos necessária para o controle de frequência e o achatamento do pico diário (*peak shaving*). Em contrapartida, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) provêm a inércia mecânica e a capacidade de deslocamento de energia em larga escala (*time-shifting*), suprimindo blocos massivos de potência firme quando necessário.

Complementarmente, a expansão da malha de transmissão e a consolidação do intercâmbio regional asseguram o escoamento físico da geração diurna concentrada e evitam gargalos de fluxo de potência entre os submercados. Apenas a integração estrutural formada pelo armazenamento rápido, pelo armazenamento massivo e pela robustez da transmissão garantirá que o Setor Elétrico Brasileiro absorva a transição para uma matriz descarbonizada. Essa adequação sistêmica afasta a necessidade de despacho de termelétricas inflexíveis e onerosas, contendo o avanço do Custo Marginal de Operação (CMO) e dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e assegurando, por fim, tarifas financeiramente sustentáveis.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.

A inserção massiva da energia solar fotovoltaica representa um marco na transição da matriz energética do Setor Elétrico Brasileiro. Este trabalho teve como objetivo central analisar técnica e economicamente o impacto dessa fonte geradora sobre a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e sobre o comportamento das bandeiras tarifárias durante o biênio de 2024-2025.

A partir do levantamento de dados oficiais, constatou-se que a geração fotovoltaica saltou de 75.426 GWh em 2024 para 92.837 GWh em 2025, um avanço expressivo de 23,1%. Esse crescimento foi sustentado primordialmente pela Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), que apresentou um aumento de 29,5% no período e assumiu a liderança com 67% da produção fotovoltaica nacional em 2025. A Geração Centralizada (GC), embora também em expansão, registrou um incremento mais contido (11,8%), limitado pelas restrições de escoamento.

Ao traduzir esse volume de geração para o âmbito financeiro, a simulação computacional baseada no Custo Marginal de Operação (CMO) evidenciou resultados contundentes. A energia fotovoltaica funcionou como um mecanismo primordial de amortecimento tarifário. Em 2024, a presença da fonte evitou o acionamento excessivo de bandeiras tarifárias e conteve os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), evitando um custo de R\$11,15 bilhões. Em 2025, ano impactado por restrições hidrológicas, essa mitigação saltou para R\$15,67 bilhões. Dessa forma, conclui-se que, no acumulado do biênio, a fonte fotovoltaica (somando a MMGD e a GC) gerou uma economia financeira agregada de R\$26,83 bilhões, impedindo que esse montante fosse cobrado nas faturas dos consumidores.

Contudo, também foram discutidas as severas dificuldades operacionais impostas pela intermitência solar ao longo dos anos avaliados. O sistema elétrico demonstra não possuir a flexibilidade adequada para lidar com a injeção concentrada de potência no meio do dia e a rápida queda de geração no final da tarde (a chamada "curva do pato"). A sobra de energia e o congestionamento nas malhas de transmissão inter-regionais provocaram um aumento drástico nos cortes forçados de geração centralizada. Em 2025, o ONS foi obrigado a descartar 20,7% de todo o potencial de geração disponível das usinas, um aumento alarmante que evidencia riscos reais à estabilidade operativa da rede (ABSOLAR, 2026).

Para solucionar esse congestionamento sistêmico, o estudo aponta que a integração em larga escala de energias intermitentes só se sustentará a longo prazo mediante investimentos robustos em flexibilidade. Entre as principais estratégias analisadas, destacam-se a ampliação das linhas de transmissão, o fortalecimento do intercâmbio energético regional e a adoção de sistemas de armazenamento de energia. Sistemas em baterias (BESS) surgem como importante alternativa para o controle rápido de frequência e regulação local de tensão (*peak shaving*), enquanto a construção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) se consolida como a opção técnica mais madura para deslocamento temporal massivo de energia (*time-shifting*).

É importante registrar, no entanto, as limitações inerentes ao escopo da modelagem desenvolvida neste estudo. O cálculo do impacto financeiro tratou o SIN como uma barra de geração única, desconsiderando as restrições físicas e elétricas exatas das linhas de transmissão entre os diferentes submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste). Além disso, o algoritmo utilizou o CMO simulado diretamente como PLD gatilho para definir as bandeiras tarifárias, uma vez que a reprodução exata das formulações de PLD exigiria dados horários de transação sob domínio restrito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Diante das restrições e dos resultados alcançados, sugere-se, para trabalhos futuros, a realização de simulações com discretização regional, aplicando os limites de fluxo de potência em cada submercado. Recomenda-se também o estudo técnico-econômico focado na viabilidade de implantação dos sistemas BESS na malha de distribuição brasileira, com foco em otimizar a conexão da MMGD, a fim de evitar congestionamentos e garantir a escalabilidade segura da transição energética do país.

