

LETÍCIA CEOLIN DE BRITO

**INFLUÊNCIAS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PERFIL DE
CARGA E INTERVENÇÕES DE SUBESTAÇÕES: ESTUDO DE CASO EM DUAS
SUBESTAÇÕES DO PARANÁ**

FLORIANÓPOLIS – SC

2026

LETÍCIA CEOLIN DE BRITO

INFLUÊNCIAS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PERFIL DE CARGA
E INTERVENÇÕES DE SUBESTAÇÕES: ESTUDO DE CASO EM DUAS
SUBESTAÇÕES DO PARANÁ

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

Orientador: Prof. Marco Aurélio Moreira
Saran, Me.

Coorientadora: Sara Einsfeld, Me.

FLORIANÓPOLIS – SC

2026

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Bríto, Leticia Ceolin de
**INFLUÊNCIAS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO
PERFIL DE CARGA E INTERVENÇÕES DE SUBESTAÇÕES: ESTUDO DE CASO
EM DUAS SUBESTAÇÕES DO PARANÁ / Leticia Ceolin de
Bríto; orientação de Marco Aurélio Moreira Saran;
coorientação de Sara Einsfeld. - Florianópolis,
SC, 2026.**
**Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.**
Inclui Referências.

1. Micro e Minigeração Distribuída. 2. Carga líquida.
3. Planejamento de intervenções. 4. ANAREDE. I. Saran,
Marco Aurélio Moreira. II. Einsfeld, Sara. III. Instituto
Federal de Santa Catarina. IV. INFLUÊNCIAS
DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PERFIL DE CARGA
E INTERVENÇÕES DE SUBESTAÇÕES: ESTUDO DE CASO EM DUAS

**INFLUÊNCIAS DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PERFIL DE
CARGA E INTERVENÇÕES DE SUBESTAÇÕES: ESTUDO DE CASO EM DUAS
SUBESTAÇÕES DO PARANÁ**

LETÍCIA CEOLIN DE BRITO

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

Florianópolis, 15 de Agosto, 2026.

Banca Examinadora:

Marco Aurélio Moreira Saran, Mestre

Sara Einsfeld, Mestre

Daniel Tenfen, Doutor

Murilo Reolon Scuzziato, Doutor

RESUMO

O avanço expressivo da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), impulsionado fundamentalmente pela fonte solar fotovoltaica e normatizado pela Lei nº 14.300/2022 e pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023, tem promovido profundas transformações no setor elétrico brasileiro. Em decorrência da relativa simplicidade de implementação e do baixo custo de manutenção, a MMGD alterou significativamente o comportamento da carga líquida do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este trabalho examina as implicações da integração da MMGD sobre os perfis de carga e os fluxos de potência em subestações de transmissão, analisando os desdobramentos diretos nos estudos de planejamento de desligamentos e intervenções sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O procedimento metodológico compreendeu revisão bibliográfica, análise de dados operacionais reais obtidos por meio do sistema PI System em duas subestações situadas no Estado do Paraná (relativos aos anos de 2020, 2022 e 2025) e simulações computacionais de fluxo de potência e análise de contingências no software ANAREDE. Os resultados indicam que a mitigação da carga líquida no período diurno, advinda da compensação gerada pela MMGD, amplia a margem operacional local para a execução de manutenções programadas. Contudo, tal dinâmica impõe severos desafios operacionais, a exemplo do surgimento do fluxo reverso e da intensificação das rampas de carga ao final da tarde. Depreende-se que a descentralização da matriz energética requer a pronta revisão dos critérios operacionais convencionais adotados pelo ONS, maior articulação institucional e a incorporação de recursos de flexibilidade para assegurar a confiabilidade da rede básica.

Palavras-chave: Micro e Minigeração Distribuída; Carga líquida; Planejamento de intervenções; ANAREDE.

ABSTRACT

The significant advancement of Distributed Micro and Mini-Generation (MMGD), fundamentally driven by solar photovoltaic sources and regulated by Law No. 14,300/2022 and ANEEL Normative Resolution No. 1,059/2023, has promoted profound transformations within the Brazilian electric power sector. Due to the relative simplicity of implementation and low maintenance costs, MMGD has substantially altered the behavior of the net load in the National Interconnected System (SIN). This study examines the implications of MMGD integration on load profiles and power flows in transmission substations, analyzing the direct consequences for the planning studies of disconnections and interventions under the responsibility of the National Electric System Operator (ONS). The methodological procedure encompassed a literature review, analysis of real operational data obtained through the PI System platform in two substations located in the State of Paraná (related to the years 2020, 2022, and 2025), and computational simulations of power flow and contingency analysis using the ANAREDE software. The results indicate that the mitigation of net load during the daytime period, resulting from the compensation generated by MMGD, expands the local operational margin for the execution of scheduled maintenance. However, this dynamic introduces severe operational challenges, such as the emergence of reverse flow and the intensification of load ramps in the late afternoon. It is concluded that the decentralization of the energy matrix necessitates the prompt review of conventional operational criteria adopted by the ONS, greater institutional articulation, and the incorporation of flexibility resources to ensure the reliability of the backbone grid.

Keywords: Distributed Micro and Mini-Generation. Net load. Intervention planning. ANAREDE.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Participação da MMGD na matriz elétrica brasileira de referência e projeção para 2030	15
Figura 2	Representação da “Curva do Pato” e das rampas de carga líquida no sistema chinês, de Qinghai, na primavera de 2020	17
Figura 3	Tendência de expansão da oferta de geração de energia elétrica no Brasil por fonte de geração, com previsão de entrada em operação comercial entre 2026 e 2032	20
Figura 4	Curva do Pato da Califórnia, em GW	30
Figura 5	Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020	44
Figura 6	Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2022	44
Figura 7	Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025	45
Figura 8	Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020	47
Figura 9	Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2022	48
Figura 10	Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025	49
Figura 11	Caso base da subestação A localizada no estado do Paraná em novembro de 2025, considerando condição normal de operação	50
Figura 12	Simulação de desligamento programado de transformador em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025	51
Figura 13	Análise de contingência considerando desligamento programado e desligamento acidental de	52

transformadores em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025

Figura 14	Percentual de carregamento do transformador remanescente após contingência simulada em novembro de 2025	53
Figura 15	Caso base da subestação A localizada no estado do Paraná em novembro de 2020, considerando desligamento programado de um transformador	54
Figura 16	Simulação de desligamento programado de transformador em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020	55
Figura 17	Análise de contingência considerando desligamento programado e desligamento acidental de transformadores em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020	56

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social.
CAISO	<i>California Independent System Operator.</i>
CAG	Controle Automático de Geração.
CGH	Central Geradora Hidrelétrica.
CVU	Custo Variável Unitário.
DR	<i>Demand Response</i> / Resposta da Demanda.
DSO	<i>Distributed System Operator</i> / Operadora de Sistema de Distribuição.
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration.</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
ESS	<i>Energy Storage Systems</i> / Sistemas de Armazenamento de Energia.
FMGD	Frente Mineira de Geração Distribuída
FT	Função Transmissão
LER	Leilão de Energia de Reserva.
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PAR	Plano de Ampliações e Reforços.
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN.
PEL	Plano de Equipamentos e Linhas.
PCH	Pequena Central Hidrelétrica.
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia.
PDO	Programação Diária da Operação Eletroenergética.
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.
REDs	Recursos Energéticos Distribuídos.
RN	Resolução Normativa.
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro.

SIN	Sistema Interligado Nacional.
TSO	<i>Transmission System Operator.</i>
UC	<i>Unit Commitment.</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	7
1.1 Justificativa.....	9
1.2 Definição do Problema	10
1.3 Objetivo Geral	12
1.4 Objetivos Específicos	12
1.5 Estrutura do Trabalho.....	12
2 REVISÃO DA LITERATURA.....	14
2.1 Micro e Minigeração Distribuída.....	14
2.2 Cenário brasileiro	18
2.3 Flexibilidade operativa	23
2.3.1 Conceito e recursos.....	24
2.3.2 O exemplo do sistema californiano.....	29
2.3.3 Desafios enfrentados.....	32
3 METODOLOGIA	39
3.1 Apresentação do estudo proposto.....	41
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	43
4.1 Análise histórica dos fluxos de potência da subestação “A”	43
4.2 Avaliação das condições operativas da subestação “B”	46
4.2.1 Dados históricos do fluxo de potência	46
4.2.2 Simulações Computacionais no ANAREDE	50
5 CONCLUSÃO	58
REFERÊNCIAS.....	61
APÊNDICE A – EXEMPLO DE PLANILHA DE DADOS BRUTOS UTILIZADA PARA GERAÇÃO DOS GRÁFICOS	68

1 INTRODUÇÃO

A configuração do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) resulta da integração de diferentes fontes de geração, com predominância das matrizes hidráulica, térmica e eólica, distribuídas entre os subsistemas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, interligados por uma vasta rede de transmissão. De acordo com dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), essas fontes correspondem a mais de 70% da potência instalada do país (ONS, 2024a). A estrutura interligada do sistema brasileiro possibilita o intercâmbio de energia entre regiões com características distintas de geração e consumo, permitindo maior aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis e maior estabilidade operacional.

Nas últimas décadas, o setor elétrico nacional passou por mudanças significativas associadas ao avanço das fontes renováveis e à descentralização da geração de energia. Entre as transformações mais relevantes está a ampliação da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Em termos fundamentais, a MMGD possibilita que consumidores de diversas categorias — residenciais, comerciais ou industriais — instalem sistemas de micro ou minigeração, a exemplo de painéis fotovoltaicos, viabilizando a autoprodução de energia elétrica e a consequente compensação em suas faturas de consumo através de créditos financeiros. Essa modalidade foi regulamentada inicialmente pela Resolução Normativa (RN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Mais recentemente, o setor ganhou maior segurança jurídica com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída (BRASIL, 2022), que estabeleceu as diretrizes atuais, posteriormente regulamentadas pela RN nº 1.059/2023 (ANEEL, 2023). Essa base legal e regulatória consolidou a expansão da geração conectada diretamente às redes de distribuição.

O crescimento da MMGD ocorreu de forma acelerada nos últimos anos, sobretudo em razão da expansão da geração solar fotovoltaica. Em abril de 2024, a participação dessa modalidade já correspondia a 12,9% da geração nacional, segundo informações do ONS (2024a). Dados mais recentes do setor indicam que a expansão permaneceu em ritmo elevado nos anos seguintes. Em janeiro de 2026, levantamentos do mercado de geração distribuída apontavam crescimento expressivo da potência instalada em diversas regiões do país, com destaque para Minas Gerais,

Paraná, Bahia e Mato Grosso, evidenciando a consolidação da MMGD como um dos principais vetores de transformação da matriz elétrica brasileira (Canal Solar, 2026). A ampliação da geração distribuída modificou o comportamento tradicional da carga líquida observada pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), alterando fluxos de potência, perfis de consumo e a dinâmica operacional do sistema elétrico brasileiro.

A incorporação da MMGD aos modelos utilizados pelo ONS passou a exigir adaptações nos estudos de planejamento e programação da operação. Desde abril de 2023, os valores estimados de micro e minigeração distribuída passaram a compor oficialmente os dados de geração e carga considerados nos processos de análise do operador (ONS, 2026). A mudança provocou alterações na interpretação das curvas de demanda e nos critérios utilizados para avaliação das condições operativas do SIN, especialmente em cenários de carga média, períodos em que o consumo de energia é elevado em relação aos patamares leves/mínimos do sistema, que normalmente são observados durante madrugadas, fins de semana e feriados.

Nesse contexto, torna-se importante distinguir os conceitos de carga global e carga líquida. A carga global corresponde à demanda total de energia requerida pelos consumidores conectados ao sistema elétrico. Já a carga líquida representa a parcela efetivamente suprida pela rede de transmissão após o desconto da geração distribuída local, sobretudo da geração solar fotovoltaica. Assim, à medida que a MMGD cresce, parte da demanda passa a ser atendida diretamente próximo ao consumo, reduzindo a carga observada pelo operador do sistema e alterando os fluxos de potência tradicionalmente verificados no SIN (Antillanca et al., 2025).

Além das alterações nos perfis de carga, a inserção da MMGD também trouxe novos desafios para a interpretação dos dados operacionais utilizados nos estudos eletroenergéticos. A redução da carga líquida em determinados horários, associada ao aumento da geração distribuída ao longo do período diurno, passou a interferir na análise dos limites operativos, nos critérios de segurança e no planejamento de desligamentos de equipamentos supervisionados pelo ONS. Como consequência, tornou-se necessário revisar metodologias e procedimentos para adequar os estudos à realidade atual do sistema elétrico.

1.1 JUSTIFICATIVA

Com o avanço das fontes renováveis e a ampliação da geração distribuída no Brasil, os estudos relacionados à operação e ao planejamento do sistema elétrico passaram a apresentar maior complexidade. A crescente participação da MMGD, especialmente da fonte solar fotovoltaica, modifica o comportamento tradicional das curvas de carga e geração observadas pelo SIN, alterando fluxos de potência, padrões de consumo e condições operativas anteriormente mais previsíveis.

A motivação para o presente estudo surgiu a partir da experiência desenvolvida durante estágio na área de estudos de Intervenções na Rede - PRI do ONS, período em que a incorporação da MMGD à carga global passou a alterar diretamente os casos base utilizados nos estudos elétricos realizados para as liberações de intervenções na rede. A mudança nos patamares de carga modificou a interpretação dos fluxos históricos observados em subestações e equipamentos da rede de operação, exigindo revisões nos critérios tradicionalmente utilizados para avaliação de desligamentos programados.

A regulamentação da geração distribuída, iniciada com a RN nº 482/2012 e posteriormente atualizada pela RN nº 1.059/2023, ampliou de forma significativa a participação de consumidores na geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (ANEEL, 2023). Como consequência, a presença da MMGD passou a influenciar de maneira mais intensa a carga líquida observada pelo ONS, sobretudo nos horários de maior incidência solar.

À medida que a participação da MMGD aumenta, surgem condições operativas mais complexas, incluindo ocorrência de fluxo reverso em alimentadores e subestações e elevação de carregamentos em determinados equipamentos. Além das alterações elétricas, esse novo comportamento também interfere nos critérios utilizados para avaliação operacional do sistema.

A incorporação crescente da MMGD ao SIN também amplia os desafios relacionados à operação em tempo real. A variabilidade característica da geração solar fotovoltaica provoca mudanças rápidas na carga líquida ao longo do dia, exigindo maior flexibilidade operativa do sistema e adaptações constantes nos modelos de previsão de demanda e geração. Em horários de elevada geração distribuída, determinadas subestações passam a apresentar fluxos significativamente diferentes daqueles registrados antes da integração da MMGD aos modelos utilizados pelo ONS.

Outro aspecto relevante refere-se à necessidade de adequação dos estudos relacionados aos desligamentos de equipamentos elétricos. Como os critérios operativos consideram condições de carga pesada, média, leve/mínima, alterações provocadas pela MMGD podem modificar a interpretação das condições mais adequadas para realização de intervenções programadas no sistema. Em algumas situações, horários anteriormente classificados como carga média passam a apresentar fluxos distintos em razão da influência da geração distribuída sobre a carga líquida observada nos barramentos da rede de operação.

Conforme estabelecido no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, os estudos elétricos devem considerar condições representativas de carga pesada, média, leve e mínima em regime permanente (ONS, 2022). Com a presença crescente da geração distribuída, os valores observados nos barramentos passaram a apresentar comportamentos distintos daqueles historicamente registrados, modificando os fluxos associados às subestações e influenciando diretamente a avaliação das intervenções programadas no sistema.

Diante desse contexto, o presente estudo justifica-se pela necessidade de compreender de que forma a incorporação da MMGD vem alterando os perfis de carga e geração observados no Sistema Interligado Nacional, especialmente no que se refere aos fluxos de potência em subestações conectadas à rede de operação. A análise dessas mudanças pode contribuir para o aprimoramento dos estudos eletroenergéticos, da interpretação dos critérios operativos e do planejamento de desligamentos de equipamentos operados pelo ONS.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Estudos recentes do ONS, especialmente os apresentados no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN) - embasado pelos cadernos do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) e do Plano de Equipamentos e Linhas (PEL) -, indicam continuidade no crescimento da MMGD nos próximos anos. No final de 2023, o sistema já contabilizava aproximadamente 26 GW de potência instalada nessa modalidade de geração (ONS, 2024b). Desde então, a expansão permaneceu acelerada, impulsionada principalmente pela geração solar fotovoltaica distribuída.

Ademais, dados divulgados em 2026 apontam crescimento expressivo da potência instalada em diversas regiões do país, com destaque para Minas Gerais, Paraná, Bahia e Mato Grosso, confirmando a consolidação da MMGD como um dos principais vetores de transformação da matriz elétrica brasileira (Canal Solar, 2026). Esse avanço passou a exigir adaptações nos modelos de planejamento e nos estudos operativos utilizados pelo setor elétrico brasileiro.

Entre as mudanças implementadas pelo ONS está a incorporação da MMGD à carga global do SIN, procedimento que alterou os valores de demanda líquida observados pelo sistema de transmissão. A partir dessa integração, os fluxos registrados em subestações e equipamentos da rede de operação passaram a apresentar comportamentos diferentes daqueles historicamente utilizados como referência nos estudos eletroenergéticos.

De acordo com o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, uma das atribuições do ONS consiste em avaliar desligamentos de equipamentos elétricos que possam provocar restrições no atendimento à carga, priorizando, sempre que possível, períodos associados a condições de carga leve/mínima. Entretanto, com a modificação dos perfis de fluxo decorrente da inserção crescente da MMGD, a identificação desses períodos passou a demandar análises mais complexas, uma vez que a carga líquida observada pelo sistema sofreu alterações significativas ao longo do dia.

Nesse contexto, surge o seguinte questionamento: de que maneira a incorporação da MMGD à carga global do SIN alterou os critérios e a interpretação dos estudos relacionados ao planejamento de desligamentos de equipamentos elétricos operados pelo ONS?

Para fins deste trabalho, consideram-se equipamentos elétricos as Funções Transmissão (FT) definidas pela ANEEL no Anexo I do Módulo 4 da Resolução Normativa ANEEL nº 905 de 8 de dezembro de 2020. As Funções Transmissão são: Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins da apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares. Entre as principais FT podemos citar as linhas de transmissão, transformador de potência, banco de capacitor, reatores, compensadores síncronos, compensadores estáticos e conversoras de frequência (ANEEL, 2025).

1.3 OBJETIVO GERAL

Analisar os impactos da incorporação da MMGD sobre os perfis de carga e os fluxos de potência observados em subestações conectadas ao SIN, considerando seus efeitos nos estudos operativos relacionados ao planejamento de desligamentos de equipamentos elétricos realizados pelo ONS.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Realizar revisão bibliográfica acerca da expansão da MMGD e de seus impactos operativos no SIN;
- b) levantar informações de fluxos de potência em subestações conectadas à rede de operação;
- c) comparar os fluxos observados antes e após a incorporação da MMGD à carga global do sistema;
- d) identificar alterações nos perfis e gráficos de carga líquida decorrentes da integração da MMGD;
- e) analisar de que forma a incorporação da MMGD influencia a interpretação dos critérios utilizados pelo ONS para aprovação de desligamentos de equipamentos elétricos.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo consiste na introdução ao tema, apresentando os objetivos, justificativa e problemática do trabalho.

No segundo capítulo é feita uma revisão da literatura que baseia os conceitos relacionadas ao tema da MMGD no SIN e as formas como o tema é abordado no setor elétrico, da visão energética e de planejamento do sistema elétrico nacional.

O terceiro capítulo apresenta a metodologia utilizada para a criação do estudo.

O quarto capítulo apresenta os resultados e as discussões da pesquisa, contemplando a análise histórica dos fluxos de potência a partir dos dados reais e as simulações computacionais de contingência realizadas no software ANAREDE.

