

# PEN

Plano da Operação Energética  
2025

# PEN

## Sumário

## Executivo

### 2025



Operador Nacional  
do Sistema Elétrico



# MENSAGEM DA DIRETORIA

— —  
Diretor de Planejamento - ONS

**Alexandre Nunes Zucarato**



O **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** elabora anualmente o **Plano da Operação Energética (PEN)** com as avaliações das condições de atendimento energético para o setor elétrico brasileiro num horizonte de cinco anos à frente.

Dando sequência aos aprimoramentos metodológicos que visam aperfeiçoar a representação do Sistema Interligado Nacional (SIN) para que as condições de atendimento avaliadas sejam as mais assertivas possíveis, o **PEN 2025** incorpora na demanda máxima noturna a projeção dos possíveis efeitos da Portaria Normativa MME nº 50/2022, pois a migração para o Ambiente de Contratação Livre – ACL (e consequente alteração do sinal tarifário) tende a encorajar o consumidor a aumentar o consumo nesse horário. Como resultado, comparado com as projeções de demanda do PEN 2024 verifica-se um incremento médio de 1,9 GW na demanda máxima do SIN.

Esta edição também atualiza a avaliação da evolução da flexibilidade operativa requerida pelo SIN para fazer frente ao aumento da participação das fontes não despachadas centralizadamente. Em 2024 a amplitude diária da modulação da geração hidrelétrica atingiu um valor máximo de 38,3 GW, sendo que até abril de 2025 este valor máximo já foi superado em 8 oportunidades, atingindo uma nova máxima de 44,1 GW. Para os próximos anos, a tendência é de elevação deste requisito para valores acima de 50 GW.

Para estimar a capacidade de atendimento deste requisito, utilizamos o modelo DESSEM com os mesmos condicionantes operativos atualmente considerados na operação das usinas hidrelétricas e não foram observadas a priori limitações para atendimento da flexibilidade operativa requisitada. É importante ressaltar que uma análise mais conclusiva requer uma representação mais detalhada dos condicionantes operativos, algo ainda não disponível nas ferramentas atuais.

Quanto às condições de atendimento, cabe lembrar que a avaliação é dividida em dois períodos:

- Avaliação conjuntural prospectiva para o horizonte 2025/2026, considerando cenários pré-definidos de vazões, sendo que para cada cenário avaliado, são apresentados resultados tais como evolução dos armazenamentos dos subsistemas, da geração térmica e uso dos recursos para atendimento ao requisito de potência;
- Avaliação com caráter estrutural para o horizonte 2026/2029, observando os critérios de garantia de suprimento de energia e potência vigentes, definidos na Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, além de outros indicadores pertinentes.

Em relação à avaliação conjuntural, todos os cenários indicaram despacho adicional de geração térmica para atendimento do requisito de potência, bem como necessidade de alocação da reserva operativa na maior parte dos meses. Desconsiderando a adoção de medidas operativas que só podem ser avaliadas no curto prazo, os resultados também indicaram a ocorrência de déficit de potência em pelo menos um mês.

Em relação à avaliação estrutural, os índices associados ao critério de suprimento de energia continuaram plenamente atendidos, porém não estão atendidos os critérios de suprimento de potência, com violação do  $CVaR_{5\%}$  da Potência Não Suprida e da LOLP a partir de 2026, com degradação quando comparado à edição anterior, explicada principalmente pela atualização da demanda máxima.

Para equacionamento do equilíbrio estrutural, recomenda-se ao Poder Concedente a organização tempestiva de leilões anuais para contratação de recursos para aumento da oferta do atributo potência.

Todos os resultados do **PEN 2025** estão disponíveis por meio do portal do ONS na forma de painéis dinâmicos, possibilitando ao leitor explorar com maior detalhe os insumos e resultados de seu interesse.

Boa leitura!



## Sumário

1. Apresentação	05
2. Características da Oferta e da Demanda do SIN	08
3. Flexibilidade Operativa	17
4. Análise de Desempenho do SIN	23
5. Conclusões e Recomendações	36

# PEN

Plano da Operação Energética  
2025



1.

Apresentação

O **Plano da Operação Energética – PEN** tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e potência aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O **PEN** é elaborado com periodicidade anual e está sujeito a revisões sempre que ocorram fatos relevantes que alterem as avaliações nele apresentadas.

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas estão em consonância com os Procedimentos de Rede, Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo e Submódulo 2.4 – Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.104/2024. Adicionalmente, a análise de desempenho do SIN considera os critérios gerais de garantia de suprimento, definidos pelo CNPE através da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

A avaliação das condições de atendimento pode ser dividida em dois períodos. Nos dois primeiros anos do horizonte de estudo, a oferta está definida e, em geral, pode não ser possível a incorporação/antecipação de novos empreendimentos. Neste período, o atendimento ao mercado depende basicamente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das aflúncias às usinas hidrelétricas, da efetiva contribuição das fontes não despachadas centralizadamente e da disponibilidade de geração térmica complementar. Nos anos restantes a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural.