REFERÊNCIAS

- ABB. Peak shaving: reduce energy cost using battery energy storage. Cary, NC: ABB, 2024.
- ABRAPCH – Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Custos dos cortes de energia solar e eólica devem ser compartilhados com geração distribuída, avalia instituto. [S. l.]: ABRAPCH, 6 jan. 2025. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2025/01/custos-dos-cortes-de-energia-solar-e-eolica-devem-ser-compartilhados-com-geracao-distribuida-avalia-instituto/>. Acesso em: 21 maio 2026.
- ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Infográfico n. 90. São Paulo: ABSOLAR, abr. 2025. Disponível em: arquivo PDF. Acesso em: 21 maio 2026.
- ALVES, R. J. M. idecomp: Pacote Python para manipulação de arquivos do modelo DECOMP. [S. l.]: GitHub, 2024. Disponível em: <https://github.com/rjmalves/idecomp/blob/main/LICENSE.md>. Acesso em: 26 maio 2026.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Agência define Tarifas de Energia de Otimização, de Serviços Ancilares e PLD para 2024. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/agencia-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2024>. Acesso em: 26 maio 2026.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. ANEEL define Tarifas de Energia de Otimização, de Serviços Ancilares e PLD para 2025. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2025>. Acesso em: 26 maio 2026.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 3.306, de 5 de março de 2024. Homologa o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-homologatoria-n-3.306-de-5-de-marco-de-2024-548269629>. Acesso em: 26 maio 2026.
- CALIFORNIA. Governor's Office of Business and Economic Development. Battery Energy Storage Systems in California. Sacramento, [202-?]. Disponível em: <https://static.business.ca.gov/industries/climate-and-clean-energy/battery-energy-storage-systems-in-california/>. Acesso em: 5 jun. 2026.
- CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO). Briefing: duck curve, current system conditions. Folsom: CAISO, jul. 2015. Disponível em: https://www.caiso.com/documents/briefing_duckcurve_currentsystemconditions-isopresentation-july2015.pdf. Acesso em: 5 jun. 2026.

CANAL SOLAR. Curtailment em usinas solares – outubro. [S. l.]: Canal Solar, 6 nov. 2025. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/curtailment-usinas-solares-outubro/>. Acesso em: 21 maio 2026.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Acervo CCEE: Decks do Modelo Computacional DECOMP. São Paulo: CCEE, [2026]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=39005&assunto=39401&periodo=365>. Acesso em: 26 maio 2026.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Dados da Bandeira Tarifária. São Paulo: CCEE, [2026]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-bandeira-tarifaria>. Acesso em: 26 maio 2026.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Painel de Preços. São Paulo: CCEE, [2026]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>. Acesso em: 26 maio 2026.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Procedimentos de Comercialização. São Paulo: CCEE, [2026]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/procedimentos-de-comercializacao>. Acesso em: 26 maio 2026.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Modelo DECOMP. Rio de Janeiro: CEPEL, [2026]. Disponível em: <https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/decomp/>. Acesso em: 26 maio 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025: Factsheet. Brasília, DF: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 21 maio 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). EPE publica o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2025. Brasília, DF: EPE, [2025]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-o-relatorio-sintese-do-balanco-energetico-nacional-2025>. Acesso em: 21 maio 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota Técnica DEA-SEE-14-2024: RT RED - Tecnologia. Brasília, DF: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-897/NT%20DEA-SEE-14-2024%20-%20RT%20RED%20-%20Tecnologia.pdf>. Acesso em: 21 maio 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasília, DF: 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: 5 jun. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): perspectivas e caminhos para a inserção das usinas reversíveis no Brasil. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO (GESEL). A Viabilidade das Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro: UFRJ, 2022. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_IFE%20UHR%2021.pdf. Acesso em: 5 jun. 2026.