Por fim, o quinto capítulo traz a conclusão do trabalho, sintetizando as descobertas e propondo temas para investigações futuras.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Segundo dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 da EPE (PDE 2034), o Brasil possui a capacidade de chegar a 70,5 GW de potência instalada acumulada de MMGD (EPE, 2024a). Em dezembro de 2023 o valor era de 26 GW (ONS, 2024b). Esse valor evidencia a importância de estudos cada vez mais elaborados acerca do tema, envolvendo as projeções de crescimento de potência instalada e os efeitos já observados atualmente.

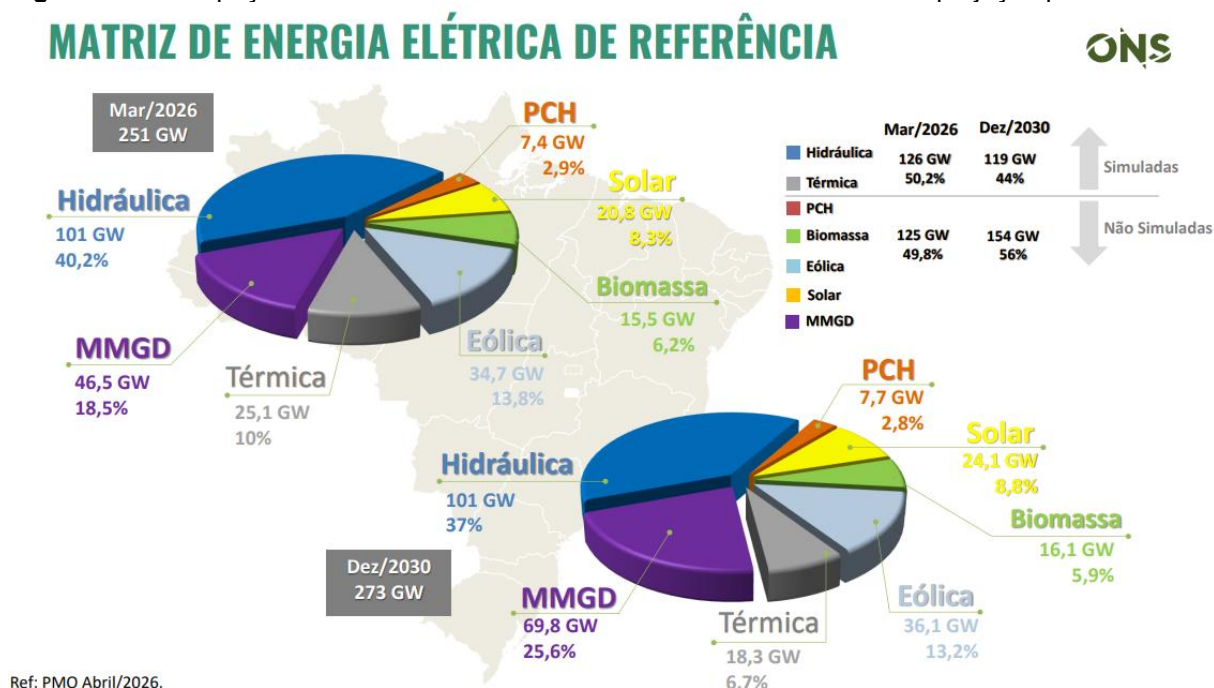
Este capítulo tem como objetivo detalhar a complexidade imposta pela integração da MMGD nos estudos de planejamento do setor elétrico. Para isso, o texto aborda o conceito de flexibilidade operativa e discute as principais estratégias tecnológicas e regulatórias apontadas na literatura para mitigar os impactos operacionais adversos gerados por essa nova dinâmica

2.1 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A MMGD corresponde às unidades geradoras conectadas à rede de distribuição e destinadas, principalmente, ao atendimento do próprio consumo. Conforme regulamentação vigente da ANEEL, enquadram-se nessa modalidade centrais geradoras de fontes renováveis ou de cogeração qualificada com potência instalada de até 5 MW para fontes despacháveis e até 3 MW para fontes não despacháveis (ANEEL, 2023). A energia produzida pode ser utilizada instantaneamente pelo consumidor, enquanto o excedente injetado na rede é convertido em créditos energéticos por meio do sistema de compensação de energia elétrica.

A Figura 1 mostra a participação da MMGD na matriz elétrica brasileira de referência e projeção para 2030.

Figura 1 – Participação da MMGD na matriz elétrica brasileira de referência e projeção para 2030



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2026).

Conforme apresentado na Figura 1, a participação da MMGD na matriz elétrica brasileira apresenta trajetória de crescimento expressiva. As projeções do ONS indicam aumento da capacidade instalada de 46,5 GW, em março de 2026, para aproximadamente 69,8 GW em dezembro de 2030, elevando sua participação de 18,5% para 25,6% da capacidade total instalada. Esse crescimento reforça a relevância da geração distribuída no planejamento da expansão do setor elétrico e amplia sua influência sobre os fluxos de potência, os perfis de carga e os estudos operativos realizados para o SIN (ONS, 2026).

A Resolução Normativa nº 1.059/2023 estabeleceu critérios técnicos e operacionais para conexão dessas unidades ao sistema elétrico, além de definir as características das fontes consideradas despacháveis. Entre elas estão pequenas centrais hidrelétricas, usinas termelétricas movidas a biomassa ou biogás e sistemas fotovoltaicos associados a armazenamento em baterias (ANEEL, 2023). A regulamentação também passou a incorporar diretrizes voltadas à integração mais coordenada da geração distribuída às redes de distribuição e transmissão.

Nos últimos anos, a expansão da MMGD alterou significativamente o comportamento das redes elétricas brasileiras. A crescente inserção da geração solar fotovoltaica passou a modificar os perfis tradicionais de carga observados pelo SIN, principalmente durante os períodos de maior incidência solar. Como consequência, a

carga líquida registrada em diversas regiões passou a apresentar reduções expressivas ao longo do período diurno, alterando fluxos de potência anteriormente mais previsíveis e influenciando diretamente os estudos operativos realizados pelo ONS.

O crescimento da MMGD ocorreu de forma acelerada a partir da ampliação do acesso às tecnologias fotovoltaicas e da consolidação do ambiente regulatório. Desde 2023, o Brasil ultrapassou sucessivos marcos de potência instalada, impulsionado principalmente pela expansão da geração solar residencial, comercial e rural (ANEEL, 2024). Além da redução gradual dos custos de instalação, fatores como linhas de financiamento, incentivos regulatórios e aumento das tarifas de energia elétrica contribuíram para ampliar a adesão à geração distribuída em diferentes regiões do país.

A fonte solar fotovoltaica concentra a maior parte das unidades de MMGD conectadas ao sistema elétrico nacional. A predominância dessa tecnologia está associada à elevada disponibilidade de recurso solar no território brasileiro, à modularidade dos sistemas e à relativa simplicidade de instalação e manutenção quando comparada a outras fontes de geração.

Diferentemente de usinas hidrelétricas ou termelétricas, que exigem obras civis complexas e maquinários pesados com partes móveis, os sistemas fotovoltaicos apresentam tempo e custo de implantação consideravelmente inferiores. A montagem dos painéis e inversores é rápida e, por não possuírem peças em constante atrito mecânico, a necessidade e os custos com manutenção ao longo da vida útil do sistema são mínimos. Em razão dessa expansão, a MMGD passou a influenciar de maneira mais intensa os perfis de demanda líquida observados pelo operador do sistema, especialmente em estados com elevada concentração de geração distribuída.

Entre os estados com maior participação da MMGD destacam-se Minas Gerais, São Paulo, Goiás e Rio Grande do Sul, regiões que concentram elevados volumes de potência instalada e grande número de conexões à rede de distribuição (ANEEL, 2024; ONS, 2024a). A expansão observada nesses estados está associada a fatores como disponibilidade de radiação solar, perfil de consumo, presença de atividades agroindustriais e maior capacidade de investimento por parte dos consumidores.

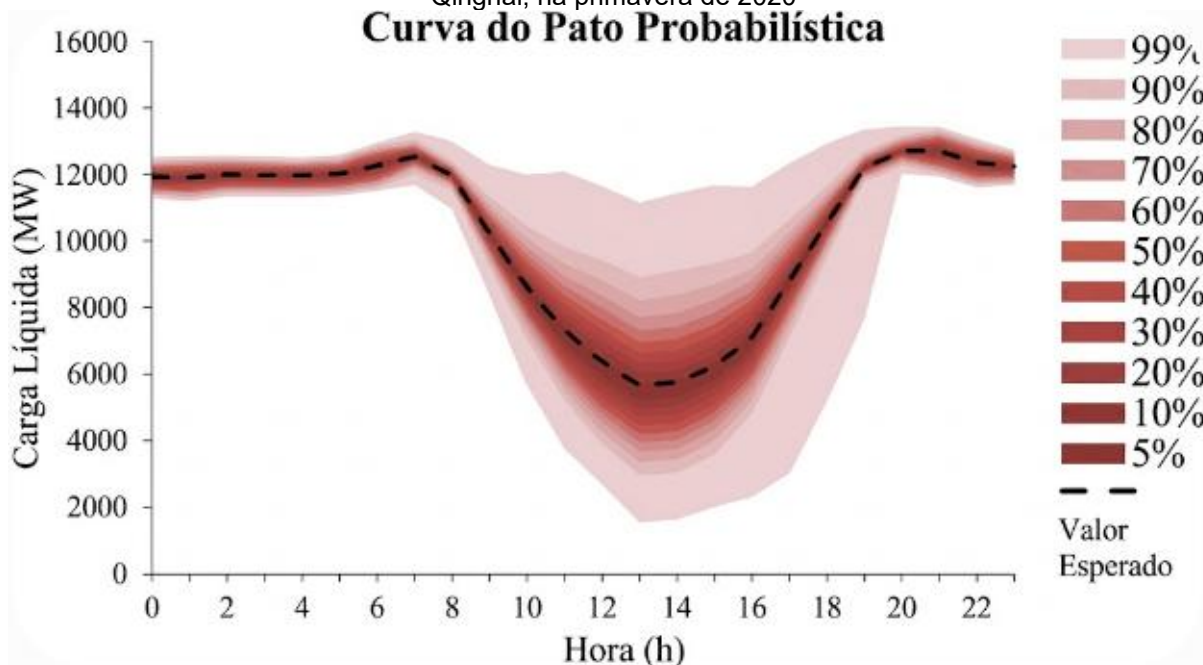
Apesar dos benefícios associados à geração distribuída, a ampliação da MMGD também trouxe novos desafios para a operação do sistema elétrico. A

presença crescente de geração conectada diretamente às redes de distribuição passou a modificar o fluxo tradicional de potência, criando condições de fluxo reverso em determinados alimentadores e subestações. Em alguns cenários, a energia gerada localmente ultrapassa o consumo instantâneo da região, fazendo com que parte da potência seja transferida de volta para níveis superiores da rede elétrica.

Além das alterações nos fluxos elétricos, a elevada participação da geração solar intensificou a variabilidade da carga líquida observada pelo sistema. Durante os períodos de maior geração fotovoltaica, ocorre redução significativa da demanda suprida pela rede de transmissão. Em contrapartida, no final da tarde, com a diminuição da incidência solar e aumento simultâneo do consumo, as rampas de carga tornam-se mais acentuadas, exigindo respostas operativas mais rápidas por parte do sistema elétrico.

Esse comportamento pode ser observado na chamada “Curva do Pato”, utilizada para representar a redução da carga líquida durante o período de maior incidência solar e o aumento abrupto da demanda ao final do dia (Figura 2).

Figura 2 – Representação da “Curva do Pato” e das rampas de carga líquida no sistema chinês, de Qinghai, na primavera de 2020



Fonte: Adaptado de Hou et al., (2019).

Paralelamente aos desafios operativos, o avanço da MMGD também impulsiona discussões relacionadas a tecnologias voltadas ao aumento da flexibilidade do sistema elétrico, como armazenamento energético em baterias e

modernização das redes de distribuição. Essas soluções podem auxiliar na mitigação dos efeitos associados à variabilidade da geração distribuída (EPE, 2024a).

Nesse contexto, embora parte da literatura relacione a expansão da geração distribuída ao desenvolvimento de estruturas mais flexíveis e descentralizadas, o presente estudo permanece direcionado especificamente aos impactos da MMGD conectada às redes convencionais de distribuição e transmissão, especialmente sobre os fluxos de potência, a carga líquida e os estudos operativos conduzidos pelo ONS.

2.2 CENÁRIO BRASILEIRO

A expansão do setor elétrico brasileiro ocorreu de forma gradual ao longo do século XX, inicialmente com pequenos empreendimentos privados voltados à iluminação pública e ao atendimento de demandas locais. Com o avanço da industrialização e do crescimento urbano, a geração hidrelétrica passou a ocupar posição predominante na matriz elétrica nacional, favorecida pelo elevado potencial hídrico do país e pela atuação crescente do Estado no planejamento energético.

A partir da década de 1930, houve maior centralização do setor elétrico, intensificada nos governos posteriores com a criação de empresas estatais e ampliação da infraestrutura de geração e transmissão. Durante várias décadas, o modelo hidrelétrico sustentou a expansão do consumo de energia elétrica no Brasil, permitindo integração regional e crescimento econômico.

A partir desse período, o planejamento energético nacional passou a incorporar de forma mais intensa fontes alternativas de geração, como termelétricas, eólicas, solares e biomassa. Nas últimas décadas, a expansão das fontes renováveis variáveis, especialmente da geração solar fotovoltaica e da MMGD, passou a alterar significativamente o comportamento operacional do SIN, ampliando a necessidade de flexibilidade operativa e modernização dos modelos de planejamento e operação do sistema elétrico (EPE, 2023a; ONS, 2023b).

A década de 1990 marcou uma mudança importante na organização do setor elétrico brasileiro, impulsionada pela adoção de políticas econômicas voltadas à redução da participação direta do Estado em setores considerados intensivos em capital. Nesse período, os segmentos de geração e transmissão de energia passaram a ser gradualmente abertos à iniciativa privada, sob o argumento de que novos investimentos poderiam ser ampliados com maior participação empresarial. A

promulgação da Lei das Concessões, em 1995, formalizou esse processo e ampliou a presença de empresas privadas no setor elétrico nacional (Silva, 2025).

Apesar das reformas implementadas ao longo da década, já era perceptível, desde o início dos anos 1990, uma redução significativa dos investimentos em novas usinas hidrelétricas. Como consequência, o setor elétrico passou a atravessar um período de transição marcado por incertezas, no qual os investimentos públicos diminuía enquanto a iniciativa privada ainda não possuía estrutura consolidada para assumir plenamente a expansão da geração elétrica.

Diversos fatores contribuíram para a crise energética de 2001, entre eles a desregulamentação acelerada do setor, a ausência de estímulos suficientes para investimentos privados em infraestrutura, a redução dos aportes estatais e os períodos prolongados de seca que levaram os reservatórios hidrelétricos a níveis críticos. O chamado “Apagão” expôs o desalinhamento entre o modelo institucional adotado na década de 1990 e as necessidades reais de expansão do sistema elétrico brasileiro, além de tornar mais evidente a vulnerabilidade de uma matriz fortemente dependente da geração hidrelétrica (Silva, 2025).

Como resposta imediata à crise, houve expansão emergencial da geração termelétrica, principalmente por meio de usinas movidas a gás natural, consideradas alternativas de rápida implementação para suprir déficits de curto prazo (Silva, 2025). Ao mesmo tempo, a crise reforçou a percepção de que a ampliação da participação privada no setor elétrico exigia mecanismos de planejamento e regulação mais consistentes, capazes de acompanhar o crescimento da demanda e garantir maior segurança operativa ao sistema.

A partir daquele período, o planejamento energético nacional passou a incorporar de forma mais intensa a necessidade de diversificação da matriz elétrica. Nesse contexto, a geração termelétrica manteve relevância estratégica, especialmente como suporte à operação do sistema em períodos de escassez hídrica. A crise hídrica de 2021 reforçou novamente a importância dessas usinas para compensar a redução da geração hidrelétrica e preservar condições adequadas de atendimento à demanda (Delta Energia, 2024).

O Brasil, por se tratar de um país em desenvolvimento, apresenta crescimento contínuo da demanda por energia elétrica, acompanhado pela ampliação dos investimentos em fontes renováveis. Atualmente, a matriz elétrica brasileira possui

forte participação das fontes hídrica, eólica e de biomassa, que figuram entre as principais alternativas renováveis utilizadas no país (ANEEL, 2024).

Dados publicados pela ANEEL em julho de 2024, por meio do RALIE (Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica), indicam que, até 2032, os empreendimentos com maior potência prevista para entrada em operação comercial pertencem, majoritariamente, às fontes solar e eólica, conforme apresentado na Figura 3. Cabe ressaltar que o RALIE deixou de ser atualizado recentemente, sendo as informações de acompanhamento e expansão da oferta de geração complementadas atualmente pelo Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA). Ainda assim, a base de dados histórica do relatório contempla empreendimentos pertencentes tanto ao SIN quanto aos Sistemas Isolados do Brasil, refletindo com precisão a tendência de expansão do setor.

Figura 3 - Tendência de expansão da oferta de geração de energia elétrica no Brasil por fonte de geração, com previsão de entrada em operação comercial entre 2026 e 2032

Origem	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Sem Previsão	Total
☐ Biomassa	135	500	88	22	25	310	47	748	1.874
☐ Eólica	1.345	500		470	704	12.016	1.393	607	17.035
☐ Fóssil	2.787	602	3			142		612	4.146
☐ Hídrica	113	131	87	15	566	213		574	1.700
☐ Nuclear								1.350	1.350
☐ Solar	2.065	4.869	3.342	3.454	881	52.345	492	16.208	83.655
Total	6.445	6.602	3.520	3.962	2.175	65.026	1.931	20.098	109.760

Fonte: ANEEL (2026).

Os dados apresentados pelo RALIE refletem a intensificação dos investimentos em fontes renováveis no setor elétrico brasileiro, especialmente nas fontes solar e eólica. Tal cenário está associado a fatores regulatórios, econômicos e tecnológicos que favoreceram a expansão dessas modalidades de geração ao longo dos últimos anos (EPE, 2024a; CNI, [s.d.]).

Entre os fatores que contribuíram para esse crescimento destacam-se os incentivos regulatórios promovidos pelo governo federal e pelos órgãos do setor elétrico, incluindo mecanismos de contratação de energia em leilões, linhas de financiamento voltadas a projetos renováveis e regulamentações que estimularam a expansão da geração distribuída e da geração centralizada de fonte solar e eólica (ANEEL, 2023; BNDES, 2024). Além disso, a redução gradual dos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos e dos aerogeradores ampliou a competitividade dessas fontes no mercado brasileiro (EPE, 2024a).

Outro aspecto associado à expansão das fontes renováveis refere-se às transformações observadas no cenário energético mundial. A busca por alternativas com menores emissões de gases de efeito estufa passou a influenciar políticas energéticas, estratégias empresariais e investimentos no setor elétrico, impulsionando a transição energética. Nesse contexto, fontes renováveis como solar e eólica ganharam maior participação na expansão da matriz elétrica brasileira, acompanhando movimentos internacionais voltados à diversificação da geração e à redução da dependência de combustíveis fósseis (CNI, [s.d.]; EPE, 2024a).

Além das questões ambientais, a expansão dessas fontes também está relacionada às características naturais favoráveis encontradas no Brasil. O elevado potencial de irradiação solar e a disponibilidade de regiões com ventos constantes criaram condições propícias para o crescimento de empreendimentos solares e eólicos em diferentes estados do país, favorecendo a ampliação da capacidade instalada prevista nos próximos anos (EPE, 2024a).