Assim sendo, a avaliação das condições de atendimento no Plano da Operação Energética 2025/2029 – **PEN 2025** abrange:

- Avaliação conjuntural prospectiva (2025/2026), considerando cenários pré-definidos de vazões, construídos a partir de cenários sintéticos de precipitação. Esta avaliação é feita até o final do período seco do segundo ano do estudo. Para cada cenário avaliado, são apresentados resultados tais como evolução dos armazenamentos dos subsistemas, da geração térmica e uso dos recursos para atendimento ao requisito de potência;
- Avaliação com caráter estrutural (2026/2029), observando os critérios de garantia de suprimento de energia e potência vigentes, definidos na Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019, além de outros indicadores pertinentes.

Vale destacar que o segundo ano do horizonte de estudo (2026) será explorado em prospecção detalhada e através de uma avaliação de atendimento aos critérios de suprimento.

Neste ciclo, as análises tomaram como ponto de partida, como Cenário de Referência, a configuração do Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2025. Entretanto, em função de decisão do CMSE na 305ª reunião, realizada em 14 de maio de 2025, foi considerada na composição do Cenário de Referência a antecipação da disponibilidade ao SIN das usinas termelétricas vencedoras do 1º LRCAP/2021. A disponibilização de geração foi considerada em dois blocos: a partir de 01 de agosto de 2025, as UTEs do subsistema Sudeste/Centro-Oeste e a partir de 01 de outubro de 2025, as UTEs do subsistema Nordeste. Com relação à carga de energia e aos limites de intercâmbios entre os subsistemas, foram utilizadas as informações da 1ª Revisão Quadrimestral, que compõem os insumos do PMO de maio de 2025.

Além do Cenário de Referência, neste ciclo do **PEN 2025** foram avaliados dois Cenários de Sensibilidade, vinculados à representação de uma maior evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), em

função às solicitações de acesso ao SIN. Neste sentido, considerou-se para o subsistema Nordeste, um acréscimo em torno de 1.500 MW e 3.000 MW em 2029, para as sensibilidades 1 e 2, respectivamente. Adicionalmente, os dois cenários de sensibilidade consideram uma maior participação exclusivamente de cargas de datacenters no Sudeste/Centro-Oeste, ao incorporar cerca de 1.000 MW, em 2029. Para mais detalhes em relação aos Cenários de Sensibilidade deverá ser consultado o Relatório das Condições de Atendimento do **PEN 2025**.

O **PEN 2025** é composto por:

- Este **Sumário Executivo Digital** que apresenta uma visão global das características do SIN, como a carga de energia e potência; a matriz de energia elétrica atual e a sua evolução; os custos de operação das usinas térmicas, bem como uma síntese dos principais resultados, conclusões e recomendações.

- **Relatório das Condições de Atendimento** que aborda, além do conteúdo do Sumário Executivo, análises mais detalhadas dos principais resultados das avaliações energéticas e de potência para o horizonte 2025/2029.
- **Painéis dinâmicos**, que permitem maior flexibilidade na visualização e utilização de insumos e resultados mais relevantes.

O **PEN 2025**, inclusive os painéis dinâmicos, são acessados no sítio eletrônico no ONS através do link <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico>.