IBERDROLA. Iberdrola comissiona em Valdecañas usina hidrelétrica reversível. [S. l.], 24 abr. 2025. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacao/noticia/detalhe/iberdrola-valdecanas-usina-hidreletrica-reversivel>. Acesso em: 5 jun. 2026.

IEA – *International Energy Agency. Electricity 2026: Executive Summary*. Paris: IEA, 2026. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/executive-summary>. Acesso em: 21 maio 2026.

MACHADO, Nayara. CNPE aprova diretrizes para armazenamento hidráulico e retoma estudos de hidrelétricas. Agência Eixos, Brasília, DF, 1 abr. 2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/cnpe-aprova-diretrizes-para-armazenamento-hidraulico-e-retoma-estudos-de-hidreletricas/>. Acesso em: 8 jun. 2026.

MME publica diretrizes para LRCAP de armazenamento. Fotovolt, São Paulo, 2 jun. 2026. Disponível em: <https://www.arandanet.com.br/revista/fotovolt/noticia/13060-MME-publica-diretrizes-para-LRCAP-de-armazenamento.html>. Acesso em: 8 jun. 2026.

ONU – ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Brasília, DF: ONU, 2015. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 28 jun 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Avaliação e Diagnóstico do Sistema de Previsão da Irradiância Solar e Geração Solar Fotovoltaica de Sistemas de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD). Rio de Janeiro: ONS, 19 set. 2024. Disponível em: arquivo PDF. Acesso em: 21 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dados Hidrológicos e Níveis dos Reservatórios. Rio de Janeiro: ONS, [2026]. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_niveis.aspx. Acesso em: 26 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes: RT DGL-ONS 0189-2025 - GT Curtailment rev1. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtilment%20rev1.pdf>. Acesso em: 21 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Geração de energia. Rio de Janeiro: ONS, [2026]. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 21 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Informe do PMO - Novembro 2025 (RV0). Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20NOV_2025%20-%20RV0.pdf. Acesso em: 26 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Programação da Operação. Rio de Janeiro: ONS, [2026]. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>. Acesso em: 26 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Projeções do PMO passam a incorporar a carga da MMGD. Rio de Janeiro: ONS, 28 abr. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230428-Proje%C3%A7%C3%B5es-do-PMO-passam-a-incorporar-a-carga-da-MMGD.aspx>. Acesso em: 21 maio 2026.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório PMO 19/07 a 25/07. Rio de Janeiro: ONS, [202-]. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-19_07%20a%2025_07.pdf. Acesso em: 21 maio 2026.

RODRIGUES, Robson; JULIÃO, Fabrício. CGN defende dividir custo dos cortes de geração de energia renovável. CNN Brasil, São Paulo, 11 maio 2026. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/infra/cgn-defende-dividir-custo-dos-cortes-de-geracao-de-energia-renovavel/>. Acesso em: 5 jun. 2026.

SCHAUENBERG, Tim. Déficit de armazenamento freia energia renovável na Europa. Deutsche Welle, Bonn, 31 maio 2026. Disponível em: <https://www.dw.com/pt-br/déficit-de-armazenamento-freia-energia-renovável-na-europa/a-77366293>. Acesso em: 5 jun. 2026.

SCHMIDT, Fernando. BESS: solução para gerenciar energia no horário de ponta e backup. Canal Solar, 25 maio 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/bess-solucao-para-gerenciar-energia-no-horario-de-ponta-e-backup/>. Acesso em: 28 jun. 2026.

STATKRAFT. What is pumped storage?. Londres, 2026. Disponível em: <https://projects.statkraft.co.uk/loch-na-cathrach/what-is-pumped-storage/>. Acesso em: 5 jun. 2026.

WESTERN AUSTRALIA. Government of Western Australia. Battery Energy Storage Systems (BESS). Perth, 18 fev. 2026. Disponível em: <https://www.wa.gov.au/government/multi-step-guides/information-electrical-licence-holders/battery-energy-storage-systems-bess>. Acesso em: 5 jun. 2026.