Atualmente, as usinas termelétricas continuam a representar parcela significativa tanto da capacidade instalada, como da geração realizada no sistema elétrico brasileiro, abrangendo empreendimentos movidos a gás natural, biomassa, carvão mineral e derivados de petróleo (Delta Energia, 2024). Entre essas fontes, o gás natural ganhou maior importância ao longo das últimas décadas, sobretudo diante das limitações ambientais e sociais associadas à construção de grandes hidrelétricas. Nesse cenário, o Leilão de Reserva de Capacidade de 2021 ampliou a contratação de geração flexível para atendimento das necessidades operativas do SIN (GNPW Group, 2025).

Paralelamente à expansão termelétrica, o Brasil também avançou na geração nuclear. Angra 1, primeiro reator nuclear do país, entrou em operação comercial em 1985 com capacidade de 640 MW e, após dificuldades iniciais, passou a alcançar índices operacionais comparáveis aos de usinas internacionais, incluindo elevados volumes de geração registrados em 2023 (Eletronuclear, 2025a). Angra 2 iniciou operação em 2001, com potência instalada de 1.350 MW, ampliando a capacidade nacional de geração nuclear e fortalecendo processos ligados à transferência tecnológica e à produção de combustível nuclear (Eletronuclear, 2025b). Já Angra 3 permanece em construção, cercada por discussões relacionadas à viabilidade econômica e operacional do empreendimento (Eletronuclear, 2025c).

A geração eólica iniciou sua trajetória no Brasil em 1992, com a instalação do primeiro aerogerador em Fernando de Noronha. Apesar da expansão ainda limitada naquele período, a crise de 2001 contribuiu para ampliar o interesse pela fonte, levando à criação de programas de incentivo como o PROEÓLICA e, posteriormente, o PROINFA, instituído em 2002. O programa impulsionou o desenvolvimento da indústria eólica nacional e favoreceu a expansão da participação dessa fonte na matriz elétrica brasileira (ABEEólica, 2025).

O crescimento mais acelerado da geração eólica ocorreu após o Leilão de Energia de Reserva de 2009, que contratou aproximadamente 1,8 GW de capacidade instalada e marcou uma nova etapa de expansão do setor. Em 2016, o Brasil já ultrapassava 10 GW instalados de geração eólica. Em 2023, a capacidade alcançava cerca de 28.682 MW, com geração aproximada de 95,8 TWh, enquanto em 2024 a produção atingiu 107,7 TWh. Somadas, as fontes eólica e solar passaram a representar aproximadamente 24% da geração nacional em 2024 (ABEEólica, 2025; Terra Energia, 2023; EPE, 2024b; EPE, 2025a).

A expansão da geração solar ocorreu de maneira mais intensa a partir da década de 2010. Um dos marcos iniciais foi a inauguração da usina solar de Tauá, no Ceará, em 2011, considerada a primeira usina fotovoltaica centralizada de maior relevância no país. Entretanto, o principal avanço regulatório ocorreu com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que regulamentou a geração distribuída e possibilitou ampla expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil.

A partir dessa regulamentação, a geração solar apresentou crescimento acelerado tanto na modalidade centralizada quanto na MMGD. Em 2023, a fonte adicionou aproximadamente 3 GW à matriz elétrica nacional e alcançou geração próxima de 50,6 TWh, acompanhada por forte expansão da capacidade instalada, que atingiu cerca de 37.843 MW (Origo Energia, 2025; EPE, 2024b). Em 2024, a geração solar alcançou aproximadamente 70,7 TWh, enquanto a capacidade instalada superou 50 GW, correspondendo a cerca de 21% da capacidade total do sistema elétrico brasileiro (Origo Energia, 2025; EPE, 2025a).

A biomassa, utilizada como fonte de energia desde períodos pré-históricos para produção de calor (Guitarrara, 2025), consolidou-se no Brasil como alternativa relevante para geração de eletricidade, sobretudo a partir do aproveitamento da cana-de-açúcar. A utilização do bagaço e de outros resíduos agroindustriais permitiu ampliar a participação dessa fonte na matriz energética nacional, associando geração elétrica

ao aproveitamento de subprodutos do setor sucroenergético. Em 2022, a biomassa correspondeu a aproximadamente 15,4% da oferta de energia renovável do país, enquanto nos primeiros meses de 2023 a geração apresentou crescimento de 7,1% (Lorensetti, 2024).

Segundo a EPE (2025a), a ampliação da participação de diferentes fontes renováveis na matriz elétrica brasileira ocorreu de forma complementar, sem substituição integral entre as tecnologias de geração. Cada fonte apresenta características operativas próprias e contribuições distintas para o funcionamento do sistema elétrico. A geração solar e eólica, apesar da forte expansão observada nos últimos anos, apresenta comportamento intermitente associado às condições climáticas. As hidrelétricas, por sua vez, permanecem dependentes da disponibilidade hídrica dos reservatórios, enquanto as termelétricas continuam sendo utilizadas para ampliar a flexibilidade operativa do sistema em períodos de maior necessidade.

Nesse cenário, a biomassa mantém relevância na matriz elétrica brasileira por apresentar maior previsibilidade de geração em comparação às fontes renováveis intermitentes, contribuindo para maior estabilidade operativa do sistema elétrico. A presença simultânea de diferentes tecnologias de geração passou a modificar de forma significativa o comportamento operativo do SIN, exigindo novas abordagens de planejamento e gerenciamento da rede elétrica.

2.3 FLEXIBILIDADE OPERATIVA

Anualmente, o ONS e a EPE elaboram o Plano Decenal de Expansão de Energia, documento responsável por apresentar perspectivas para a expansão do setor energético brasileiro ao longo dos dez anos subsequentes. O estudo subsidia decisões relacionadas ao planejamento e à política energética nacional, considerando fatores como crescimento da demanda, mudanças climáticas, segurança do suprimento e transição energética no horizonte analisado (EPE, 2024b).

O planejamento da expansão da geração elétrica possui como uma de suas principais diretrizes garantir o atendimento adequado de potência e energia ao SIN. Nesse contexto, novos critérios de suprimento passaram a ser incorporados aos estudos setoriais a partir de 2019, acompanhando as mudanças observadas na composição da matriz elétrica brasileira. Nos últimos anos, houve crescimento

expressivo da participação de fontes renováveis variáveis, sobretudo usinas eólicas, solares centralizadas e unidades de MMGD.

A ampliação dessas fontes alterou o comportamento tradicional da geração elétrica nacional, introduzindo maior variabilidade na produção de energia ao longo do dia. Apesar dessa característica, o SIN apresenta condições operativas favoráveis para absorção desses recursos energéticos, principalmente em razão da elevada capacidade de regularização proporcionada pelo parque hidrelétrico brasileiro e pela expansão recente da geração termelétrica a gás natural, utilizada como suporte à flexibilidade operativa do sistema.

Diante do aumento da participação das fontes renováveis variáveis e das mudanças observadas nos perfis de geração e carga, a EPE passou a incorporar o tema da flexibilidade operativa aos estudos de planejamento energético. Em 2018, a empresa introduziu formalmente essa discussão por meio da Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018-r0, voltada à avaliação das necessidades operativas decorrentes da crescente variabilidade da matriz elétrica brasileira (EPE, 2023).

Para preservar condições adequadas de confiabilidade operativa, o ONS monitora continuamente diferentes parâmetros relacionados ao comportamento do sistema elétrico. Entre eles estão os níveis de carga, disponibilidade de geração, fluxos de potência, condições hidrológicas e requisitos de atendimento da demanda. Essas análises permitem identificar necessidades futuras de investimento e orientar decisões voltadas à expansão e à operação do SIN com maior segurança e eficiência.

2.3.1 Conceito e recursos

O termo flexibilidade refere-se à capacidade do sistema elétrico de responder adequadamente às variações entre oferta e demanda ao longo do tempo. Essas variações podem ocorrer em diferentes escalas temporais, abrangendo desde mudanças sazonais e mensais até oscilações horárias e sub-horárias. De maneira geral, a flexibilidade é definida como “a habilidade do sistema lidar com variações de oferta e demanda compatíveis com os intervalos entre comandos de despacho de geração” (EPE, 2023, p. 5).

Em razão das características da matriz elétrica brasileira, a intensidade das rampas de carga líquida varia conforme o período do ano e o comportamento das fontes renováveis não controláveis, principalmente solar e eólica. Nos horários de

maior variação da geração fotovoltaica, o sistema passa a exigir respostas operativas mais rápidas para manter o equilíbrio entre geração e consumo.

Segundo a EPE (2023), as rampas mais acentuadas concentram-se no início da noite, entre 17h e 19h, período associado principalmente à redução da geração solar fotovoltaica. As maiores dispersões também ocorrem no início do período diurno, entre 6h e 7h, momento em que há crescimento simultâneo da carga e da geração fotovoltaica.

Além da intensidade das rampas, outro aspecto relevante para análise dos impactos operativos está relacionado ao nível inicial da carga líquida. Em cenários de elevada demanda, parte significativa dos recursos energéticos disponíveis já se encontra comprometida com o atendimento do sistema, reduzindo a margem operacional necessária para responder rapidamente às oscilações entre carga e geração. Por essa razão, o acompanhamento do comportamento do SIN tornou-se cada vez mais importante para o planejamento e a operação do setor elétrico (EPE, 2023).

A flexibilidade operativa passou a ocupar posição de destaque diante das transformações observadas na matriz elétrica brasileira. Em sistemas com elevada participação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, tornam-se necessários recursos capazes de responder rapidamente às oscilações da carga líquida, reduzindo riscos associados à instabilidade operativa. Nesse contexto, estratégias como armazenamento de energia, resposta da demanda, modulação de carga e geração flexível passaram a ser amplamente discutidas como alternativas para ampliar a capacidade de adaptação do sistema elétrico (Silva-Rodriguez et al., 2025).

Os sistemas de armazenamento de energia (ESS – *Energy Storage Systems*) ganharam relevância nos estudos relacionados à flexibilidade operativa. Sistemas baseados em baterias, por exemplo, permitem armazenar excedentes de geração renovável em horários de menor consumo e disponibilizar energia em períodos de pico de demanda ou de redução da geração fotovoltaica. Dessa maneira, contribuem para diminuir a necessidade de despacho termelétrico e para reduzir limitações operativas associadas à variabilidade das fontes renováveis (Castro et al., 2025).

Além da função de armazenamento energético, os ESS também podem atuar no amortecimento das variações operativas do sistema elétrico, auxiliando em serviços de rede como reserva de potência, suporte de frequência, redução de

oscilações abruptas e controle de tensão. Nessas aplicações, os sistemas de armazenamento podem complementar ou, em alguns casos, substituir parcialmente recursos convencionais despacháveis, oferecendo respostas mais rápidas às necessidades operativas do sistema (Silva-Rodriguez et al., 2025).

Outro recurso associado à flexibilidade operativa é a resposta da demanda (*Demand Response* – DR). Por meio de mecanismos de controle de carga, deslocamento voluntário do consumo e incentivos tarifários, parte da demanda pode ser reduzida ou transferida para horários de menor carregamento do sistema elétrico. A utilização conjunta de estratégias de resposta da demanda e sistemas de armazenamento amplia a capacidade de adaptação operativa do SIN diante das variações observadas nos perfis de carga e geração (Topalović; Haas, 2024).

A flexibilização da demanda, entretanto, depende da ampliação da infraestrutura de medição inteligente, automação e integração entre sistemas de controle e mecanismos de mercado. Sem a presença dessas tecnologias e de um arcabouço regulatório compatível, a aplicação da resposta da demanda em larga escala ainda encontra limitações técnicas, operacionais e econômicas (Santos et al., 2023).

No contexto da geração convencional, as usinas hidrelétricas continuam oferecendo elevada capacidade de flexibilidade operativa, principalmente pela possibilidade de ajuste da vazão e da geração conforme as necessidades do sistema elétrico. Essa característica permite respostas rápidas às variações da carga líquida e às oscilações associadas à geração renovável variável, mantendo a geração hidráulica como um dos principais recursos de suporte à operação do SIN (Silva-Rodriguez et al., 2025).

A combinação entre usinas hidrelétricas, ESS e mecanismos de resposta da demanda possibilita a formação de um conjunto diversificado de recursos de flexibilidade, capaz de atender diferentes perfis operativos do sistema elétrico. Estudos recentes apontam que a utilização integrada dessas alternativas favorece maior capacidade de adaptação às oscilações da geração renovável e amplia a resiliência operativa de sistemas com elevada participação de fontes intermitentes (Castro et al., 2025).

Nos últimos anos, também vêm sendo desenvolvidas metodologias mais detalhadas para avaliação da flexibilidade fornecida pelos diferentes recursos energéticos. Além da potência disponível ou da capacidade de armazenamento, essas

análises passaram a considerar fatores como velocidade de resposta, tempo de atuação, confiabilidade operativa e contribuição para serviços auxiliares da rede, incluindo regulação de frequência, reserva operativa e estabilidade elétrica (Li et al., 2021).

Nesse cenário, ganhou espaço o conceito de flexibilidade distribuída nas extremidades da rede elétrica, frequentemente associado a recursos energéticos instalados próximos aos centros de consumo. Tecnologias como baterias residenciais e comerciais, cargas flexíveis e veículos elétricos podem atuar de maneira coordenada para fornecer suporte operacional ao sistema elétrico, contribuindo para maior estabilidade em diferentes escalas de operação (Silva-Rodriguez et al., 2025).

Embora parte da literatura associe essa flexibilidade distribuída à utilização de microrredes, é importante destacar que tais estruturas não constituem objeto central desta pesquisa. O foco do presente trabalho permanece direcionado aos impactos da MMDG incorporada à carga global do SIN e às alterações observadas nos fluxos de potência e nos estudos de desligamentos de equipamentos conduzidos pelo ONS.

A descentralização parcial dos recursos energéticos tende a ampliar a robustez operativa do sistema elétrico, reduzindo a dependência de grandes ativos centralizados e distribuindo de maneira mais equilibrada os riscos associados a falhas ou oscilações extremas de geração e demanda. Além disso, a utilização coordenada desses recursos pode favorecer a integração de maiores volumes de fontes renováveis variáveis sem necessidade imediata de expansões expressivas da infraestrutura de geração e transmissão (Silva-Rodriguez et al., 2025).

Entretanto, para que diferentes recursos de flexibilidade atuem de forma integrada, torna-se necessário que o planejamento e a operação do sistema elétrico considerem as particularidades de cada tecnologia, incluindo tempos de resposta, capacidades operativas, ciclos de utilização e modos de operação. Esse cenário exige modelagens mais sofisticadas, além da ampliação de sistemas de telemetria, supervisão e controle em tempo real (Santos et al., 2023).

Sob a perspectiva regulatória, a ampliação da utilização de ESS, mecanismos de resposta da demanda e outros recursos de flexibilidade depende da consolidação de políticas específicas, modelos de remuneração adequados e instrumentos regulatórios capazes de valorizar os serviços prestados ao sistema elétrico. No Brasil, discussões recentes apontam para a necessidade de criação de mecanismos de

mercado voltados à remuneração de atributos de flexibilidade, principalmente em leilões de reserva de capacidade e serviços ancilares do SIN (IEMA, 2025).

A inclusão de sistemas de armazenamento em baterias em futuros leilões de energia e a ampliação de mecanismos voltados à remuneração da flexibilidade operativa podem contribuir para reduzir a dependência de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Além da diminuição das emissões de gases de efeito estufa e dos impactos ambientais associados à geração térmica convencional, essas medidas tendem a ampliar a segurança operativa do sistema elétrico em cenários marcados por elevada variabilidade da geração renovável (IEMA, 2025; Castro et al., 2025).

Sob a perspectiva tecnológica, a integração entre geração renovável, armazenamento de energia, resposta da demanda e digitalização das redes elétricas passou a compor o conceito de sistema elétrico flexível moderno. Esse modelo busca ampliar a capacidade de adaptação do sistema diante de oscilações operativas, incertezas climáticas e exigências associadas à expansão das fontes renováveis variáveis (Silva-Rodriguez et al., 2025).

A consolidação desse novo cenário também exige mudanças na forma de planejamento do setor elétrico. Além da expansão da geração, torna-se necessário considerar de maneira integrada aspectos relacionados às redes de transmissão e distribuição, sistemas de armazenamento, automação, políticas regulatórias, mecanismos de mercado e diretrizes ambientais. Dessa maneira, o planejamento energético passa a incorporar uma visão mais ampla da operação do sistema elétrico e das necessidades associadas à transição energética (Castro et al., 2025).

Nas últimas décadas, o conceito de flexibilidade operativa deixou de estar restrito apenas à capacidade de despacho das usinas convencionais e passou a abranger um conjunto mais diversificado de recursos energéticos e tecnológicos. Atualmente, a flexibilidade do sistema elétrico envolve a atuação combinada de geração despachável, armazenamento de energia, mecanismos de resposta da demanda, sistemas de controle, automação e monitoramento operacional, permitindo maior adaptação às oscilações de carga e geração.

No contexto brasileiro, a incorporação desses recursos ganha relevância diante do crescimento da MMD, da ampliação das fontes renováveis variáveis e das mudanças observadas nos perfis de carga líquida do SIN. A utilização coordenada de mecanismos de flexibilidade operativa tende a ampliar a capacidade de resposta do

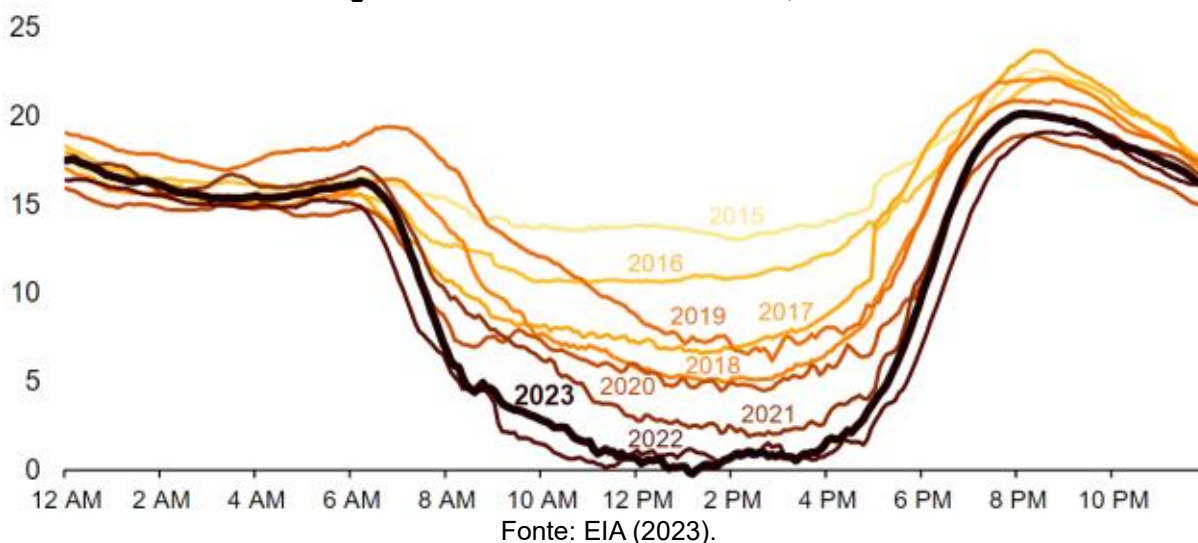
sistema elétrico frente às variações climáticas, às mudanças no comportamento da demanda e às exigências associadas à descarbonização e à modernização do setor elétrico nacional.

2.3.2 O exemplo do sistema californiano

Os impactos da geração solar fotovoltaica sobre a operação dos sistemas elétricos podem ser observados de forma clara no sistema elétrico da Califórnia, nos Estados Unidos. A produção dessa fonte inicia crescimento no período da manhã, atinge valores mais elevados próximos ao meio-dia e reduz gradualmente ao final da tarde, acompanhando a disponibilidade de radiação solar.