# PEN

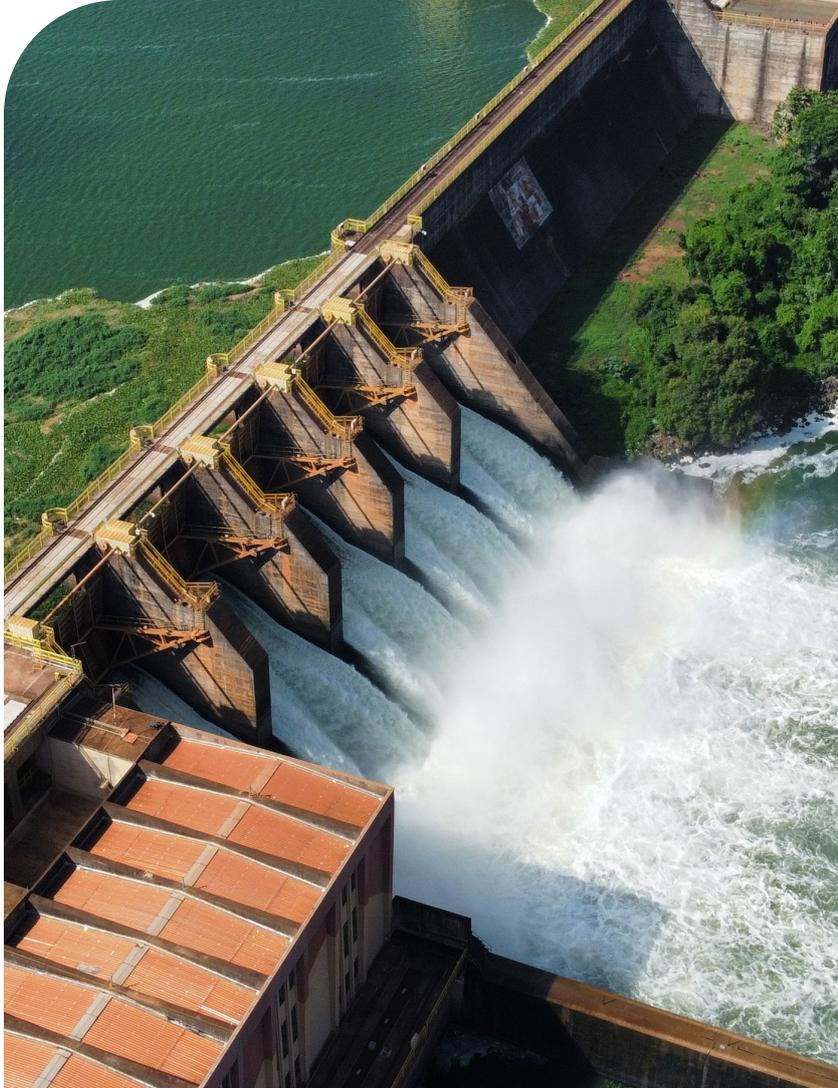
Plano da Operação Energética  
2025

## 2.

Características  
da Oferta e da  
Demanda do SIN

# CARGA DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

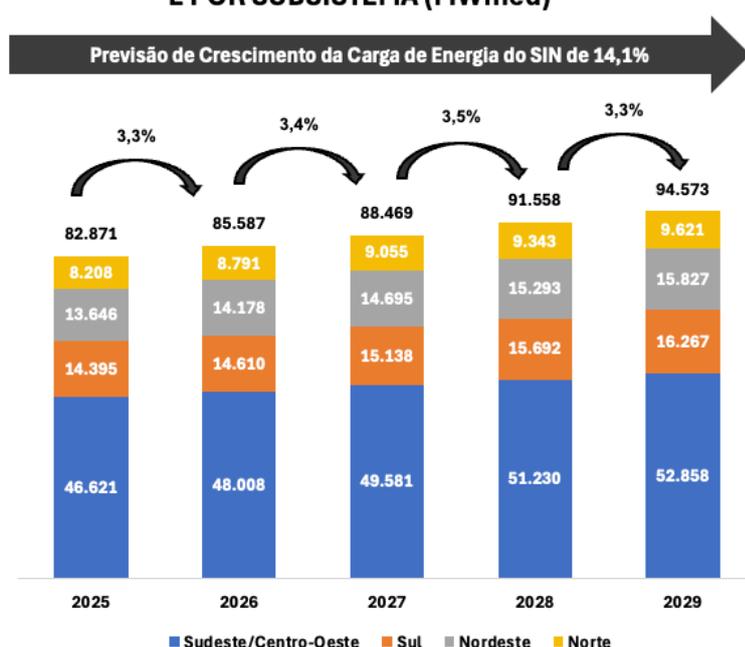
As previsões de carga de energia adotadas no **PEN 2025** foram elaboradas em conjunto por ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e EPE/MME, consubstanciadas na Nota Técnica ONS DPL 0052/2025 – 1ª Revisão Quadrimestral das projeções de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - 2025-2029, publicada em junho de 2025.



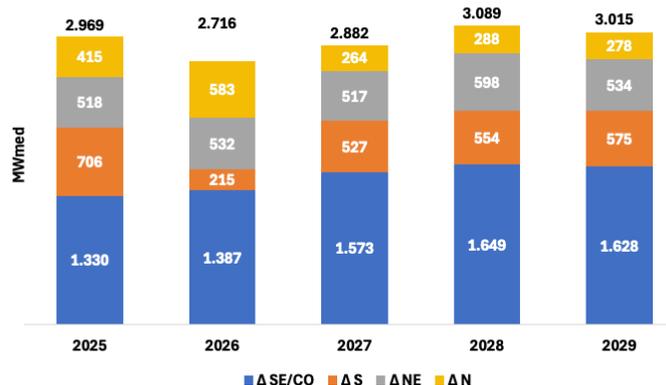
As projeções apresentadas na referida Nota Técnica tomam como base a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga, ao longo do ano de 2024 e nos primeiros meses de 2025, através das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios entre os valores observados da carga e suas respectivas projeções elaboradas para o Planejamento Anual da Operação Energética 2025-2029.

No horizonte 2025-2029, prevê-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,4% ao ano, atingindo em 2029 uma carga de aproximadamente 94,6 GW médios, o que representa um aumento de cerca de 14,1%, quando comparado a 2025.