APÊNDICE A — CÓDIGO EM PYTHON PARA SIMULAÇÃO DO CMO E BANDEIRAS TARIFÁRIAS

```

import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from idecomp.decomp.relato import Relato

caminho_arquivo = "/content/relato.rv4"

perda_solar_mwmed = 9000
patamar_alvo = 2
pld_teto = 751.73
horas_pesada = 66
horas_media = 150
horas_leve = 514
horas_mes = horas_pesada + horas_media + horas_leve

adicional_amarela = 0.01885
adicional_vermelha_1 = 0.04463
adicional_vermelha_2 = 0.07877=

def conversao_segura(series):
    def limpa_valor(x):
        if pd.isna(x): return 0.0
        x = str(x).strip()
        if x.lower() in ['nan', 'none', '', '-']: return 0.0
        if '.' in x and ',' in x: x = x.replace('.', '').replace(',', '
        '.'))
        elif ',' in x: x = x.replace(',', '
        '.'))
        try: return float(x)
        except: return 0.0
    return series.apply(limpa_valor)

try:
    relato = Relato.read(caminho_arquivo)
    dicionario_pat = {1: ['1', '1.0', 'PESADA', '1 '], 2: ['2', '2.0',
'MEDIA', 'MÉDIA', '2 '], 3: ['3', '3.0', 'LEVE', '3 ']}

    tab_bal = relato.balanco_energetico
    tab_cmo = relato.cmo_medio_submercado
    tab_bal['pat_limpo'] =
tab_bal['patamar'].astype(str).str.strip().str.upper()
    tab_bal['mercado_num'] = conversao_segura(tab_bal['mercado'])
    tab_estagios = tab_bal[pd.to_numeric(tab_bal['estagio'],
errors='coerce').notnull()].copy()

```

```

def extrair_carga_sin_ponderada(pat_num):
    df_pat =
tab_estagios[tab_estagios['pat_limpo'].isin(dicionario_pat[pat_num])]
    if df_pat.empty: return 0.0
    return df_pat.groupby('estagio')['mercado_num'].sum().mean()

carga_pesada = extrair_carga_sin_ponderada(1)
carga_media = extrair_carga_sin_ponderada(2)
carga_leve = extrair_carga_sin_ponderada(3)

carga_real_mwmed = ((carga_pesada * horas_pesada) + (carga_media *
horas_media) + (carga_leve * horas_leve)) / horas_mes

carga_total_mwh = carga_real_mwmed * horas_mes
carga_total_kwh = carga_total_mwh * 1000

arrecadacao_amarela = carga_total_kwh * adicional_amarela
arrecadacao_vermelha_1 = carga_total_kwh * adicional_vermelha_1
arrecadacao_vermelha_2 = carga_total_kwh * adicional_vermelha_2

col_sub_bal = next((c for c in tab_bal.columns if 'submercado' in
str(c).lower()), 'nome_submercado')
col_sub_cmo = next((c for c in tab_cmo.columns if 'submercado' in
str(c).lower()), 'nome_submercado')

bal_sin =
tab_estagios[tab_estagios['pat_limpo'].isin(dicionario_pat[patamar_alvo
])].copy()
    tab_cmo['pat_limpo'] =
tab_cmo['patamar'].astype(str).str.strip().str.upper()
    cmo_sin =
tab_cmo[tab_cmo['pat_limpo'].isin(dicionario_pat[patamar_alvo])].copy()

mapa_sub = {'1': 'SE', '2': 'S', '3': 'NE', '4': 'N', 'SUDESTE':
'SE', 'SUL': 'S', 'NORDESTE': 'NE', 'NORTE': 'N', 'SE/CO': 'SE'}

folga_nacional, soma_ponderada, mercado_alvo_total = 0.0, 0.0, 0.0

for sub_raw in bal_sin[col_sub_bal].unique():
    apelido = mapa_sub.get(str(sub_raw).strip().upper(),
str(sub_raw).strip().upper())
    linha_bal = bal_sin[bal_sin[col_sub_bal] == sub_raw].copy()

    mercado_sub = linha_bal['mercado_num'].mean()

    linha_bal['hidro_num'] =
conversao_segura(linha_bal['geracao_hidraulica'])