Ao mesmo tempo, no final do período diurno ocorre aumento da demanda elétrica associado ao comportamento da população após o horário comercial, quando há maior utilização de iluminação, equipamentos domésticos e sistemas de climatização. A combinação entre a rápida redução da geração solar e o crescimento simultâneo da demanda provoca alterações acentuadas na carga líquida do sistema elétrico. Esse comportamento passou a ser conhecido como “Curva do Pato” (*Duck Curve*), termo utilizado pelo operador do sistema elétrico da Califórnia, o *California Independent System Operator* (CAISO, 2016).

A Figura 4 apresenta a Curva do Pato divulgada pela *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2023). O gráfico ilustra o comportamento da carga líquida do sistema californiano em dias de primavera ao longo dos anos, evidenciando a redução da demanda líquida durante os períodos de elevada geração solar fotovoltaica. Também é possível observar o aumento abrupto da carga líquida no final da tarde, momento em que a geração solar diminui rapidamente enquanto a demanda elétrica cresce de forma significativa.

Figura 4 – Curva do Pato da Califórnia, em GW

É possível observar que, ao longo dos anos, a curva da carga líquida do sistema californiano passou a apresentar redução cada vez mais acentuada durante o período diurno, chegando, em determinados momentos, a valores próximos de zero ou até negativos. No final da tarde, com a redução da geração solar e o aumento simultâneo da demanda elétrica, ocorre formação de rampas de carga líquida cada vez mais intensas. Segundo Souza (2024), em 2016 a necessidade de elevação da geração era da ordem de 4 GW em aproximadamente três horas, enquanto em 2023 essa variação já se aproximava de 20 GW no mesmo intervalo de tempo.

A partir da análise desse comportamento operacional, o CAISO identificou três principais efeitos associados à elevada participação da geração solar fotovoltaica: aumento das rampas de carga líquida, risco de sobregeração e maior dificuldade no controle da frequência do sistema elétrico. A sobregeração ocorre quando a produção de energia supera a demanda líquida observada pelo sistema, situação que pode levar a valores nulos ou negativos de carga líquida. Nessas condições, caso não existam mecanismos adequados de absorção ou armazenamento da energia excedente, o operador do sistema precisa limitar ou interromper parcialmente a geração de determinadas usinas, procedimento conhecido como *curtailment* (Souza, 2024).

Fenômenos semelhantes também passaram a ser observados no sistema elétrico brasileiro, especialmente diante da expansão das fontes renováveis variáveis e do crescimento da MMGD. Em 2021, o Brasil enfrentou um dos períodos de estiagem mais severos de sua história recente, situação que reduziu significativamente os níveis dos reservatórios hidrelétricos. Em anos posteriores, o

cenário passou a apresentar comportamento distinto, com aumento da disponibilidade hídrica e maior incidência de eventos associados à sobreoferta de energia em determinados períodos operativos (Instituto Acende Brasil, 2023).

No contexto brasileiro, dois mecanismos operativos passaram a ganhar destaque diante dessas condições: os vertimentos turbináveis e o *curtailment*. O vertimento turbinável ocorre quando parte da água afluenta às hidrelétricas precisa ser escoada pelos vertedouros das usinas, sem aproveitamento integral para geração elétrica. Já nas usinas solares e eólicas, esse não aproveitamento é conhecido como *curtailment* e corresponde ao corte parcial da geração realizado em situações de limitação operativa.

Os vertimentos turbináveis tendem a ocorrer com maior frequência durante os períodos úmidos, quando os reservatórios recebem elevado volume de afluições. O *curtailment*, por outro lado, tornou-se mais recorrente em períodos de elevada produção eólica e solar, especialmente no início do segundo semestre. Grande parte dos cortes de geração ocorre em domingos e feriados, momentos em que a carga do sistema elétrico é reduzida, enquanto a produção das fontes renováveis permanece elevada.

Segundo o Instituto Acende Brasil (2023), diferentes medidas podem ser adotadas para reduzir os efeitos associados aos vertimentos e ao *curtailment* no sistema elétrico brasileiro. Entre as principais alternativas destacam-se: ampliar a exportação de energia para países vizinhos; negociar o deslocamento da inflexibilidade operativa de termelétricas com restrições sazonais para outros períodos do ano; redistribuir parte da geração termelétrica e hidrelétrica dos domingos e feriados para dias úteis da mesma semana; incentivar a instalação de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis; ampliar e modernizar o sistema de transmissão, reduzindo gargalos de escoamento entre regiões com excedente de geração e regiões consumidoras, além de fortalecer as interligações regionais; aumentar a participação de fontes flexíveis e controláveis na matriz elétrica, ampliando a capacidade de atendimento das variações da carga líquida; e desenvolver mecanismos de contratação voltados à remuneração do lastro e da flexibilidade operativa do sistema elétrico.

2.3.3 Desafios enfrentados

A consolidação do arcabouço regulatório da MMGD, estruturado pela ANEEL, marcou uma mudança significativa na organização do setor elétrico brasileiro e no avanço da transição energética nacional. Ainda que o consumidor passe a produzir parte da própria energia elétrica, a unidade consumidora permanece conectada à rede de distribuição, mantendo interação contínua com a distribuidora local. Essa conexão é necessária para compensação de excedentes, suprimento complementar de energia e equilíbrio entre geração e consumo ao longo do dia (Esfera Energia, 2022). Assim, mesmo com o avanço da geração descentralizada, o funcionamento da MMGD continua diretamente associado à infraestrutura do sistema elétrico interligado.

Nesse cenário de transformação, o funcionamento do setor elétrico brasileiro depende da atuação coordenada de diferentes agentes institucionais, entre os quais se destacam o ONS e as distribuidoras de energia elétrica. O ONS, responsável pela coordenação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), atua na supervisão da geração e da transmissão em tempo real, além de conduzir estudos operativos, planejamento eletroenergético e análises voltadas à segurança do sistema elétrico nacional (ONS, 2025). Suas atribuições envolvem o gerenciamento das condições operativas do SIN, buscando preservar equilíbrio entre oferta e demanda, confiabilidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica.

As distribuidoras de energia elétrica, por sua vez, são responsáveis pela operação e manutenção das redes de distribuição que atendem diretamente os consumidores finais. Entre suas atribuições estão o gerenciamento das condições elétricas da rede, o atendimento às solicitações de conexão, o controle operacional do sistema de distribuição e o acompanhamento das condições de tensão e carregamento dos equipamentos elétricos (TTS Energia, 2025). Durante muitos anos, as funções associadas aos sistemas de transmissão e distribuição permaneceram relativamente bem definidas, acompanhando uma lógica tradicional de fluxo unidirecional de potência.

Entretanto, a expansão acelerada da MMGD alterou significativamente esse comportamento operacional. O modelo historicamente predominante, no qual a energia era gerada em grandes usinas e transportada pelas redes de transmissão até os consumidores finais, passou a conviver com um cenário de fluxo bidirecional de potência. Em diversas situações, consumidores conectados à rede de distribuição

passaram não apenas a consumir energia, mas também a injetar excedentes gerados localmente no sistema elétrico. Esse fenômeno, conhecido como fluxo reverso, passou a produzir impactos diretos sobre o comportamento das redes elétricas e sobre os estudos operativos do setor (Poder360, 2025).

A crescente presença da geração fotovoltaica distribuída ampliou ainda mais a complexidade operacional do sistema elétrico. Diferentemente das grandes usinas síncronas convencionais, cuja geração apresenta comportamento mais previsível e controlável, a produção solar depende diretamente das condições climáticas e da disponibilidade de radiação ao longo do dia. Como consequência, a carga líquida observada pelas distribuidoras e pelo ONS passou a apresentar maior variabilidade, exigindo adaptações nos modelos de previsão, monitoramento e controle da operação elétrica (Nova Energia, 2025).

Diante dessas mudanças, o setor elétrico brasileiro passou a demandar novas estratégias operativas, maior integração entre agentes e modernização das práticas de planejamento e supervisão do sistema. A incorporação crescente da MMGD ao SIN ampliou a necessidade de revisão de procedimentos técnicos, critérios operativos e ferramentas de monitoramento, buscando compatibilizar a expansão da geração distribuída com a manutenção da segurança e da estabilidade da rede elétrica nacional.

Importa destacar que a estrutura original do SIN foi concebida com base em uma lógica centralizada de operação, na qual o ONS coordenava grandes usinas geradoras e administrava fluxos de potência predominantemente direcionados das redes de transmissão para os centros consumidores. A expansão da MMGD alterou gradualmente essa configuração ao multiplicar os pontos de geração conectados às redes de distribuição e aproximar a produção de energia dos locais de consumo. Como consequência, passaram a surgir fluxos bidirecionais e novos comportamentos operativos que modificaram parte das premissas historicamente adotadas no planejamento e na operação do sistema elétrico brasileiro (ONS, 2024b, p. 43).

A rápida expansão da MMGD ocorreu sobre uma infraestrutura originalmente projetada para um sistema mais previsível, hierarquizado e baseado em grandes unidades geradoras centralizadas. A incorporação de milhões de pequenas unidades fotovoltaicas distribuídas introduziu novos desafios técnicos e operacionais, sobretudo em razão da variabilidade da geração e da dificuldade de monitoramento em tempo real. Esse cenário passou a exigir adaptações tecnológicas, regulatórias e

institucionais capazes de acompanhar as transformações observadas no comportamento da rede elétrica (BNamericas, 2023; ONS, 2024a).

Entre os impactos mais relevantes observados na operação do sistema elétrico destaca-se a ocorrência de fluxo reverso de potência em determinados trechos da rede. Em regiões com elevada penetração de MMGD, parte da energia excedente gerada pelas unidades consumidoras passa a ser direcionada para subestações e, em alguns casos, para níveis superiores da rede de transmissão. Esse comportamento pode provocar aumento do carregamento de equipamentos, alterações nos níveis de tensão e necessidade de revisão dos sistemas de proteção elétrica. Estudos recentes apontam que estados como Mato Grosso, Piauí e Minas Gerais já apresentam elevados índices de fluxo reverso em subestações de fronteira do sistema elétrico (Poder360, 2025).

Outro efeito diretamente associado à expansão da MMGD refere-se à alteração do comportamento da carga líquida observada pelo ONS. Como a geração distribuída é composta majoritariamente por sistemas solares fotovoltaicos, a produção de energia apresenta elevada dependência das condições climáticas e da disponibilidade de radiação solar. Dessa forma, a carga líquida do sistema passou a apresentar maior volatilidade ao longo do dia, dificultando previsões operativas e aumentando a complexidade do planejamento da operação elétrica (ONS, 2024b).

A redução da carga líquida também interfere na dinâmica de estabilidade do sistema elétrico. Historicamente, grande parte da inércia elétrica do SIN era fornecida pelas máquinas síncronas presentes em hidrelétricas e termelétricas convencionais. Com o aumento da participação da geração distribuída baseada em inversores eletrônicos, a contribuição natural para a inércia sistêmica tende a diminuir, ampliando a sensibilidade do sistema a oscilações rápidas de frequência e tensão. Diante desse cenário, passaram a ganhar relevância mecanismos adicionais de controle e estabilidade, incluindo controle avançado de tensão, respostas rápidas de inversores e maior coordenação operacional entre transmissoras, distribuidoras e o ONS (ONS, 2024a).

A expansão da MMGD também passou a influenciar os processos de despacho e gerenciamento da geração elétrica. Em determinados horários, sobretudo em períodos de elevada geração solar e baixa demanda, surgem condições de sobreoferta energética que ampliam a necessidade de aplicação de medidas como *curtailment* e limitação de geração em usinas centralizadas. O ONS possui

competência para determinar cortes operativos em empreendimentos de geração conectados diretamente ao sistema de transmissão, buscando preservar a segurança operativa do SIN. Entretanto, no modelo regulatório atual, a MMGD permanece fora do controle direto do operador, reduzindo a capacidade de atuação coordenada sobre esses recursos em tempo real (Acende Brasil, 2023; ONS, 2024b, p. 16).

A possibilidade de inclusão da MMGD nos mecanismos de flexibilidade operativa passou a integrar discussões recentes no setor elétrico brasileiro. Parte das entidades representativas da geração distribuída argumenta que a realização de cortes compulsórios sobre pequenos geradores poderia transferir aos consumidores responsabilidades operativas historicamente associadas às grandes usinas e aos agentes responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico. Ao mesmo tempo, o avanço da participação da MMGD no SIN amplia os debates relacionados à necessidade de maior integração entre geração distribuída, monitoramento operacional e mecanismos de coordenação sistêmica (Canal Solar, 2025b).

As distribuidoras de energia elétrica, denominadas *Distribution System Operators* (DSOs), também passaram a enfrentar desafios operativos mais complexos com a expansão da MMGD. Diferentemente do ONS, que atua como *Transmission System Operator* (TSO) na coordenação da rede de transmissão, os DSOs são responsáveis pela operação das redes de distribuição e pelo atendimento direto aos consumidores (Silva; Chrun, 2024).

Nesse contexto, aspectos relacionados ao controle de tensão e à qualidade da energia tornaram-se mais relevantes. A injeção intermitente de geração distribuída altera o comportamento elétrico das redes, podendo provocar sobretensões, oscilações operativas e aumento das distorções harmônicas associadas aos inversores fotovoltaicos, fatores que afetam o desempenho da rede em nível local e regional (Silva; Chrun, 2024).

A expansão da MMGD também produz impactos relevantes sobre os sistemas de proteção das redes de distribuição. A conexão simultânea de múltiplos inversores modifica os níveis de curto-circuito e pode comprometer a coordenação entre dispositivos de proteção. Em determinadas situações, podem ocorrer atuações inadequadas de relés, perda de seletividade e queima indevida de fusíveis, exigindo revisões mais detalhadas dos estudos de proteção conduzidos pelas distribuidoras (Quiroga, 2019).

Diante dessas mudanças, a modernização e a digitalização das redes de distribuição passaram a ser tratadas como demandas cada vez mais necessárias no setor elétrico brasileiro. A expansão da MMGD exige das distribuidoras uma atuação mais ativa no acompanhamento dos fluxos de potência, com ampliação de sistemas de monitoramento contínuo, controle operacional dinâmico e integração de novas tecnologias voltadas à gestão da rede elétrica (Nova Energia, 2025).

Nesse contexto, o desenvolvimento das chamadas redes inteligentes (*smart grids*) ganhou maior relevância. Essas redes possibilitam maior flexibilidade operativa, redução de perdas elétricas, melhoria na qualidade do fornecimento e integração mais eficiente dos recursos energéticos distribuídos. Além disso, permitem respostas operativas mais rápidas diante das variações de carga e geração observadas ao longo do dia (Fundação CERTI, 2025).

Embora a Lei nº 14.300/2022 estabeleça que as distribuidoras não podem negar acesso à rede às unidades de MMGD sem justificativa técnica adequada, ainda permanecem dificuldades práticas nos processos de conexão. Desenvolvedores e consumidores frequentemente relatam exigências técnicas consideradas excessivas, orçamentos elevados e alegações relacionadas ao risco de fluxo reverso sem acesso integral às informações técnicas utilizadas pelas distribuidoras na elaboração dos pareceres de acesso (Canal Solar, 2023).

A limitação de acesso aos dados operativos da rede amplia a assimetria informacional entre distribuidoras e pequenos geradores. Como apenas as concessionárias possuem visão completa das condições elétricas do sistema de distribuição, consumidores e desenvolvedores encontram dificuldades para validar tecnicamente determinadas restrições apresentadas nos estudos de conexão. Diante desse cenário, entidades como a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) passaram a defender maior transparência e padronização nos processos de acesso à rede (ABGD, 2024).

Os impactos da MMGD também alcançam a estrutura financeira das distribuidoras. A expansão da geração própria reduz o volume de energia faturado pelas concessionárias e altera parte da lógica tradicional de remuneração associada ao uso da rede elétrica. Em razão dessas mudanças, passaram a surgir discussões relacionadas à reformulação do modelo tarifário, incluindo propostas de tarifas binômias e mecanismos de *decoupling*, voltados à separação entre receita das distribuidoras e quantidade de energia comercializada (Badofszky, 2023).

A discussão torna-se ainda mais complexa quando associada aos mecanismos de compensação da geração distribuída. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) aponta que determinados incentivos tarifários podem produzir desequilíbrios econômicos no setor elétrico, ampliando debates sobre sustentabilidade financeira e redistribuição de custos entre consumidores com e sem geração própria (CCEE, 2025).

Outro aspecto frequentemente discutido refere-se às perdas não técnicas nas redes de distribuição. A presença crescente da MMGD altera os padrões tradicionais de medição de consumo e compensação energética, dificultando a mensuração precisa dessas perdas e exigindo ajustes metodológicos e regulatórios capazes de evitar distorções nos cálculos tarifários (Poder360, 2025).

Nesse cenário, surge um debate relacionado ao conflito de incentivos presente no modelo atual. As distribuidoras são responsáveis pela integração da MMGD às redes elétricas, mas também podem sofrer impactos financeiros decorrentes da redução do consumo faturado. Tal situação passou a levantar discussões sobre neutralidade operacional e sobre o papel das concessionárias na gestão dos recursos energéticos distribuídos (Canal Solar, 2025a).

Experiências internacionais frequentemente apontam modelos de operação baseados em estruturas mais independentes e maior separação entre interesses econômicos e funções operativas da rede elétrica. No Brasil, entretanto, o debate sobre possíveis mudanças institucionais ainda permanece em desenvolvimento, especialmente diante do crescimento acelerado da MMGD e das transformações observadas no setor elétrico nacional (Canal Solar, 2025a).

Com a ampliação da descentralização energética, os DSOs passaram gradualmente a assumir funções mais amplas relacionadas à gestão ativa dos fluxos elétricos, controle de potência reativa, mitigação de congestionamentos e compartilhamento de informações operativas com o ONS. Em sistemas com elevada participação de geração distribuída, a coordenação entre transmissão e distribuição tornou-se mais dinâmica e dependente de troca contínua de dados operativos (GridX, 2025).

Antes da expansão da MMGD, a relação entre os sistemas de transmissão e distribuição apresentava comportamento predominantemente unidirecional. Atualmente, a presença crescente de fluxos reversos e geração distribuída exige protocolos de comunicação mais sofisticados, integração entre plataformas de

monitoramento e maior coordenação entre os agentes responsáveis pela operação do sistema elétrico. A própria ANEEL e o ONS reconhecem a necessidade de aprimoramento dessa articulação institucional e operacional (ANEEL, 2024a, p. 6).

Em resposta a esses desafios, o ONS, em conjunto com a ANEEL e consultorias especializadas, passou a desenvolver iniciativas voltadas à integração entre operação da transmissão e das redes de distribuição. Entre elas destaca-se o projeto “Integração ONS–DSO”, direcionado à redefinição de responsabilidades operativas e ao alinhamento de incentivos diante da crescente presença de recursos energéticos distribuídos. As discussões relacionadas ao modelo institucional mais adequado para atuação dos DSOs permanecem abertas e devem influenciar diretamente os rumos da modernização e da descentralização do setor elétrico brasileiro nos próximos anos (PSR, 2024; ONS, 2023b).

3 METODOLOGIA

O presente trabalho adota abordagem qualitativa, com caráter exploratório e descritivo, voltada à análise dos impactos da expansão da MMGD sobre a operação do SIN, especialmente no contexto da programação e reprogramação de intervenções em instalações elétricas. A pesquisa fundamenta-se em revisão bibliográfica, análise documental, estudo de caso e simulações computacionais aplicadas ao sistema elétrico.

Inicialmente, foi realizada revisão bibliográfica e documental acerca da evolução da matriz elétrica brasileira, da expansão da geração distribuída, da flexibilidade operativa e dos desafios associados à integração de fontes renováveis intermitentes. Foram utilizados artigos científicos, dissertações, documentos técnicos da EPE, da ANEEL, do ONS, além de estudos internacionais relacionados à operação de sistemas elétricos com elevada participação de geração renovável variável.