## EVOLUÇÃO DA CARGA DE ENERGIA DO SIN E POR SUBSISTEMA (MWmed)



### INCREMENTO ANUAL POR SUBSISTEMA (MWmed)

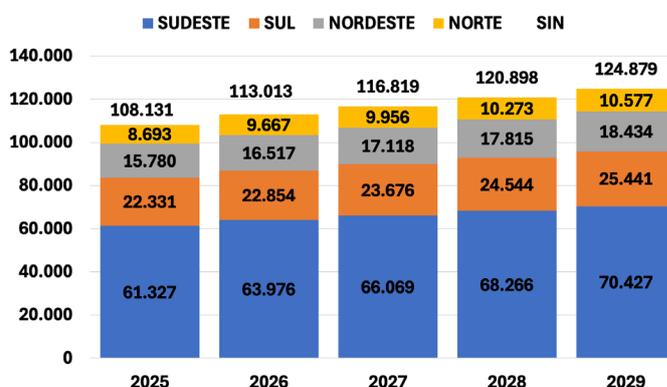


A carga de energia, em relação à do PEN 2024, apresenta um crescimento em torno de 1,9 GWmed em suas projeções, devido aos efeitos de mercado e pela incorporação de novas formas de consumo, como por exemplo datacenters, que representam nessa revisão um acréscimo de carga de 81 MWmed em 2025 chegando a 574 MWmed no final do horizonte. No que tange ao crescimento do mercado, foi observado em 2024 um crescimento de aproximadamente 1 GWmed em relação à previsão adotada no PEN 2024, devido às elevadas temperaturas (fenômeno *El Niño*), principalmente no primeiro semestre, e pelo aumento do consumo das

classes industrial, residencial e comercial. A base mais elevada, em função da carga verificada em 2024, associada à continuidade da perspectiva de crescimento de consumo das classes em cenário macroeconômico favorável, são fatores que contribuirão para o crescimento nas projeções da 1ª Revisão Quadrimestral, utilizadas no **PEN 2025**.

As avaliações de atendimento aos requisitos de potência utilizam as demandas máximas previstas coincidentes, que são obtidas a partir da conjugação das demandas máximas instantâneas não coincidentes dos subsistemas com os respectivos perfis típicos das curvas de carga.

### Máxima Demanda Anual Instantânea Coincidente (MW)



No horizonte 2025-2029 o crescimento médio anual da demanda máxima instantânea do SIN é da ordem de 3,8% ao ano, crescendo de cerca de 108 GW em 2025 para cerca de 125 GW em 2029. Ao comparar as projeções de demanda com as utilizadas no PEN 2024 verifica-se um crescimento médio de 1,9 GW, correspondendo a um acréscimo de 1,6%.

O valor apresentado no gráfico acima para o ano de 2025 (108.131 MW) corresponde ao valor verificado, no mês de fevereiro, sendo este inferior em, aproximadamente, 1.300 MW à previsão de demanda máxima anual 109.427 MW base para o estudo da 1ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029<sup>1</sup>.

Ressalta-se que, as previsões realizadas para os anos de 2026 até 2029 utilizaram como referência o valor de 109.427 MW, previsto para o ano de 2025, e encontram-se em linha com as projeções de energia para o horizonte mencionado.

Outro ponto de destaque em relação às previsões de demanda máxima mensais do **PEN 2025** refere-se aos impactos relativos aos efeitos da aplicação da Portaria MME nº 50/2022<sup>2</sup>, cuja vigência se deu a partir de janeiro de 2024, principalmente nos meses em que demanda máxima ocorre no período noturno (maio, junho, julho e setembro). Esses efeitos passaram a ser considerados somente a partir das previsões de carga do PLAN 2025-2029, em função da maior disponibilidade de informações para as projeções.

<sup>1</sup>O desvio de 1,3 GW é explicado pelo comportamento da carga inferior ao esperado, em função da ocorrência de temperaturas mais amenas e maiores totais de precipitação em janeiro com continuidade desses eventos refletindo na carga em fevereiro, principalmente nas capitais que compõem os subsistemas Nordeste e Norte. Destaca-se que, historicamente a demanda máxima anual ocorre entre os meses de janeiro e fevereiro.  
<sup>2</sup>Ressalta-se que a Portaria Normativa nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia permite que consumidores classificados como do Grupo A optem pela compra de energia elétrica de qualquer supridor a partir de 1º de janeiro de 2024. Encontra-se também determinado que os consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 500 kW passariam a ser representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, em caso de migração para o Ambiente de Contratação Livre. A nota técnica ONS DPL 0119/2024 – Projeção de Carga Global de Demanda Máxima Considerando Efeitos da Portaria Normativa Nº 50/2022 trata do assunto.

# MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A matriz de energia elétrica do **PEN 2025** toma como base a configuração do PMO de maio de 2025.

A capacidade instalada no SIN em dezembro de 2024 totaliza cerca de 232 GW, dos quais 101,0 GW (43,5%) são de usinas hidrelétricas<sup>3</sup>; 23,8 GW (10,2%) são de usinas termelétricas convencionais e nucleares; 72,5 GW (31,2%) são de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares; e 35,1 GW (15,1%) de MMGD. Ao final de 2029, a capacidade instalada no SIN totaliza 268 GW, com um decréscimo de aproximadamente 4 GW na capacidade instalada das termelétricas, passando a 19,5 GW; incremento de cerca de 11 GW nas PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares, perfazendo um total de aproximadamente 84 GW; e incremento de cerca de 29 GW em MMGD, totalizando 64,1 GW de capacidade instalada. Com relação às usinas hidrelétricas, houve um acréscimo de apenas 0,1 GW.