```

```

g_hidro = linha_bal['hidro_num'].mean()
folga_nacional += (g_hidro * 0.10)

cmo_val = 0.0
match_cmo = cmo_sin[cmo_sin[col_sub_cmo].apply(lambda x:
mapa_sub.get(str(x).strip().upper(), str(x).strip().upper())) ==
apelido]
if not match_cmo.empty:
    cmo_val = conversao_segura(match_cmo['estagio_1']).iloc[0]

soma_ponderada += (cmo_val * mercado_sub)
mercado_alvo_total += mercado_sub

cmo_ponderado_ref = soma_ponderada / mercado_alvo_total if
mercado_alvo_total > 0 else 0

tab_ute = relato.dados_termicas
if tab_ute is None: tab_ute = relato.relatorio_operacao_ute
if tab_ute is None: raise ValueError("Tabela de térmicas não
encontrada!")

termicas_sin = tab_ute[tab_ute['estagio'] == 1].copy() if 'estagio'
in tab_ute.columns else tab_ute.copy()

col_max = next((c for c in termicas_sin.columns if 'maxima' in
c.lower() and str(patamar_alvo) in c.lower()), None)
if not col_max: col_max = next((c for c in termicas_sin.columns if
'maxima' in c.lower()), 'geracao_maxima')

col_custo = next((c for c in termicas_sin.columns if 'custo' in
c.lower() and str(patamar_alvo) in c.lower()), None)
if not col_custo: col_custo = next((c for c in termicas_sin.columns
if 'custo' in c.lower()), 'custo')

col_geracao = next((c for c in termicas_sin.columns if 'geracao' in
c.lower() and 'max' not in c.lower() and str(patamar_alvo) in
c.lower()), None)
if not col_geracao: col_geracao = next((c for c in
termicas_sin.columns if 'geracao' in c.lower() and 'max' not in
c.lower()), 'geracao')

termicas_sin['m_num'] = conversao_segura(termicas_sin[col_max])
termicas_sin['c_num'] = conversao_segura(termicas_sin[col_custo])

if col_geracao and col_geracao in termicas_sin.columns:
    termicas_sin['g_real'] =
conversao_segura(termicas_sin[col_geracao])
else:

```

```

termicas_sin['g_real'] = 0.0

termicas_sin['folga_disponivel'] = termicas_sin['m_num'] -
termicas_sin['g_real']

termicas_sin =
termicas_sin[~termicas_sin['nome_usina'].str.contains('ANGRA',
case=False, na=False)]
usinas_reais = termicas_sin[(termicas_sin['folga_disponivel'] >
0.5) & (termicas_sin['c_num'] >= (cmo_ponderado_ref * 0.95))].copy()
usinas_reais = usinas_reais.rename(columns={'c_num': 'custo'})

usina_agua = pd.DataFrame([{'nome_usina': 'RESERVA HÍDRICA (10%
SIN)', 'folga_disponivel': folga_nacional, 'custo':
cmo_ponderado_ref}])
ordem_merito = pd.concat([usina_agua, usinas_reais[['nome_usina',
'folga_disponivel', 'custo']]],
ignore_index=True).sort_values('custo').reset_index(drop=True)
ordem_merito['cap_acumulada'] =
ordem_merito['folga_disponivel'].cumsum()

res = ordem_merito[ordem_merito['cap_acumulada'] >=
perda_solar_mwmed]
if res.empty:
    novo_cmo, usina_m = ordem_merito['custo'].max(), "DÉFICIT
NACIONAL"
else:
    idx = res.index.min()
    novo_cmo, usina_m = ordem_merito.loc[idx, 'custo'],
ordem_merito.loc[idx, 'nome_usina']

ess_hora = 0.0
buraco_restante = perda_solar_mwmed

for idx, row in ordem_merito.iterrows():
    if buraco_restante <= 0: break
    despacho_necessario = min(row['folga_disponivel'],
buraco_restante)

    if row['custo'] > pld_teto:
        ess_hora += (row['custo'] - pld_teto) * despacho_necessario
        buraco_restante -= despacho_necessario

ess_mensal_milhoes = (ess_hora * 730) / 1_000_000

# CÁLCULO FINAL DE RATEIO (ESS vs Bandeira)
taxa_ess_mwh = ess_hora / carga_real_mwmed if carga_real_mwmed > 0
else 0