A revisão também contempla estudos relacionados à flexibilidade operativa, sistemas de armazenamento de energia, resposta da demanda, estabilidade sistêmica e recursos energéticos distribuídos. Para essa etapa, foram utilizados autores como Silva-Rodriguez et al. (2025), Castro et al. (2025), Topalović e Haas (2024) e Santos et al. (2023), que discutem os impactos da descentralização da geração, da variabilidade renovável e das tecnologias de suporte à operação de redes modernas.

Na etapa documental, são analisados relatórios técnicos, procedimentos de rede, notas técnicas e materiais institucionais do ONS, especialmente aqueles relacionados à operação do SIN, integração da MMGD, flexibilidade operativa, recursos energéticos distribuídos e programação de intervenções. O Relatório Anual do ONS de 2023 também foi utilizado para contextualização institucional e operacional do sistema elétrico brasileiro.

Posteriormente, foi realizada análise dos históricos operativos do SIN por meio de dados obtidos na plataforma *PI System*, desenvolvida originalmente pela OSIsoft e atualmente pertencente à AVEVA. A plataforma é amplamente utilizada para coleta, armazenamento, visualização e gerenciamento de dados operacionais em tempo real, permitindo acompanhamento de fluxos elétricos, carregamentos, tensões e comportamento sistêmico das instalações monitoradas.

Com base nesses dados, foi desenvolvido estudo de caso envolvendo duas subestações do sistema elétrico brasileiro que apresentam elevada inserção de MMGD e ocorrência de fluxo reverso de potência. A seleção das instalações considera regiões já identificadas pelo ONS como mais suscetíveis aos efeitos da descentralização da geração, sobretudo estados com maior incidência de sobrecarga e alterações significativas na carga líquida do sistema.

O estudo busca observar alterações nos perfis de fluxo, carregamento e comportamento da carga líquida antes e após a ampliação da geração distribuída, identificando possíveis impactos sobre a programação de desligamentos e intervenções operativas. Também foram analisadas situações associadas à variabilidade da geração solar fotovoltaica, rampas de carga, alterações na previsibilidade operativa e mudanças nas condições de estabilidade e confiabilidade da rede.

Além da análise histórica, foram realizadas simulações computacionais no software ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL e amplamente utilizado em estudos elétricos no setor brasileiro. As simulações permitem comparar cenários anteriores e posteriores à inserção da MMGD nos barramentos selecionados, avaliando impactos sobre fluxos de potência, carregamentos, tensões e condições operativas da rede.

A partir dos resultados obtidos, foi verificado se a expansão da MMGD provocou alterações relevantes nos critérios utilizados para programação e reprogramação de intervenções no SIN. A análise busca compreender de que maneira a redução da carga líquida observada pelos barramentos, decorrente da compensação promovida pela geração distribuída, influencia os estudos de intervenções, as margens operativas e os cenários de segurança utilizados pelo operador do sistema.

Diante desse contexto, o presente trabalho propõe analisar os efeitos da incorporação da MMGD nos estudos elétricos do Sistema Interligado Nacional. Para alcançar essa finalidade, foram levantadas informações relacionadas aos fluxos de potência antes e após a integração da MMGD aos modelos de carga global, buscando identificar alterações nos gráficos de carga e geração, bem como compreender de que maneira essas mudanças influenciam os critérios adotados pelo ONS para aprovação de desligamentos de equipamentos elétricos.

3.1 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO PROPOSTO

A programação de intervenções no SIN corresponde a uma das atividades mais sensíveis da operação elétrica brasileira, uma vez que envolve a retirada planejada de equipamentos indispensáveis ao funcionamento da rede, como linhas de transmissão, transformadores, sistemas de proteção, bancos de capacitores, compensadores e demais ativos associados à operação do sistema. O processo busca assegurar que atividades de manutenção, ampliação ou inspeção ocorram sem comprometer a estabilidade, a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica (ONS, 2023a).

No âmbito operacional, o planejamento dessas intervenções depende de análises prévias relacionadas às condições esperadas de carga, geração e intercâmbio energético entre subsistemas. Com base nas solicitações dos agentes proprietários dos equipamentos, o operador avalia cenários operativos futuros, considerando comportamento histórico da demanda, sazonalidade, previsões meteorológicas, disponibilidade dos equipamentos e limites operativos da rede. A partir dessas análises, são definidas janelas de intervenção que apresentem menores riscos à confiabilidade do sistema.

A expansão da MMGD introduziu novas variáveis nesse processo. A presença crescente da geração fotovoltaica distribuída alterou o comportamento tradicional da carga líquida, produzindo redução significativa da demanda observada durante o período diurno e intensificando rampas de carga no final da tarde, especialmente nos horários de redução da geração solar. Como consequência, a definição de horários seguros para desligamentos tornou-se mais complexa e passou a exigir análises mais dinâmicas e detalhadas.

Em paralelo, a descentralização da geração ampliou a ocorrência de fluxo reverso em diversas regiões do país, modificando padrões históricos de carregamento das instalações elétricas. Segundo estudos associados ao ONS, estados como Mato Grosso, Piauí e Minas Gerais já apresentam níveis relevantes de fluxo reverso em subestações de fronteira, fenômeno relacionado ao crescimento acelerado da MMGD e à elevada inserção de geração fotovoltaica distribuída.

Outro aspecto relevante envolve a coordenação simultânea entre diferentes agentes do setor elétrico. A realização concomitante de múltiplas intervenções pode reduzir margens operativas, aumentar carregamentos em determinadas regiões e

e elevar a vulnerabilidade do sistema diante de contingências simples ou múltiplas. Dessa forma, o processo de programação exige constante compatibilização entre solicitações de manutenção e critérios de segurança sistêmica.

Diante desse cenário, o presente estudo propõe analisar como a expansão da MMGD influencia os processos de programação e reprogramação de intervenções no SIN, utilizando dados históricos reais e simulações elétricas aplicadas a subestações selecionadas. A investigação pretende contribuir para a compreensão das mudanças operativas decorrentes da descentralização da geração e da crescente participação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Foram selecionadas duas subestações do estado do Paraná, tanto por já serem conhecidas através do estágio realizado na área, quanto por possuírem características do comportamento da MMGD e carga que são facilmente visíveis pelos gráficos apresentados. Outras subestações também poderiam ter sido utilizadas, mas no intervalo de anos selecionados para análise muitas subestações sofreram alterações em suas configurações, seja por aumento de número de transformadores ou substituição deles por outros de maior potência. Para garantir a confiabilidade da análise foram selecionadas as subestações A e B. A subestação A é composta por 3 transformadores 230/138 kV, sendo dois de 225 MVA e um de 150 MVA. Já a subestação B possui três transformadores de 150 MVA (ONS, 2026b).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir do levantamento de dados operacionais e das simulações computacionais propostas na metodologia. A análise foi dividida em duas frentes principais: primeiramente, avalia-se o comportamento histórico dos fluxos de potência em duas subestações reais localizadas no estado do Paraná (denominadas neste estudo como subestações “A” e “B”), utilizando registros extraídos da plataforma *PI System*. Em seguida, são detalhados os resultados das simulações elétricas realizadas no software ANAREDE, com o intuito de evidenciar como a expansão da MMGD impactou diretamente as margens operativas e as análises de contingência nos estudos de intervenções da rede.

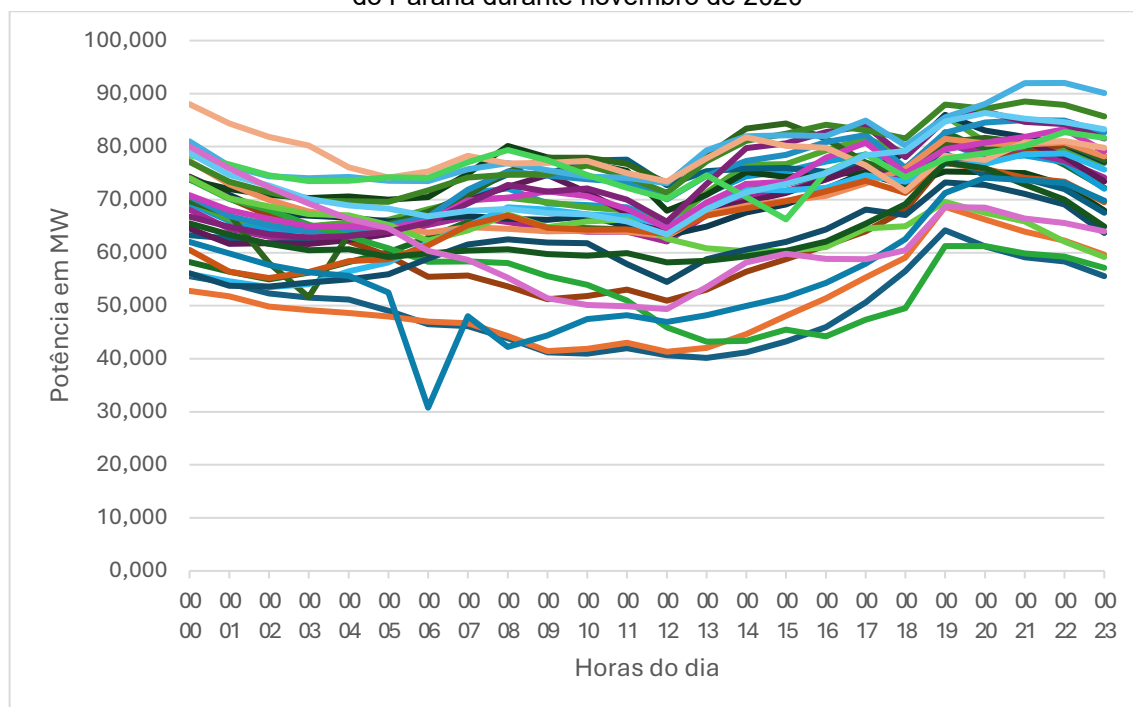
4.1 ANÁLISE HISTÓRICA DOS FLUXOS DE POTÊNCIA DA SUBESTAÇÃO “A”

Foram analisados os fluxos de potência registrados nos transformadores 230/138 kV de subestações localizadas no estado do Paraná, considerando os meses de novembro dos anos de 2020, 2022 e 2025. Esta subestação possui três transformadores, dois com potência nominal de 225 MVA e um com 150 MVA. Os dados dos gráficos foram obtidos a partir do *PI System* (ver Apêndice A) e organizados em gráficos no Microsoft Excel.

Os resultados permitiram observar alterações progressivas no comportamento da carga líquida observada pelo sistema elétrico nos horários próximos ao meio-dia. Em 2020, os fluxos permaneceram predominantemente positivos ao longo do dia, indicando maior dependência da rede de transmissão. Em 2022, já se observavam reduções mais acentuadas dos fluxos durante o período diurno, embora ainda sem ocorrência significativa de fluxo reverso.

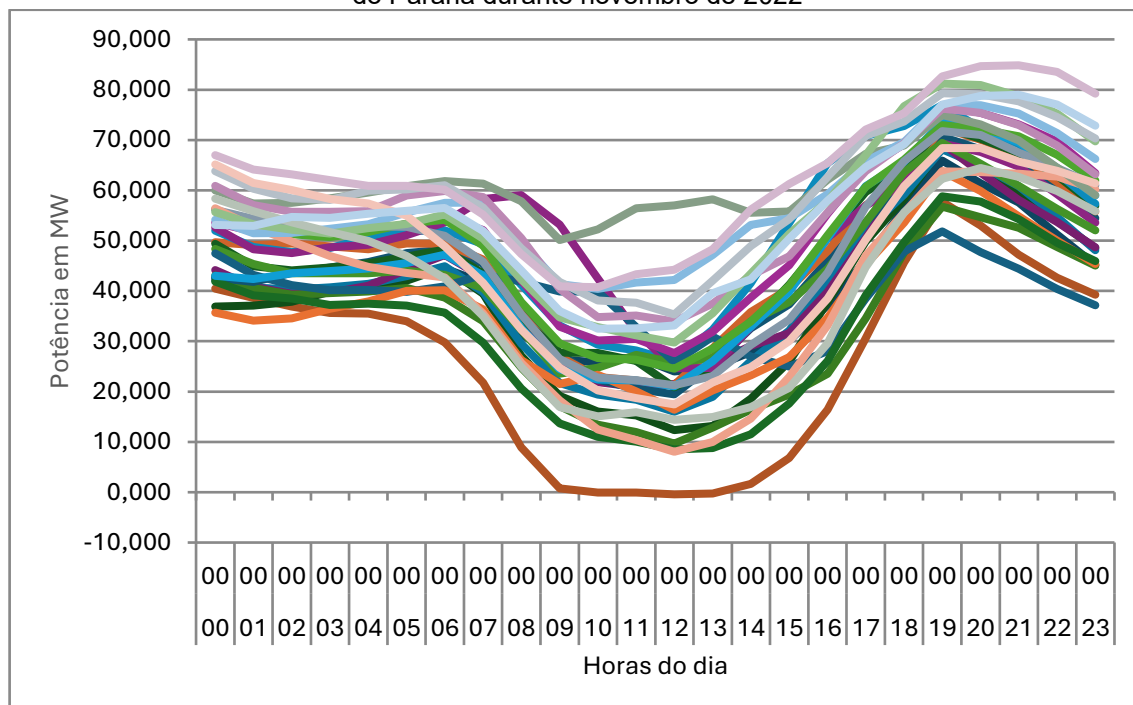
No cenário de 2025, verificou-se comportamento distinto, com ocorrência de fluxos negativos durante os horários de maior geração fotovoltaica, caracterizando inversão do fluxo de potência em determinados períodos do dia. O comportamento observado está associado à expansão da MMGD e à redução da carga líquida suprida pelo sistema de transmissão.

Figura 5 – Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020



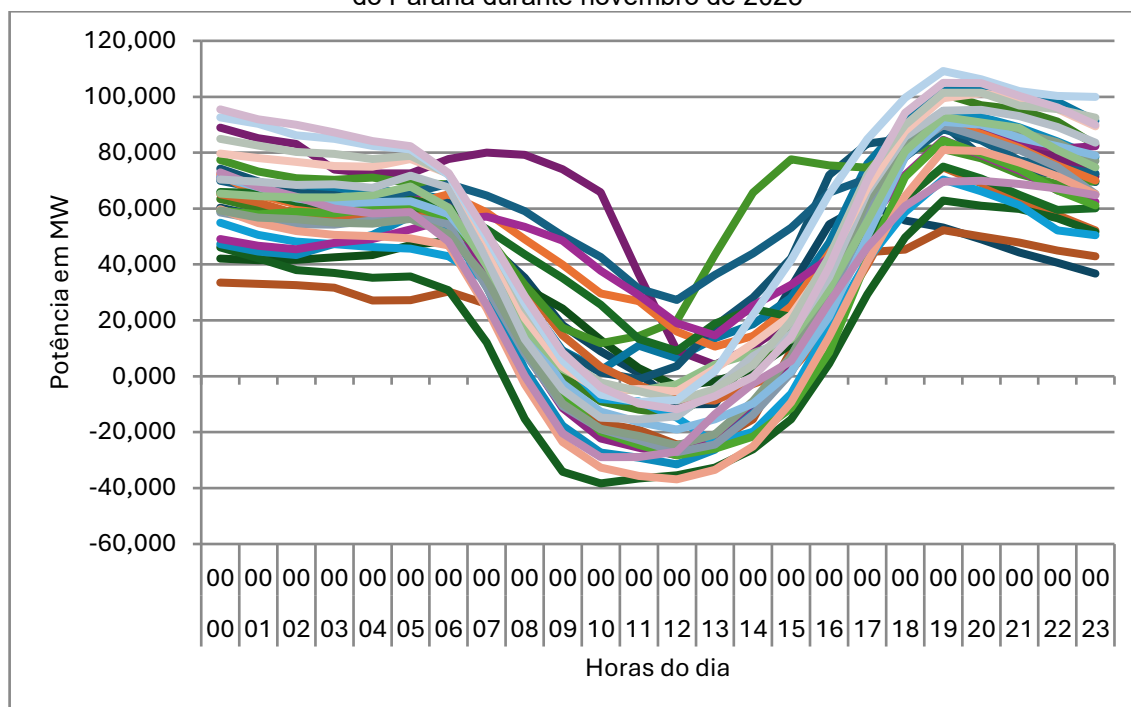
Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

Figura 6 – Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2022



Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

Figura 7 – Fluxos de potência nos transformadores 230/138 kV da subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025



Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

Os resultados obtidos demonstram alterações significativas nos perfis de fluxo observados entre os anos de 2020, 2022 e 2025. Em 2020, os fluxos permaneceram integralmente positivos ao longo do dia, indicando comportamento tradicional de carga atendida predominantemente pela rede de transmissão. Já em 2022, observa-se redução considerável dos carregamentos nos períodos diurnos, embora ainda sem ocorrência expressiva de fluxo reverso.

No cenário de 2025, entretanto, os resultados evidenciam mudanças mais acentuadas na dinâmica operativa do sistema, incluindo redução significativa da carga líquida e ocorrência de inversão dos fluxos de potência em determinados horários. Esse comportamento está diretamente associado à expansão da MMGD, principalmente da geração solar fotovoltaica, cuja elevada produção durante o período diurno reduz a demanda suprida pela rede básica.

Os resultados observados confirmam discussões presentes na literatura acerca dos impactos da geração distribuída sobre os sistemas elétricos modernos. Segundo Silva-Rodriguez et al. (2025), a descentralização da geração modifica os padrões tradicionais de fluxo de potência e amplia a necessidade de flexibilidade operativa dos sistemas elétricos. Da mesma forma, Castro et al. (2025) destacam que a elevada penetração de recursos energéticos distribuídos produz alterações importantes nos

carregamentos das redes, exigindo revisões nos critérios operativos e nas metodologias de planejamento.

Além disso, os resultados obtidos também apresentam comportamento semelhante ao discutido na literatura internacional sobre a “Curva do Pato”, caracterizada pela redução da carga líquida durante os períodos de elevada geração solar e pelo aumento acentuado das rampas de carga no final da tarde. Embora o fenômeno tenha sido inicialmente identificado no sistema californiano, observa-se que padrões semelhantes passaram a ocorrer no SIN em razão da expansão acelerada da MMGD.