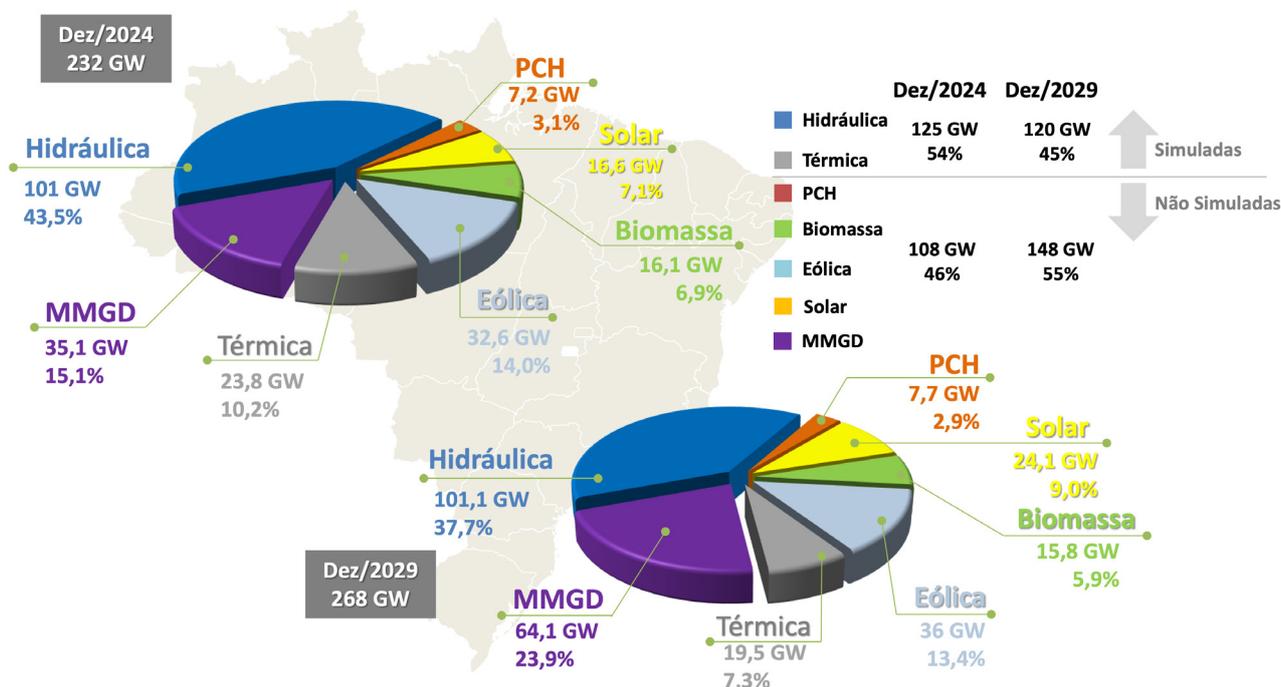
A participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD (composta quase que na sua totalidade por painéis solares) em dezembro de 2024 é de 22,2%,

evoluindo para cerca de 33% ao final de 2029. A fonte solar, incluindo a MMGD, já é atualmente a segunda maior em termos de capacidade instalada do SIN.

É importante destacar que a MMGD segue elevando sua participação no atendimento à carga do SIN, notadamente em seu horário de geração máxima, e calcula-se que esta geração tende a ser cada vez maior, com impacto não somente na carga, mas também na mudança de hábito dos consumidores que optam por esse tipo de geração.

A expansão da oferta de geração é definida nas reuniões ordinárias do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, com participação do MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE. Consta desta definição as datas de tendência das usinas a serem consideradas dentro do horizonte de planejamento de médio prazo (2025-2029), tanto para as usinas do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), vencedoras dos leilões, como para aquelas participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

## MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA DE REFERÊNCIA

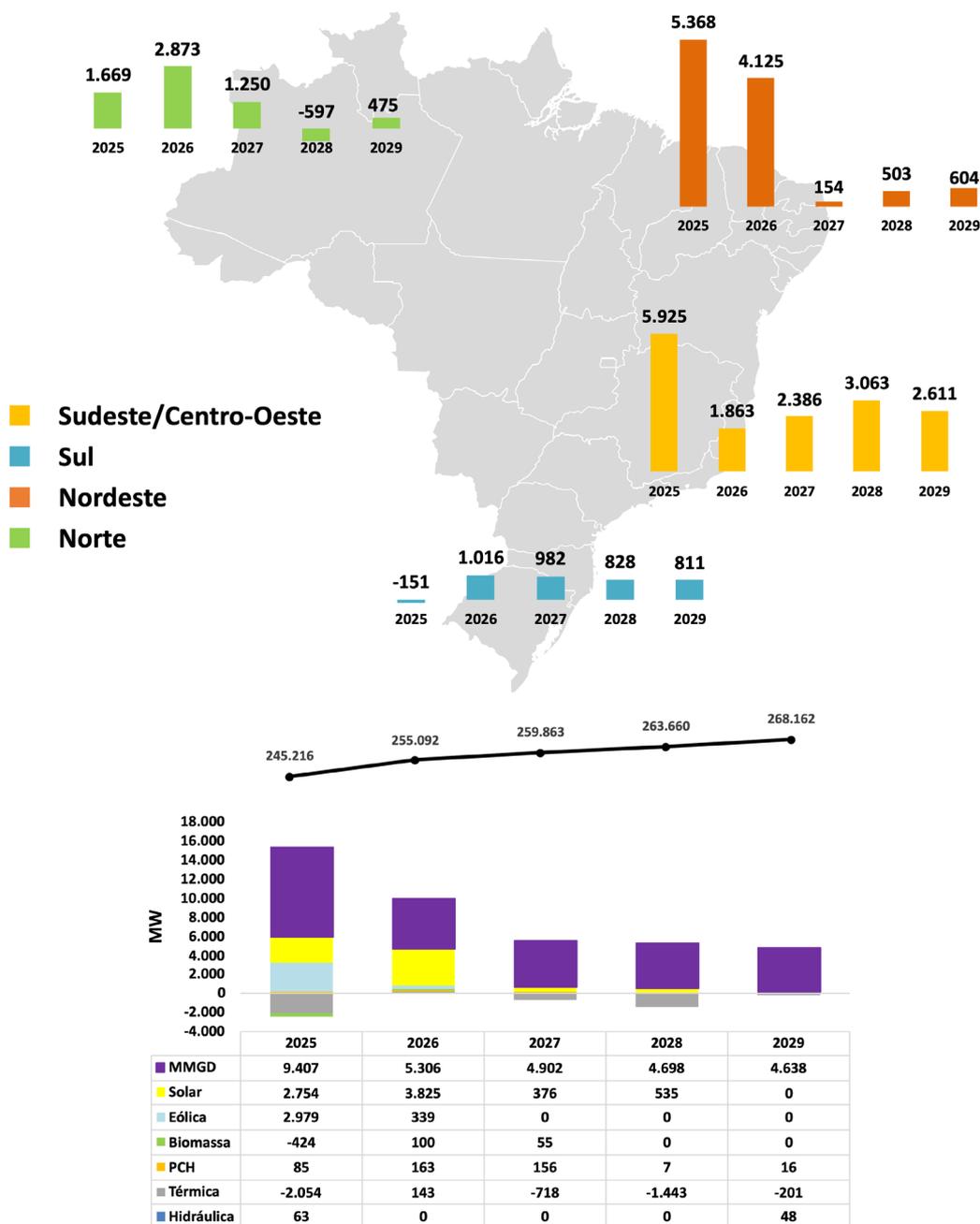


<sup>3</sup>Incluída geração de Itaipu 60 Hz e desconsideradas compras Itaipu 50 Hz.

# EXPANSÃO DA OFERTA DA MATRIZ

Os gráficos a seguir ilustram o incremento anual da oferta de geração no SIN, por tipo de fonte e por subsistema, e a evolução da capacidade total instalada no horizonte 2025-2029. É importante ressaltar que as projeções se referem à capacidade instalada ao final de cada ano.

Os incrementos anuais apresentados podem ser alterados em função de mudanças nos cronogramas de obras, ocorrência de leilões de energia nova e/ou de capacidade no mercado regulado, com produtos a serem entregues até 2029, e da expansão do Ambiente de Contratação Livre.