```

```

taxa_ess_kwh = taxa_ess_mwh / 1000
impacto_fatura_residencial = taxa_ess_kwh * 250

print("\n" + "="*60)
print("🇧🇷 RELATÓRIO DE IMPACTO FINANCEIRO E TARIFÁRIO (CCEE)")
print("="*60)
print(f"▶ CARGA REAL EXTRAÍDA DO DECOMP: {carga_real_mwmed:,.0f}
MWmed")
print(f"▶ ENERGIA FATURADA NO MÊS: {carga_total_mwh:,.0f}
MWh")
print("-" * 60)
print("💰 ESTIMATIVA DE ARRECADAÇÃO (BANDEIRAS):")
print(f"    Amarela: R$ {arrecadacao_amarela/1000000:,.1f}
Milhões")
print(f"    Vermelha (Pat 1): R$
{arrecadacao_vermelha_1/1000000:,.1f} Milhões")
print(f"    Vermelha (Pat 2): R$
{arrecadacao_vermelha_2/1000000:,.1f} Milhões")
print("-" * 60)
print("🔥 CUSTO GERADO PELA CONDIÇÃO SOLAR:")
print(f"    ESS Total Gerado: R$ {ess_mensal_milhoes:,.1f}
Milhões")
print(f"    Taxa de Rateio: R$ {taxa_ess_mwh:.2f} / MWh")
print(f"    Impacto na Conta: + R$ {impacto_fatura_residencial:.2f}
(Residência Padrão)")

if ess_mensal_milhoes > (arrecadacao_vermelha_2/1000000):
    print("⚠️ ALERTA: O custo do ESS estourou a arrecadação máxima
da Bandeira Vermelha P2!")
elif ess_mensal_milhoes > (arrecadacao_amarela/1000000):
    print("⚠️ ALERTA: O sistema exigirá o acionamento de Bandeira
Vermelha para custear o ESS!")

print("="*60 + "\n")

# --- GRÁFICO ---
plt.figure(figsize=(12, 7))
x_degraus = [0] + list(ordem_merito['cap_acumulada'])
y_degraus = [ordem_merito['custo'].iloc[0]] +
list(ordem_merito['custo'])

plt.step(x_degraus, y_degraus, where='pre', color='#8e44ad',
linewidth=2.5, label='Ordem de Mérito Térmica (Expurgada)')
plt.fill_between(x_degraus, y_degraus, step="pre", color='#8e44ad',
alpha=0.1)

if folga_nacional > 0:

```

```

plt.axvspan(0, folga_nacional, color='#3498db', alpha=0.3,
label=f'Reserva Hídrica (10% SIN) - {folga_nacional:,.0f} MW')

plt.axvline(x=perda_solar_mwmed, color='black', linestyle='--',
linewidth=2, label=f'Buraco Solar ({perda_solar_mwmed} MW)')
plt.axhline(y=cmo_ponderado_ref, color='green', linestyle=':',
linewidth=2.5, label=f'Ref: CMO Ponderado (R$
{cmo_ponderado_ref:.2f})')
plt.axhline(y=pld_teto, color='red', linestyle='-', alpha=0.6,
label=f'Teto PLD CCEE (R$ {pld_teto:.2f})')

plt.plot(perda_solar_mwmed, novo_cmo, 'ko', markersize=8)

texto = (f"REF. PONDERADA (SIN): R$ {cmo_ponderado_ref:.2f}\n"
        f"NOVO CMO (BRASIL): R$ {novo_cmo:.2f}\n"
        f"Usina Acionada: {usina_m}\n"
        f"-----\n"
        f"ESS GERADO: R$ {ess_mensal_milhoes:.1f} Milhões/mês")

plt.annotate(texto, xy=(perda_solar_mwmed, novo_cmo),
             xytext=(30, -70),
             textcoords='offset points',
             bbox=dict(boxstyle="round,pad=0.5", fc="#f1c40f",
alpha=0.9, edgecolor='black'),
             arrowprops=dict(arrowstyle="->",
connectionstyle="arc3,rad=-0.2", color='black', lw=1.5),
             fontweight='bold', zorder=10)

plt.title(f"Simulação Incremental: Efeito da Perda Solar no Custo
Sistêmico\n(Premissa de 10% de Reserva Hídrica + Cálculo de ESS)",
fontsize=14, fontweight='bold')
plt.xlabel("Capacidade de Resposta Acumulada do Brasil (MWmed)",
fontsize=12)
plt.ylabel("Custo Marginal (R$/MWh)", fontsize=12)
plt.legend(loc='upper left', framealpha=0.9)
plt.grid(True, linestyle='--', alpha=0.5)

plt.xlim(0, max(perda_solar_mwmed * 1.5,
ordem_merito['cap_acumulada'].max() * 0.4))
plt.ylim(0, max(novo_cmo * 1.4, pld_teto * 1.4))

plt.tight_layout()
plt.show()

except Exception as e:
    print(f"❌ Erro Crítico: {e}")

```