4.2 AVALIAÇÃO DAS CONDIÇÕES OPERATIVAS DA SUBESTAÇÃO “B”

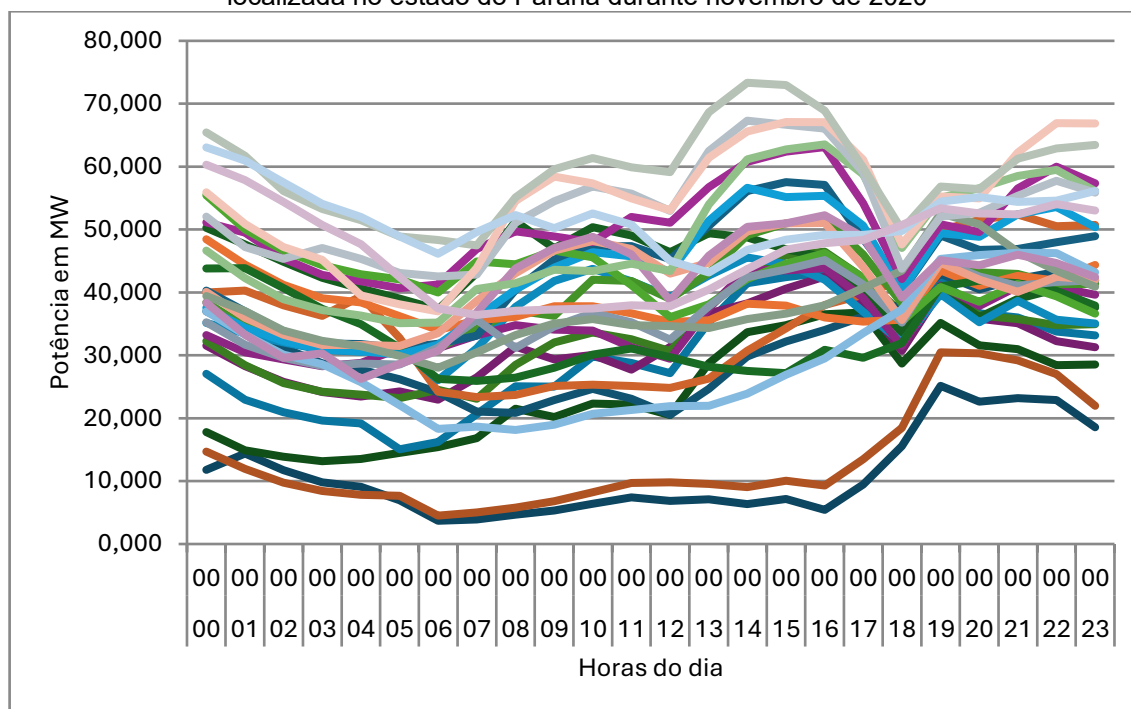
A avaliação das condições operativas da subestação “B” foi estruturada em duas etapas complementares para aprofundar a compreensão dos fenômenos decorrentes da geração distribuída. Inicialmente, realiza-se a análise do histórico de fluxos de potência da instalação, buscando verificar se os padrões de abatimento de carga e fluxo reverso observados na subestação “A” também se confirmam nesta região. Posteriormente, os dados desta subestação servem de base para a execução das simulações computacionais, permitindo testar cenários práticos de programação de desligamentos e avaliar o comportamento do sistema frente a contingências operativas.

4.2.1 Dados históricos do fluxo de potência

Com o objetivo de verificar se o comportamento observado na primeira instalação também ocorria em outras regiões do sistema elétrico, foram analisados os fluxos de potência registrados em uma segunda subestação localizada no estado do Paraná. Esta subestação possui três transformadores com potência nominal de 150 MVA. A Figura 8 apresenta os resultados obtidos para novembro de 2020.

Observa-se que, nesse período, os fluxos permaneceram predominantemente positivos ao longo do dia, embora com carregamentos inferiores aos observados na primeira instalação analisada. O comportamento operacional ainda apresentava perfil mais uniforme, sem ocorrência significativa de fluxo reverso durante o período diurno.

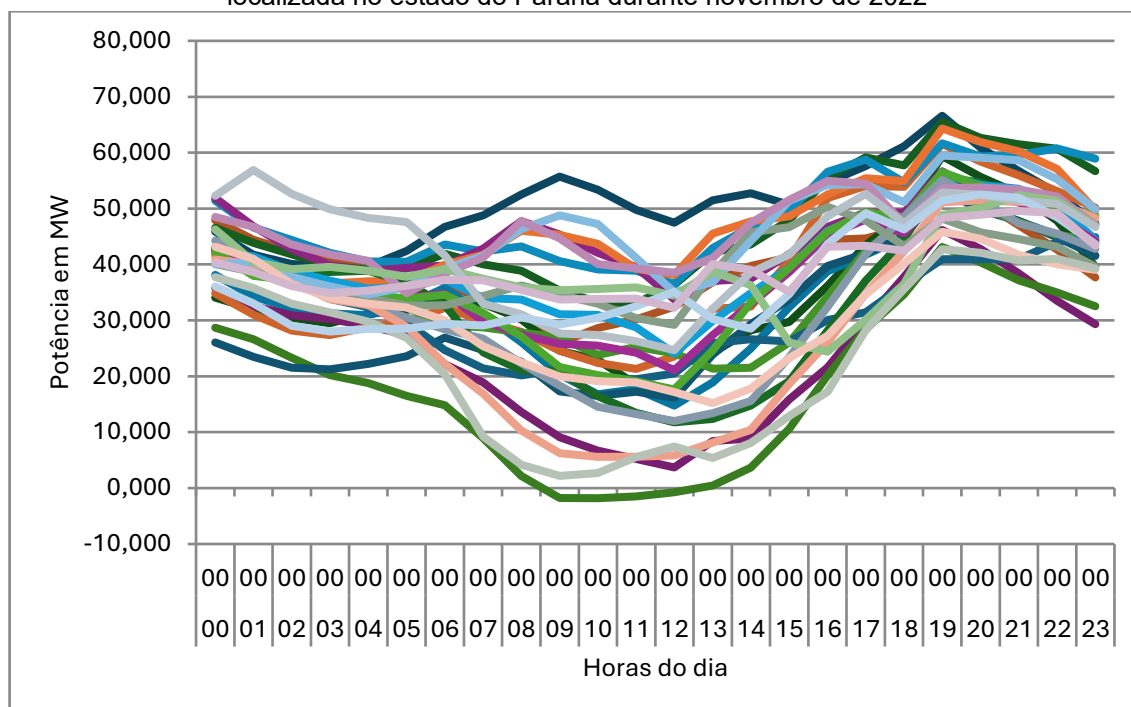
Figura 8 – Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020



Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

A Figura 9 apresenta os fluxos registrados na segunda subestação analisada durante novembro de 2022. Em comparação aos resultados de 2020, observa-se redução mais acentuada dos carregamentos durante o período diurno, especialmente entre o final da manhã e o início da tarde.

Figura 9 – Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2022



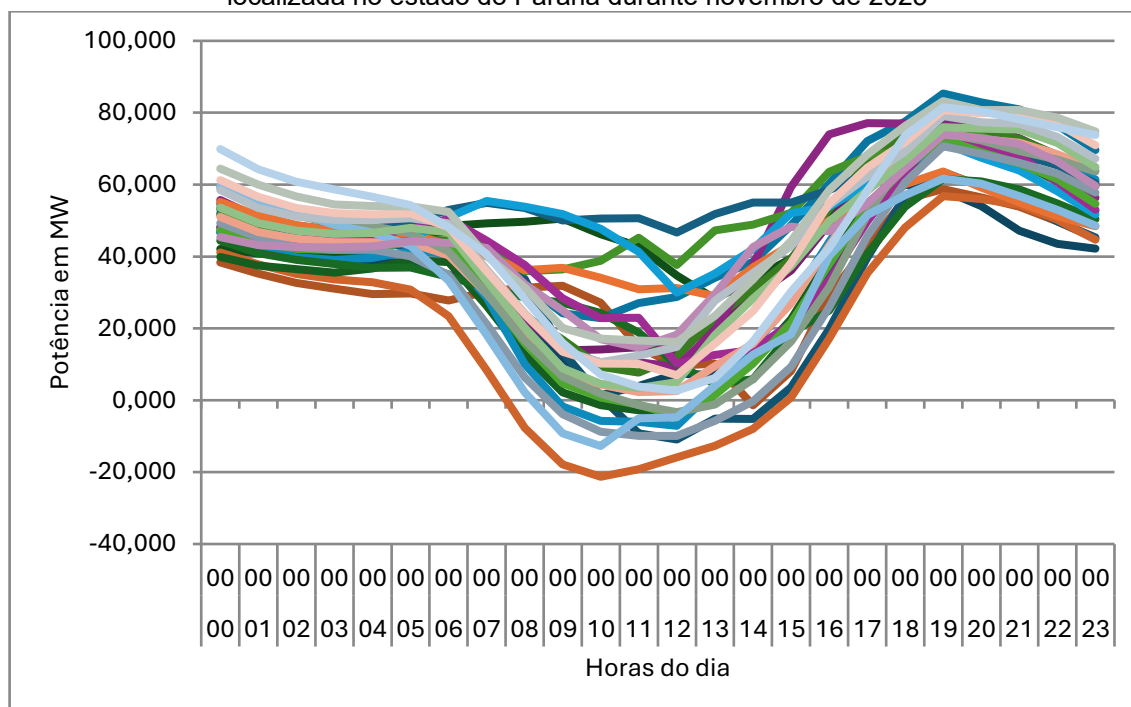
Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

Embora a maior parte dos valores ainda permaneça positiva, já se observa aproximação de condições associadas ao fluxo reverso em determinados horários. O comportamento acompanha o aumento da participação da geração fotovoltaica distribuída na região, reduzindo a demanda líquida observada pela rede de transmissão ao longo do dia.

Além da diminuição dos carregamentos médios, nota-se aumento gradual da variabilidade operacional das curvas de fluxo, comportamento associado à intermitência característica da geração solar distribuída.

Os resultados apresentados na Figura 10 indicam intensificação das alterações operativas observadas nos anos anteriores. Em 2025, os fluxos passaram a apresentar valores negativos em determinados períodos do dia, caracterizando ocorrência de fluxo reverso também na segunda subestação analisada.

Figura 10 – Fluxos de potência observados nos transformadores 230/138 kV da subestação B localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025



Fonte: elaboração própria a partir de dados do PI System.

Os resultados obtidos para a segunda subestação analisada reforçam os comportamentos observados anteriormente. Verifica-se redução progressiva dos fluxos médios ao longo dos anos e maior variabilidade operativa nos horários associados à geração fotovoltaica distribuída.

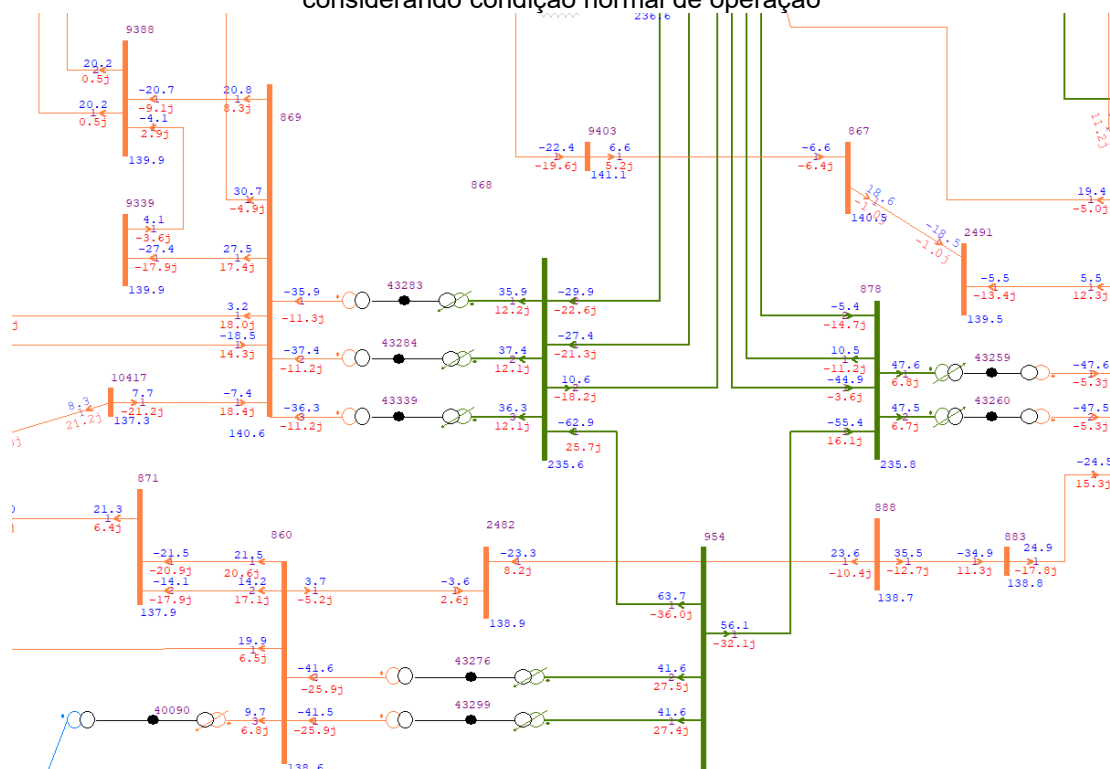
A presença de valores próximos de zero e, em alguns momentos, negativos nos cenários mais recentes evidencia o crescimento do fluxo reverso de potência, fenômeno diretamente associado ao aumento da geração distribuída nas redes de distribuição conectadas ao SIN. Esse comportamento confirma as discussões apresentadas por ONS (2024b) e Poder360 (2025), que apontam aumento significativo dos fluxos reversos em regiões com elevada penetração de MMGD.

Os resultados também demonstram que os padrões históricos utilizados para identificação de horários de carga média passaram a sofrer alterações importantes após a incorporação da MMGD aos modelos de carga global utilizados pelo ONS. Dessa forma, horários anteriormente considerados adequados para programação de intervenções podem apresentar condições operativas distintas daquelas observadas antes da expansão da geração distribuída.

4.2.2 Simulações Computacionais no ANAREDE

A Figura 11 apresenta o caso base referente a novembro de 2025 em condição de carga média e operação normal da subestação analisada. O sistema considerado possui três transformadores 230/138 kV operando simultaneamente, com carregamentos próximos de 40 MW por transformador em regime normal de operação.

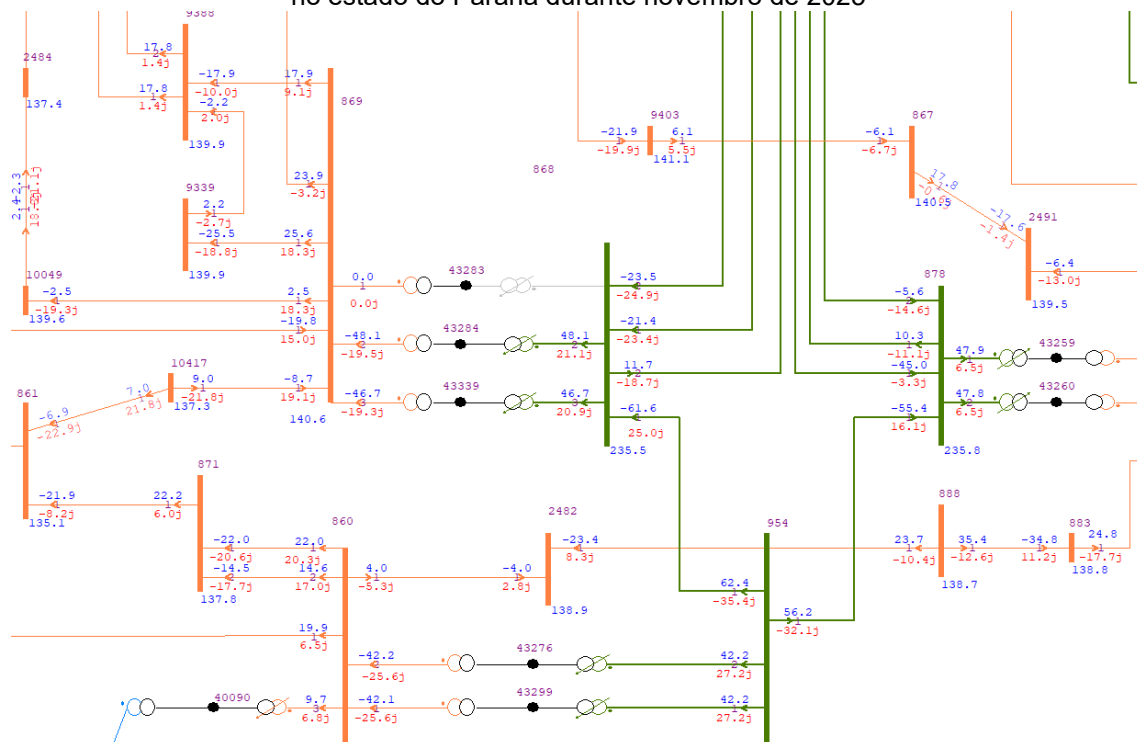
Figura 11 – Caso base da subestação A localizada no estado do Paraná em novembro de 2025, considerando condição normal de operação



Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

A Figura 12 apresenta a condição operativa simulada após o desligamento programado de um dos transformadores da subestação analisada. Com a retirada de um dos equipamentos de operação, os fluxos originalmente distribuídos entre os três transformadores passam a ser redistribuídos entre os equipamentos remanescentes e pelas instalações vizinhas eletricamente conectadas ao sistema.

Figura 12 – Simulação de desligamento programado de transformador em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025



Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

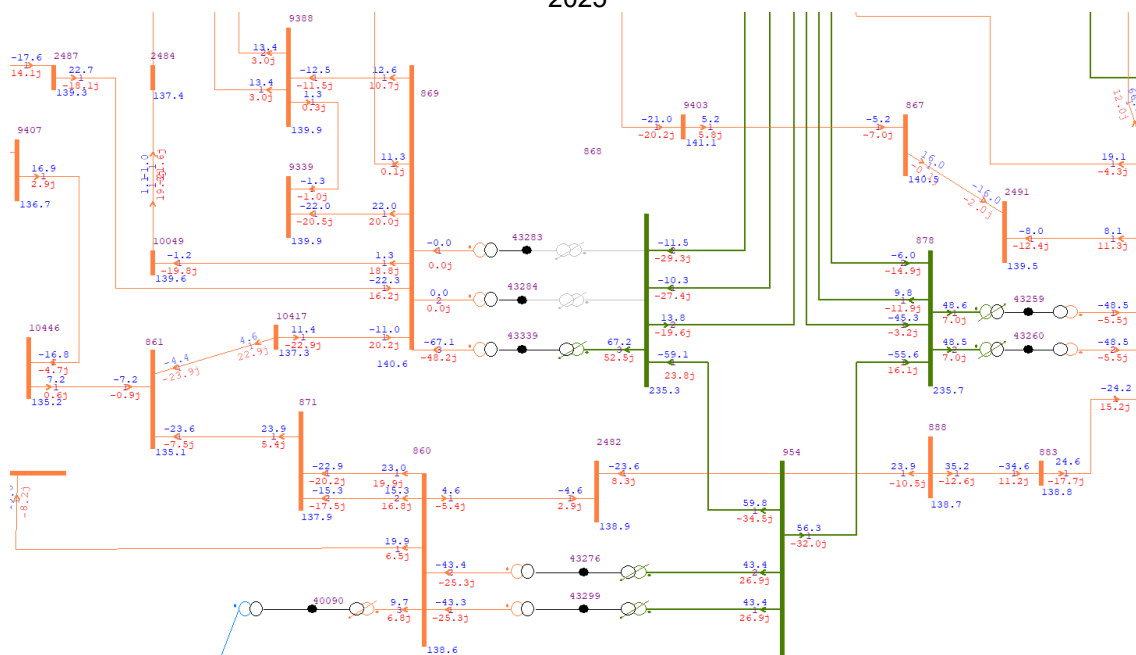
Mesmo com a intervenção programada, os carregamentos permaneceram dentro das condições operativas consideradas adequadas para o sistema. Observou-se que os fluxos passaram de aproximadamente 40 MW para valores próximos de 50 MW por transformador remanescente.

O comportamento obtido evidencia aumento da margem operativa do sistema em comparação aos cenários anteriores à expansão da MMGD. A redução da carga líquida observada pela rede básica contribuiu para diminuir os níveis de carregamento dos equipamentos, permitindo maior flexibilidade para programação de intervenções em determinados períodos do dia.

Além disso, verifica-se que a redistribuição dos fluxos ocorre prioritariamente pelos caminhos de menor impedância elétrica, comportamento esperado em sistemas interligados de transmissão.

A Figura 13 apresenta a análise de contingência realizada para o cenário de novembro de 2025. A simulação considerou o desligamento programado de um transformador associado ao desligamento acidental de um segundo equipamento da mesma subestação.

Figura 13 – Análise de contingência considerando desligamento programado e desligamento acidental de transformadores em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2025



Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

Mesmo diante da contingência simulada, o sistema permaneceu operando dentro das condições consideradas adequadas para o regime normal de operação. O comportamento observado indica que a redução da carga líquida provocada pela expansão da MMDG passou a proporcionar maior margem operativa para realização de intervenções programadas na rede básica.