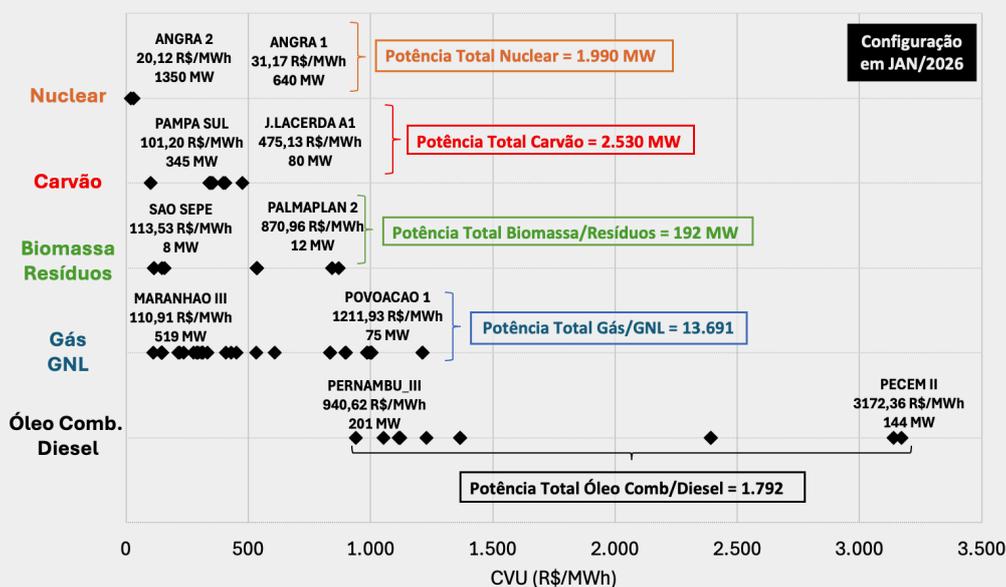


# CUSTOS DA OFERTA TÉRMICA

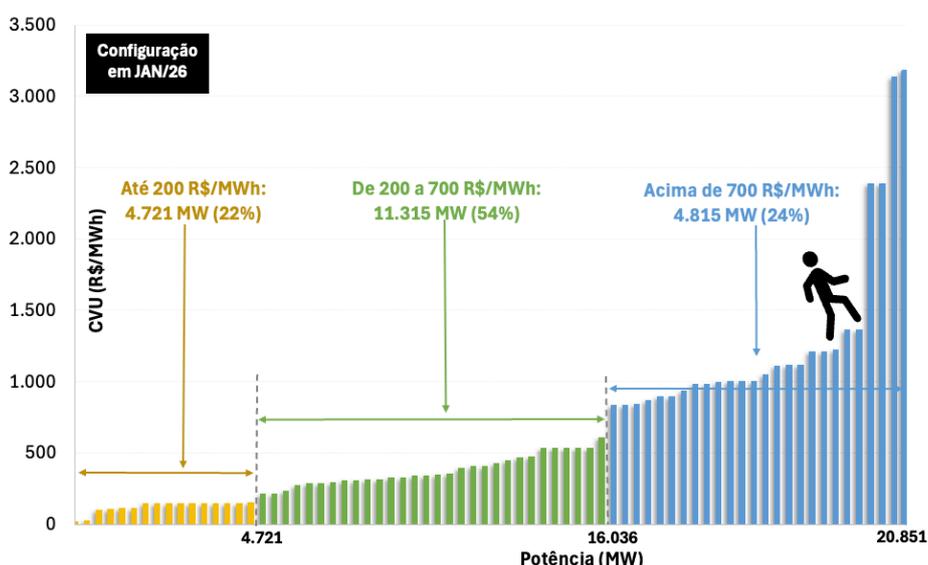
As usinas termelétricas<sup>4</sup>, flexíveis ou não, desempenham um papel importante na segurança do SIN, principalmente em situações hidrológicas adversas e para o atendimento da demanda máxima noturna.

Destaca-se que a partir do PMO de fevereiro/2025 os CVUs estruturais passaram a ter nova representação, podendo variar anualmente, conforme resultado do GT CVU Estrutural no âmbito do Comitê Técnico PMO-PLD<sup>5</sup>.

O gráfico a seguir apresenta a distribuição dos custos variáveis das usinas térmicas (CVUs), por fonte, para o **PEN 2025**. É possível observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma relevante dispersão com CVUs que variam de 20,12 a 3.172,36 R\$/MWh.



A disponibilidade térmica para CVUs até 700,00 R\$/MWh é aproximadamente 16.000 MW. Para CVUs acima dos 700,00 R\$/MWh a disponibilidade térmica é de cerca de 4.800 MW. Para CVUs acima dos 1.400 R\$/MWh, não há incremento de potência significativo.



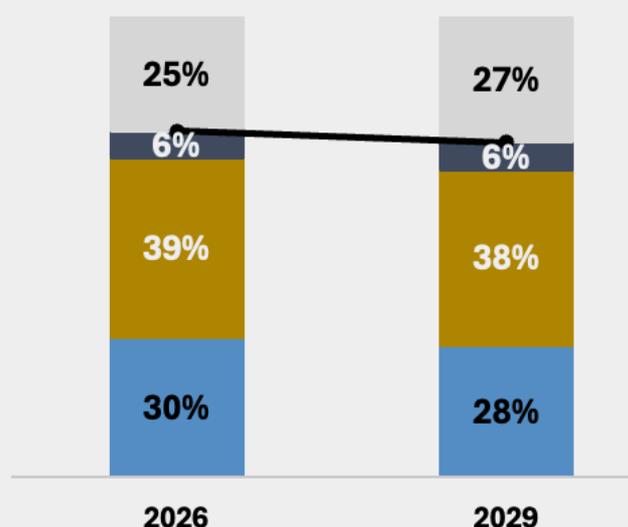
<sup>4</sup> Exclui UTEs com CCEAR finalizados e que não possuem CVU válido, e UTEs inflexíveis com CVU nulo.  
<sup>5</sup> <https://www.ctpmold.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-cvu-estrutural>

# ALOCAÇÃO DA GERAÇÃO COMPULSÓRIA NA CURVA DE CARGA

Nos modelos de otimização, toda geração representada de forma inflexível é abatida da carga global projetada, resultando em uma carga líquida a ser atendida pelas demais fontes flexíveis no processo de otimização.

A figura a seguir apresenta uma estimativa das parcelas inflexíveis (térmica, não simuladas e hidráulica), em percentual da carga global, para os anos de 2026 e 2029.