Além disso, verifica-se que os fluxos permaneceram distribuídos entre os equipamentos remanescentes e instalações vizinhas, sem ocorrência de sobrecargas significativas nos principais elementos monitorados pelo sistema.

As simulações realizadas no software ANAREDE demonstram que a redução da carga líquida observada em 2025 contribuiu para ampliar as margens operativas do sistema durante os estudos de desligamentos programados.

No cenário de operação normal, os transformadores apresentaram carregamentos próximos de 40 MW por equipamento, valores significativamente inferiores aos observados nas simulações referentes ao ano de 2020. Durante o desligamento programado de um dos transformadores, os fluxos foram redistribuídos entre os equipamentos remanescentes e subestações adjacentes sem ultrapassar limites operativos críticos.

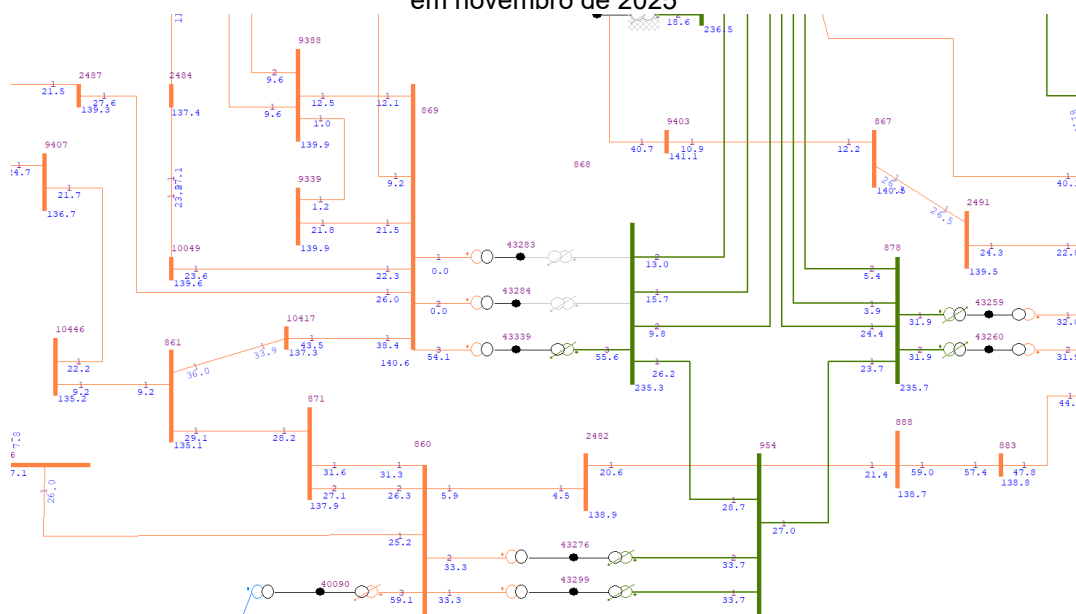
Mesmo na análise de contingência envolvendo desligamento programado associado à perda acidental de um segundo transformador, o sistema permaneceu

dentro dos limites normais de carregamento. Esse comportamento demonstra que a redução da carga líquida provocada pela expansão da MMDG passou a influenciar diretamente as condições operativas da rede de transmissão.

Os resultados obtidos corroboram as discussões apresentadas pela EPE (2023) acerca da necessidade crescente de adaptação dos estudos operativos frente às mudanças nos perfis de carga e geração do sistema elétrico brasileiro. Além disso, reforçam os apontamentos de Santos et al. (2023) sobre a crescente complexidade dos estudos relacionados à operação de redes modernas com elevada participação de recursos energéticos distribuídos.

A Figura 14 apresenta o percentual de carregamento do transformador remanescente após a simulação de contingência realizada para novembro de 2025.

Figura 14 – Percentual de carregamento do transformador remanescente após contingência simulada em novembro de 2025



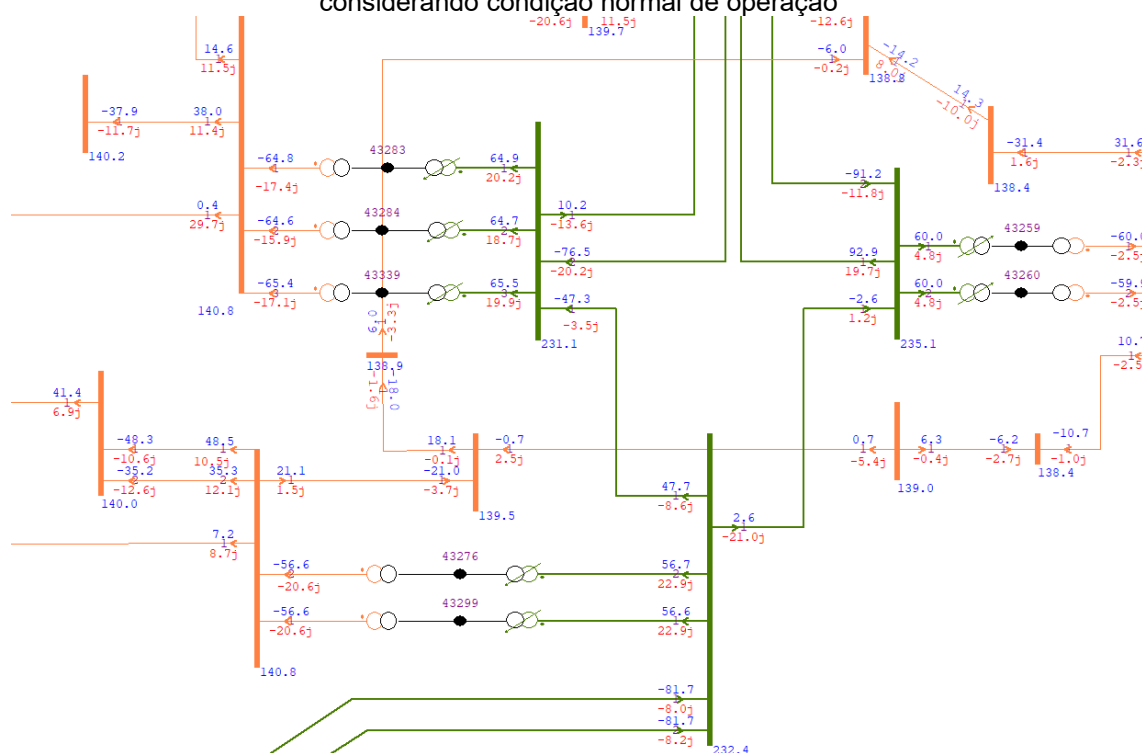
Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

Os resultados indicaram carregamento próximo de 55% da capacidade nominal do equipamento, permanecendo dentro do limite normal de operação estabelecido para o sistema. O comportamento observado reforça que, no cenário de 2025, a subestação analisada apresentava condições operativas mais favoráveis para realização de desligamentos programados quando comparadas aos cenários anteriores.

A maior margem operacional observada está associada à redução dos fluxos médios registrados nos transformadores em decorrência da incorporação da MMGD à carga global do SIN.

Para fins comparativos, foram realizadas simulações equivalentes utilizando os dados operativos de novembro de 2020. A Figura 15 apresenta o caso base referente a esse período, considerando condição de carga média e operação normal da subestação analisada.

Figura 15 – Caso base da subestação A localizada no estado do Paraná em novembro de 2020, considerando condição normal de operação



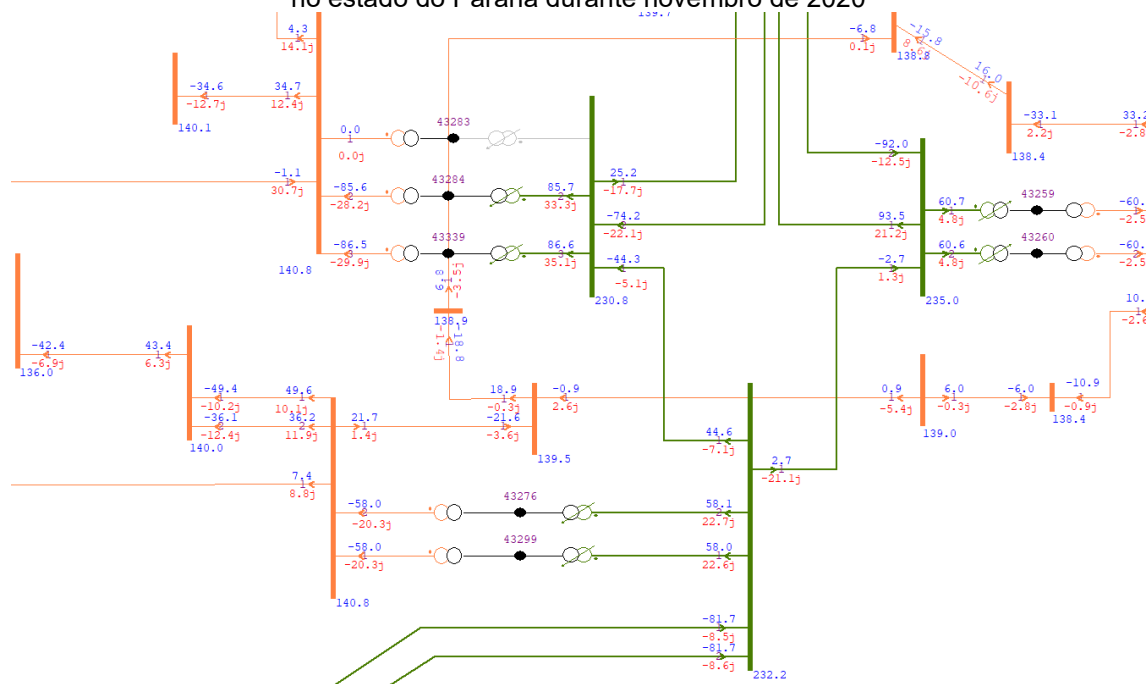
Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

Diferentemente do cenário de 2025, os carregamentos observados em 2020 eram significativamente superiores, com valores próximos de 65 MW por transformador em regime normal de operação. O comportamento observado indica maior dependência da carga local em relação ao sistema de transmissão antes da consolidação da elevada participação da MMGD.

A comparação entre os cenários evidencia redução progressiva da carga líquida observada pelos transformadores ao longo dos anos analisados, comportamento associado à expansão da geração distribuída fotovoltaica na região estudada.

A Figura 16 apresenta o cenário de novembro de 2020 considerando o desligamento programado de um dos transformadores da instalação analisada. Com a retirada de um dos equipamentos, a carga passa a ser redistribuída entre os dois transformadores remanescentes, que operam com fluxos próximos de 86 MW cada. A simulação permite avaliar o comportamento do sistema durante a intervenção e serve como base para a análise das condições de contingência apresentadas na sequência.

Figura 16 – Simulação de desligamento programado de transformador em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020



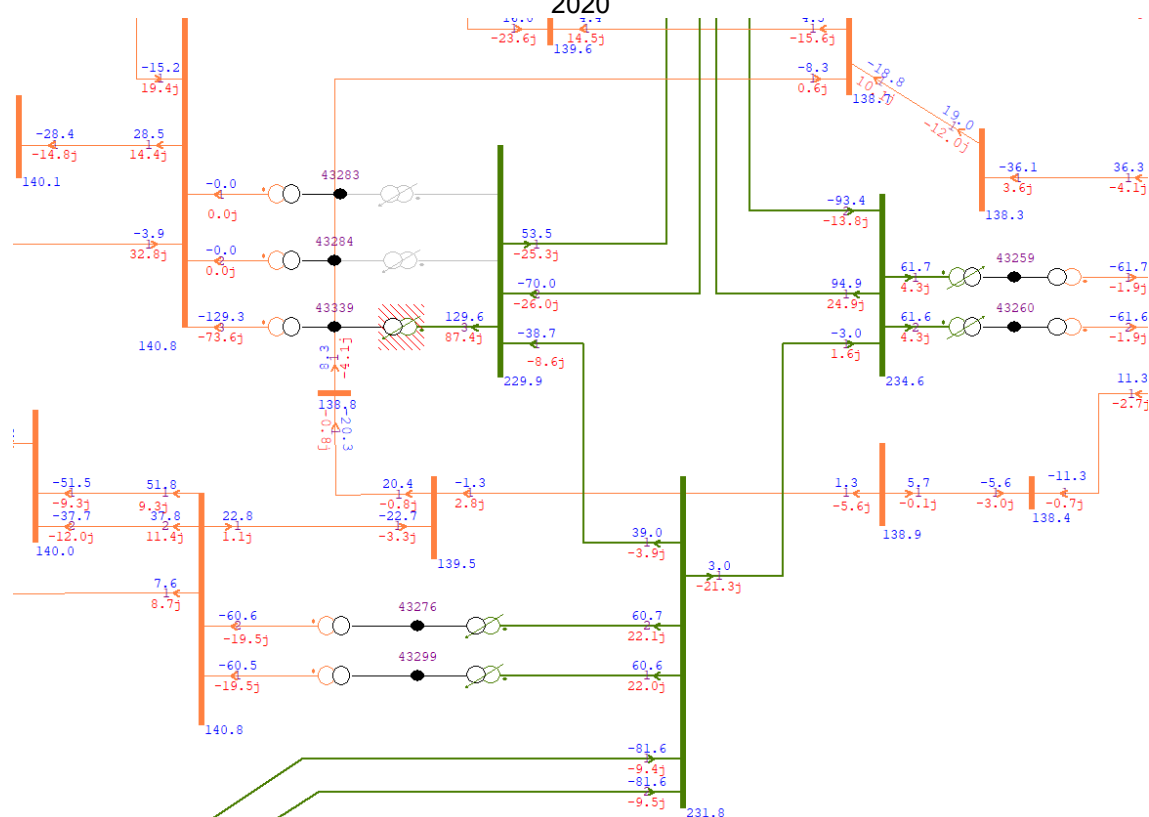
Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

O comportamento observado indica que, antes da expansão mais intensa da MMGD, a carga local apresentava maior dependência da potência suprida pela rede de transmissão. Como consequência, os fluxos registrados nos equipamentos da rede básica permaneciam mais elevados ao longo do dia.

A comparação entre os cenários de 2020 e 2025 permite observar redução significativa dos carregamentos médios dos transformadores, comportamento associado à incorporação crescente da geração distribuída fotovoltaica no atendimento da demanda local.

A Figura 17 apresenta a análise de contingência realizada para o cenário de novembro de 2020. A simulação considerou o desligamento programado de um transformador associado ao desligamento acidental de um segundo equipamento da subestação.

Figura 17 – Análise de contingência considerando desligamento programado e desligamento acidental de transformadores em subestação A localizada no estado do Paraná durante novembro de 2020



Fonte: elaboração própria a partir de simulações realizadas no software ANAREDE.

As simulações referentes ao cenário de 2020 evidenciam comportamento operacional significativamente diferente daquele observado em 2025. Os transformadores operavam com carregamentos médios próximos de 65 MW por equipamento, indicando maior dependência da rede de transmissão para atendimento da demanda local.

Na análise de contingência, o desligamento programado associado à perda acidental de um segundo transformador resultou em carregamento superior ao limite normal de operação, atingindo aproximadamente 104% da capacidade nominal do equipamento remanescente. Esse resultado caracteriza condição de sobrecarga e demonstra menor margem operativa para realização de intervenções naquele período.

A comparação entre os cenários de 2020 e 2025 mostra de forma prática os impactos da expansão da MMGD sobre os fluxos observados na rede de operação do SIN. A redução dos carregamentos médios observada nos cenários mais recentes está diretamente associada à compensação local de parte da demanda por meio da geração distribuída fotovoltaica.

Esses resultados reforçam as discussões apresentadas por Silva-Rodriguez et al. (2025) e Topalović e Haas (2024), que apontam que sistemas elétricos com elevada participação de recursos energéticos distribuídos passam a apresentar novos padrões operativos, exigindo revisões nos modelos de planejamento, monitoramento e análise de segurança operativa.

5 CONCLUSÃO

A expansão da MMGD modificou de forma significativa o comportamento operacional do Sistema Interligado Nacional, especialmente em razão do crescimento acelerado da geração solar fotovoltaica conectada às redes de distribuição. A incorporação da MMGD aos modelos de carga global utilizados pelo ONS passou a alterar os perfis tradicionais de carga líquida observados pelo sistema, influenciando diretamente os fluxos de potência, os critérios operativos e os estudos relacionados à programação de intervenções em equipamentos elétricos supervisionados pelo operador.

A revisão bibliográfica realizada ao longo deste trabalho demonstrou que a descentralização da geração elétrica vem produzindo impactos semelhantes em diferentes sistemas elétricos ao redor do mundo, sobretudo em países com elevada participação de fontes renováveis variáveis. Conceitos como “Curva do Pato”, fluxo reverso, flexibilidade operativa e *curtailment* passaram a integrar de maneira mais frequente os estudos associados ao planejamento e à operação do setor elétrico, evidenciando a necessidade crescente de adaptação dos modelos tradicionais de análise do sistema.

Os resultados obtidos a partir da análise histórica dos fluxos de potência confirmaram alterações relevantes entre os cenários avaliados nos anos de 2020, 2022 e 2025. Enquanto em 2020 os fluxos permaneceram predominantemente positivos e compatíveis com o comportamento tradicional da rede elétrica, os cenários mais recentes passaram a apresentar reduções significativas da carga líquida e ocorrência de fluxo reverso em determinados horários do dia. Em 2025, observou-se comportamento ainda mais acentuado, com inversão de fluxos durante períodos de elevada geração fotovoltaica distribuída.

As simulações desenvolvidas no software ANAREDE também evidenciaram mudanças importantes nas condições operativas do sistema. Nos cenários associados ao ano de 2025, verificou-se redução dos carregamentos médios dos transformadores e ampliação das margens operativas durante os estudos de desligamentos programados. Mesmo em situações de contingência envolvendo perda adicional de equipamentos, os carregamentos permaneceram dentro dos limites operativos normais.

Em contrapartida, as simulações referentes ao cenário de 2020 demonstraram maior dependência da rede de transmissão para atendimento da demanda local. Na análise de contingência, observou-se ocorrência de sobrecarga em equipamento remanescente, evidenciando menor flexibilidade operativa e menores margens de segurança para realização de intervenções programadas naquele período.

Os resultados obtidos permitiram concluir que a incorporação da MMGD à carga global do SIN alterou de maneira significativa os critérios tradicionalmente utilizados para interpretação dos estudos elétricos relacionados à programação de desligamentos. Horários anteriormente associados a condições de carga leve e mínima passaram a apresentar comportamentos distintos em razão da influência da geração distribuída sobre os fluxos observados nas subestações e equipamentos da rede de operação.

Além disso, o trabalho demonstrou que a expansão da MMGD amplia a necessidade de ferramentas de monitoramento em tempo real, revisão dos modelos de previsão de carga e modernização dos estudos operativos conduzidos pelo ONS e pelas distribuidoras de energia elétrica. A crescente descentralização da geração tende a exigir maior integração entre sistemas de transmissão e distribuição, assim como maior utilização de recursos associados à flexibilidade operativa, incluindo armazenamento de energia, digitalização das redes e mecanismos de resposta da demanda.

Portanto, conclui-se que a MMGD deixou de representar apenas uma alternativa complementar de geração elétrica e passou a ocupar posição relevante na dinâmica operativa do SIN. Seus impactos ultrapassam questões relacionadas à expansão da matriz energética, influenciando diretamente o comportamento da carga líquida, os fluxos de potência e os critérios utilizados nos estudos operativos do sistema elétrico brasileiro. Dessa forma, o tema tende a ganhar importância crescente nos próximos anos, acompanhando a continuidade da expansão das fontes renováveis e da modernização do setor elétrico nacional.

Para trabalhos futuros há a possibilidade de análises sobre como a MMGD influencia o controle de tensão, controle de frequência, planejamento de intercâmbio internacional de energia, planejamento de expansão das redes de transmissão e distribuição, impactos econômicos nas tarifas de energia, interface DSO (*Distribution System Operator*) e TSO (*Trasmission System Operator*), uso de baterias nos

sistemas de distribuição e transmissão, possibilidade de uso de excedente energético em plantas de geração de hidrogênio.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)**. Brasília, DF, [s.d.]. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 11 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **FAQ – Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília, DF, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 20 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração distribuída**. Brasília, DF, [s.d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 23 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Matriz elétrica brasileira cresceu 5,6 GW no 1º semestre e 168 usinas entraram em operação**. Brasília, DF, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/matriz-eletrica-brasileira-cresceu-5-6-gw-no-1o-semester-e-168-usinas-entraram-em-operacao>. Acesso em: 21 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **RALIE – Acompanhamento da expansão da oferta de geração**. Brasília, DF. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>. Acesso em: 21 abr. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Brasília, DF, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 4 - Prestação dos Serviços**. Revisão 2. Brasília: ANEEL, 2025. Disponível em: www.aneel.gov.br/biblioteca. Acesso em: 24 jun. 2026.

ANTILLANCA, Angélica et al. **Evolução das rampas de carga líquida frente à transição energética**. In: Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente-SBAI. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE BIOGÁS (ABIOGÁS). **Biogás e microrredes: novos arranjos para suprimento de energia elétrica**. São Paulo, 2022. Disponível em: [https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/Biog%C3%A1s%20e%20microrredes%20Novos%20arranjos%20para%20suprimento%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20\(2022\).pdf](https://abiogas.org.br/wp-content/uploads/protectedfiles/Biog%C3%A1s%20e%20microrredes%20Novos%20arranjos%20para%20suprimento%20de%20energia%20el%C3%A9trica%20(2022).pdf). Acesso em: 23 jun. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **O Setor - Desenvolvimento da eólica no Brasil**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>. Acesso em: 24 de jul. 2025

Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD). **Os desafios com a inversão de fluxo de potência em projetos de micro e minigeração distribuída (MMGD)**

persistem. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/porta1/os-desafios-da-inversao-de-fluxo-de-potencia/>. Acesso em: 2 jul. 2025.

AVEVA. **PI System.** [S. l.], [s.d.]. Disponível em: <https://www.aveva.com/en/products/aveva-pi-system/>. Acesso em: 10 ago. 2024.

BADOF SZKY, Thomas Alois de Queirós Mattoso. **O impacto da expansão da MMGD sobre a receita das concessionárias de distribuição de energia elétrica: uma análise regulatória.** 2023. 60 f. Monografia (Graduação em Economia) – Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: https://www.econ.puc-rio.br/api/uploads/adm/trabalhos/files/Mono_23.2_Thomas_Alois_de_Q._M._Badofsky.pdf. Acesso em: 23 jun. 2025.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). **BNDES aprova crédito para expansão do maior complexo de energia solar da América Latina.** Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/infraestrutura/BNDES-aprova-credito-para-expansao-do-maior-complexo-de-energia-solar-da-America-Latina/>. Acesso em: 23 jun. 2025.

BNAMERICAS. **A geração distribuída representa uma ameaça para o sistema elétrico brasileiro?**, 2023. Disponível em: <https://www.bnamericas.com/pt/analise/ageracao-distribuida-representa-uma-ameaca-para-o-sistema-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 4 jul. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2022/Lei/L14300.htm. Acesso em: 11 ago. 2026.

CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR (CAISO). **What the duck curve tells us about managing a green grid.** Califórnia, 2016. Disponível em: https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf. Acesso em: 19 jul. 2024.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, O NET METERING E A ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL: reflexões a partir do estudo de caso da geração distribuída na Califórnia.** São Paulo, 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/20121/29714456/A+GERAÇÃO+DISTRIBUÍDA%2C+O+NET+METERING+E+A+ABERTURA+DO+MERCADO+DE+ENERGIA+NO+BRASIL+reflexões+a+partir+do+estudo+de+caso+da+geração+distribuída+na+Califórnia.pdf/f7688328-7b7a-436d-ce0c-a42183f6846c?t=1743082039057>. Acesso em: 16 jul. 2025.

CANAL SOLAR. **Conexão de MMGD à rede de distribuição: quais as principais dúvidas?**, 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/conexao-de-mmgd-a-rede-de-distribuicao-quais-as-principais-duvidas/>. Acesso em: 10 jul. 2025.

CANAL SOLAR. **FMGD divulga nota de repúdio contra relatório técnico do ONS**, 2025a. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/fmgd-nota-de-repudio-contra-relatorio-ons/>. Acesso em: 7 jul. 2025.

CANAL SOLAR. **DSO: solução ou armadilha institucional para a geração distribuída?**, 2025b. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/dso-solucao-armadilha-geracao-distribuida/>. Acesso em: 16 jul. 2025.

CANAL SOLAR. **Brasil já tem 16 estados com mais de 1 GW em energia solar distribuída**, 2026. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/brasil-estados-mais-de-um-gw-energia-solar-distribuida/>. Acesso em: 16 jun. 2026.

CASTRO, Fábio et al. **Optimal power flow in distribution networks: reconfiguration and self-healing via Benders' decomposition**. *Mathematics and Computers in Simulation*, [S. l.], 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). **Energias renováveis: agenda prioritária da indústria**. Brasília, DF, [s.d.]. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/cni/canaais/industria-sustentavel/temas-de-atuacao/energias-renovaveis/#agenda-prioritaria>. Acesso em: 23 jun. 2025.

DELTA ENERGIA. **O papel das termoeletricas na matriz energética brasileira**. 2024. Disponível em: <https://digital.deltaenergia.com.br/2024/04/09/o-papel-das-termoeletricas-na-matriz-energetica-brasileira/>. Acesso em: 23 jun. 2026.

ELETRONUCLEAR. **Angra 1**. Rio de Janeiro, 2025a. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-1.aspx>. Acesso em: 24 jul. 2025.

ELETRONUCLEAR. **Angra 2**. Rio de Janeiro, 2025b. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Nossas-Atividades/Paginas/Angra-2.aspx>. Acesso em: 24 jul. 2025.

ELETRONUCLEAR. **Angra 3, atualizações sobre o futuro da energia nuclear no Brasil**. Rio de Janeiro, 2025c. Disponível em: <https://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Paginas/Angra-3,-atualizacoes-sobre-o-futuro-da-energia-nuclear-no-Brasil.aspx>. Acesso em: 24 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Avaliando a resiliência da infraestrutura elétrica frente aos eventos extremos**. Brasília, DF, 2023a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-813/NT-EPE-DEA-016-2023_R0_Final.pdf. Acesso em: 26 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Metodologia de estimativa de requisitos e recursos de flexibilidade no SIN**. Brasília, DF, 2023b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-775/NT-EPE-DEE-076-2023_Flexibilidade.pdf. Acesso em: 13 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **PDE 2034: estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 – Caderno MMGD – baterias**. Brasília, DF, 2024a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 15 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034. Brasília, DF, 2024b**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 15 jul. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanço Energético Nacional 2025: relatório síntese / ano base 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2025a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN_S%C3%ADntese_2025_EN.pdf. Acesso em: 24 jul. 2025.

ESFERA ENERGIA. **MMGD: o que é micro e minigeração distribuída?**, 2022. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/geracao-distribuida/mmgd>. Acesso em: 4 jul. 2025.

FUNDAÇÃO CERTI. **Smart Grids: o que são e tendências para redes inteligentes no Brasil**. Florianópolis, 2025. Disponível em: <https://certi.org.br/blog/smart-grids-redes-inteligentes-brasil-tendencias-beneficios/#:~:text=As%20smart%20grids%20fornecem%20informações,mais%20econômicos%20para%20utilizar%20energia>. Acesso em: 9 jul. 2025.

GNPW GROUP. **O Papel das Termelétricas a Gás Natural na Transição Energética Brasileira**. 2025. Disponível em: <https://www.gnpw.com.br/termeletricas/o-papel-das-termeletricas-a-gas-natural-na-transicao-energetica-brasileira/>. Acesso em: 24 jul. 2025.

GRIDX. **Grid Operator**. 2025. Disponível em: <https://www.gridx.ai/knowledge/what-is-a-grid-operator#roles-and-responsibilities-of-dsos>. Acesso em: 16 jul. 2025.

GUIARRARA, Paloma. **Biomassa**. Brasil Escola, 2025. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/biomassa.htm>. Acesso em: 24 jul. 2025.

HOU, Qingchun; ZHANG, Ning; KANG, Chuan; LI, Zhiwei; LIU, Zhen; WANG, Jianhui. **Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China**. *Applied Energy*, [S.l.], v. 242, p. 205-215, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919304763>. Acesso em: 24 maio 2026.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Os desafios da sobreoferta de energia: vertimentos e curtailment**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/artigo/os-desafios-da-sobreoferta-de-energia-vertimentos-e-curtailment/>. Acesso em: 20 jul. 2024.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). **É preciso priorizar a flexibilidade do sistema nacional de energia e a transição energética, aponta IEMA**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://energiaeambiente.org.br/e-preciso-priorizar-a-flexibilidade-do-sistema-nacional-de-energia-e-a-transicao-energetica-aponta-iema-20250917>. Acesso em: 14 jan. 2026.

LI, Han et al. **Energy flexibility of residential buildings: A systematic review of characterization and quantification methods and applications**. *Advances in Applied Energy*, v. 3, p. 100054, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792421000469>. Acesso em: 14 jan. 2026.

LORENSETTI, Rodrigo. **Histórico do uso da biomassa no Brasil e no mundo**, 2024. Disponível em: <https://blog.coontrol.com.br/uso-da-biomassa-no-brasil-e-no-mundo/>. Acesso em: 24 jul 2025.

NOVA ENERGIA. **ONS garante estabilidade do sistema, mas aponta desafios com a geração distribuída**, 2025. Disponível em: <https://www.novaenergia.com.br/blog/ons-garante-estabilidade-do-sistema-mas-aponta-des/>. Acesso em: 9 jul. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Energia agora - Carga e geração**, 2026. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>. Acesso em: 1 fev. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Condições de atendimento eletroenergético do SIN: avaliações de médio prazo**. Apresentação da 1ª Reunião Técnico-Gerencial (RTG) 2026. Rio de Janeiro: ONS, 2026. Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/10/45/Produtos/455/09-04-2026_132400/Sess%C3%A3o%20Geral/3%20-%20NACIONAL%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento%20Eletroenerg%C3%A9tico%20Medio%20Prazo%20-%20Marzano.pdf. Acesso em: 9 jun. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Evolução da capacidade instalada no SIN – abril 2024/dezembro 2028**. Rio de Janeiro, 2024a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 11 abr. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3: premissas, critérios e metodologias para estudos elétricos – critérios**. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.3-CR_2022.10.pdf. Acesso em: 11 abr. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.4: premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos**. Revisão 2024.12. Rio de Janeiro, 2024b. Disponível em: https://proxyporais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%202.4-CR_2024.12.pdf. Acesso em: 26 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Procedimentos de Rede – Submódulo 4.2: manutenção e operação de equipamentos e linhas de transmissão**. Revisão 2023.12. Rio de Janeiro, 2023a. Disponível em: https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%204.2-PR_2023.12.pdf. Acesso em: 26 jun. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Sumário executivo PAR/PEL 2023: Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – ciclo 2024-2028**. Rio de Janeiro, 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202023-3-Fev24%20VF.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **O que é ONS**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 4 jul. 2025.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.11 - Cadastro de Dados Operacionais de Equipamentos da Área 230 kV do Paraná**. Código CD-CT.S.2PR.01, Revisão 177, Item 2.1.5. Rio de Janeiro: ONS, 2026b. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FMPO%2FDocumento%20Normativo%2F2.%20Cadastros%20de%20Informações%20Operacionais%20-%20SM%205.11%2F2.1.%20Cadastros%20de%20Informações%20Operacionais%20de%20Dados%20de%20Equipamentos%2F2.1.5.%20Região%20Sul%2FCD-CT.S.2PR.01_Rev.177.pdf. Acesso em: 11 ago. 2026.

ORIGO ENERGIA. **Energia solar no Brasil: resumo do mercado em 2025!**, 2025. Disponível em: <https://origoenergia.com.br/blog/energia-solar-no-brasil/>. Acesso em: 24 jul. 2025.

PODER360. **11 Estados correm risco de apagão por sobrecarga, diz relatório**. Brasília, DF, 2025. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/11-estados-correm-risco-de-apagao-por-sobrecarga-diz-relatorio/>. Acesso em: 8 maio 2026.

PSR. **ONS lança boletim regulatório sobre integração entre operadores de transmissão e distribuição, com contribuição da PSR**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/pt-br/noticia/ons-lanca-boletim-regulatorio-sobre-integracao-entre-operadores-de-transmissao-e-distribuicao-com-contribuicao-da-psr/>. Acesso em: 16 jul. 2025.

Quiroga, Gabriel Albieri. **Impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção: considerações para o planejamento de redes de distribuição**. 2019. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, 2019. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09012020-112621/publico/GabrielAlbieriQuirogaCorr19.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2025.

SANTOS, Stephanie Alencar Braga et al. **Demand response application in industrial scenarios: a systematic mapping of practical implementation**. Expert Systems with Applications, [S. l.], v. 215, p. 119393, 2023.

SILVA, Júlio César Lázaro da. **Planejamento Energético do Brasil e Iminência de uma Nova Crise no Setor**. Brasil Escola. Disponível em: <https://brasilecola.uol.com.br/geografia/planejamento-energetico-brasil-iminencia-uma-nova-crise-no-setor.htm>. Acesso em: 22 de jul. 2025.

SILVA, Bruno Takasume Nita da; CHRUN, Ivan Rossato. **Impactos gerados pela conexão de unidades de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. Journal of Exact Sciences – JES, v. 43, n. 2, p. 05-15, out./dez. 2024. ISSN online 2358-0348. Disponível em: https://www.mastereditora.com.br/periodico/20241109_174242.pdf. Acesso em: 7 jul. 2025.

SILVA-RODRIGUEZ, Jesus et al. **Grid-edge energy-flexible technologies: a comparative analysis across generators, loads, and energy storage systems**. arXiv preprint, [S. l.], arXiv:2508.14297, 2025. Disponível em: <https://arxiv.org/abs/2508.14297>. Acesso em: 15 mar. 2026.

SOUZA, Thiago Felício de. **Avaliação econômica da flexibilidade operativa no Brasil**. 2024. 49 f. Dissertação (Mestrado em Economia Empresarial e Finanças) – Escola Brasileira de Economia e Finanças, Fundação Getulio Vargas, Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/server/api/core/bitstreams/0effcc1-2ad1-40e0-86af-2e3c554e00eb/content>. Acesso em: 8 maio 2026.

TERRA ENERGIA. **A Evolução das Usinas Eólicas no Brasil: Uma Jornada de Crescimento Sustentável**, 2023. Disponível em: <https://www.terraenergia.com.br/2023/11/17/a-evolucao-das-usinas-eolicas-no-brasil-uma-jornada-de-crescimento-sustentavel/>. Acesso em: 24 jul. 2025.

TOPALOVIC, Z.; HAAS, R. **Role of Renewables in Energy Storage Economic Viability in the Western Balkans**. Energies, v. 17, n. 4, p. 955, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/4/955>. Acesso em: 20 jan. 2026.

TTS ENERGIA. **Papel Fundamental das Distribuidoras no Sistema de Distribuição de Energia**, 2025. Disponível em: <https://ttsenergia.com.br/blog/papel-fundamental-das-distribuidoras-no-sistema-de-distribuicao-de-energia/>. Acesso em: 4 jul. 2025.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California**. Washington, DC, 2023. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>. Acesso em: 19 jul. 2024.

APÊNDICE A – EXEMPLO DE PLANILHA DE DADOS BRUTOS UTILIZADA PARA GERAÇÃO DOS GRÁFICOS

Data Inicial	1/11/25 0:00:00	Versão 3.0.1	Lista completa de comandos: Botão Direito -> Menu PITricks (Ctrl + Num5): Buscar Tags / (Ctrl + Num6): Adiciona Tag na Tabela / (Ctrl+Alt+Num2): Baixar dados da tabela (Ctrl+Alt+Num8): Gráfico Todas Tags / (Ctrl+Alt+Num9) - Gráfico Uma Tag (Ctrl+Num7): Gráfico Comparativo Anual / (Ctrl+Num8): Comparativo Mensal / (Ctrl+Num9): Comparativo Diário												
Data Final	30/11/25 0:00:00														
Sumarização	Average (VBA)														
Intervalo	1h		Dicas: * omite parte da busca e .v no final da tag procura apenas valores. Ex.: PRBTA*MW.v												
Tags Sul		Patamar	Feriá	Ano	Mês	Dia	DD/	Dia da Semar	Hora	Minuto	Data/Hora	PR	_230_TRA_P_MV	PR	_230_TRA_P_MV
Fluxo/Carga:		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	00	00	01/11/2025 00:00:00		46,732		60,372
Geração:		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	01	00	01/11/2025 01:00:00		42,862		57,390
Tags Sudeste		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	02	00	01/11/2025 02:00:00		40,576		57,486
Fluxo/Carga:		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	03	00	01/11/2025 03:00:00		38,859		55,862
Geração:		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	04	00	01/11/2025 04:00:00		38,424		55,908
Tags Nordeste		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	05	00	01/11/2025 05:00:00		38,322		56,935
Fluxo/Carga:		Leve	-	2025	nov	01	305	Sábado	06	00	01/11/2025 06:00:00		34,997		54,328
Geração:		Média	-	2025	nov	01	305	Sábado	07	00	01/11/2025 07:00:00		31,097		47,897
Pesquisa por Máscara		Média	-	2025	nov	01	305	Sábado	08	00	01/11/2025 08:00:00		21,257		35,273
Tag:	PR *MW.v	Média	-	2025	nov	01	305	Sábado	09	00	01/11/2025 09:00:00		11,956		18,241
PR	_138_CAPR _1_MW.v	Média	-	2025	nov	01	305	Sábado	10	00	01/11/2025 10:00:00		1,406		8,928
PR	_138_CATR2_MW.v	Média	-	2025	nov	01	305	Sábado	11	00	01/11/2025 11:00:00		3,945		1,109
PR	_138_LTI _MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	12	00	01/11/2025 12:00:00		7,348		-10,135
PR	_138_LT _MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	13	00	01/11/2025 13:00:00		7,060		-9,831
PR	_138_LT _1_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	14	00	01/11/2025 14:00:00		12,581		8,904
PR	_138_LT _1_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	15	00	01/11/2025 15:00:00		19,985		31,933
PR	_138_TRA_S_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	16	00	01/11/2025 16:00:00		35,195		54,328
PR	_138_TRB_S_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	17	00	01/11/2025 17:00:00		51,324		61,957
PR	_138_TRC_S_MW.v	Pesada	-	2025	nov	01	306	Sábado	18	00	01/11/2025 18:00:00		60,037		55,734
PR	_13P8_TRA_T_MW.v	Pesada	-	2025	nov	01	306	Sábado	19	00	01/11/2025 19:00:00		58,500		53,225
PR	_13P8_TRB_T_MW.v	Pesada	-	2025	nov	01	306	Sábado	20	00	01/11/2025 20:00:00		54,005		49,042
PR	_230_LT _1_MW.v	Pesada	-	2025	nov	01	306	Sábado	21	00	01/11/2025 21:00:00		47,171		44,239
PR	_230_LT _1_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	22	00	01/11/2025 22:00:00		43,545		40,646
PR	_230_LT _1_MW.v	Média	-	2025	nov	01	306	Sábado	23	00	01/11/2025 23:00:00		42,169		36,752

Fonte: Autor (2026).