	2026	2029
<b>Inflexibilidade Térmica</b>	6%	6%
<b>PCH, PCT, EOL, UFV e MMGD</b>	39%	38%
<b>Inflexibilidade Hidráulica</b>	30%	28%
<b>Inflexibilidade Total</b>	75%	73%
<b>Carga Líquida *</b>	25%	27%



\* **Carga Líquida** = Carga Global  
- Inflexibilidade Térmica  
- PCH, PCT, EOL, UFV e MMGD  
- Inflexibilidade Hidráulica (Fio d'água, defluência mínima, etc)

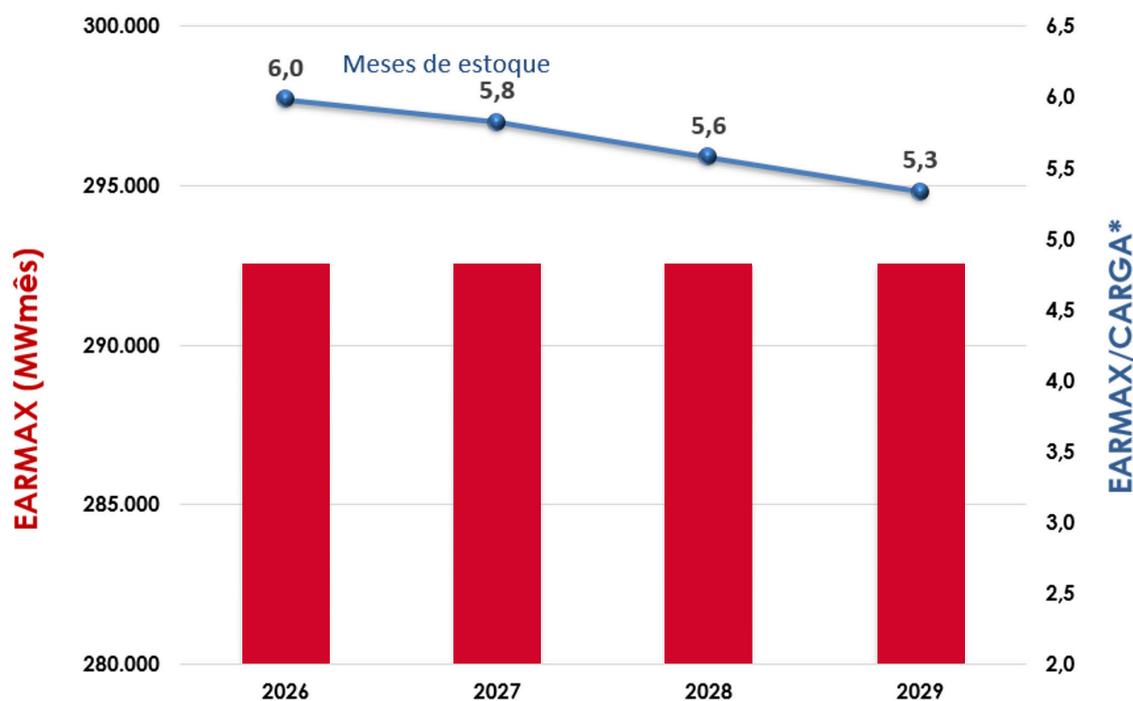
Em 2026 a parcela de geração inflexível corresponde a aproximadamente 75% da carga global do SIN e a previsão é de que em 2029 essa geração sofra uma pequena redução, para 73% de participação no atendimento a carga. Dessa forma, apenas cerca de 27% da projeção de carga do SIN, designada como carga líquida, será atendida pelo despacho hidrotérmico por ordem de mérito em 2029. Esta alta parcela de inflexibilidade é um dos motivos para a obtenção de baixos riscos de déficits estruturais, conforme detalhado no **PEN 2025**.

O crescimento percentual da carga é maior que o crescimento percentual conjunto da inflexibilidade térmica, inflexibilidade hidráulica e das usinas não simuladas entre os anos de 2026 e 2029.

# GRAU DE REGULARIZAÇÃO

O Grau de Regularização pode ser entendido como sendo a quantidade de meses de estoque de energia, calculado como a relação entre a energia armazenável máxima e a carga a ser atendida, abatida da geração térmica inflexível e da geração das PCHs, térmicas a biomassa, eólicas, solares, além da MMGD. Os resultados mostram um decaimento deste indicador ao longo do horizonte de estudo.

## ENERGIA ARMazenADA MÁXIMA X GRAU DE REGULARIZAÇÃO HIDRO



\*Estão abatidas a inflexibilidade térmica e a geração das usinas não simuladas, incluindo a MMGD.



# PEN

Plano da Operação Energética  
2025

## 3.

Flexibilidade  
Operativa

Este capítulo apresenta uma atualização temporal da análise elaborada no PEN 2024, sobre a evolução da flexibilidade operativa demandada pelo SIN a partir do aumento da participação das fontes renováveis intermitentes na sua matriz elétrica.

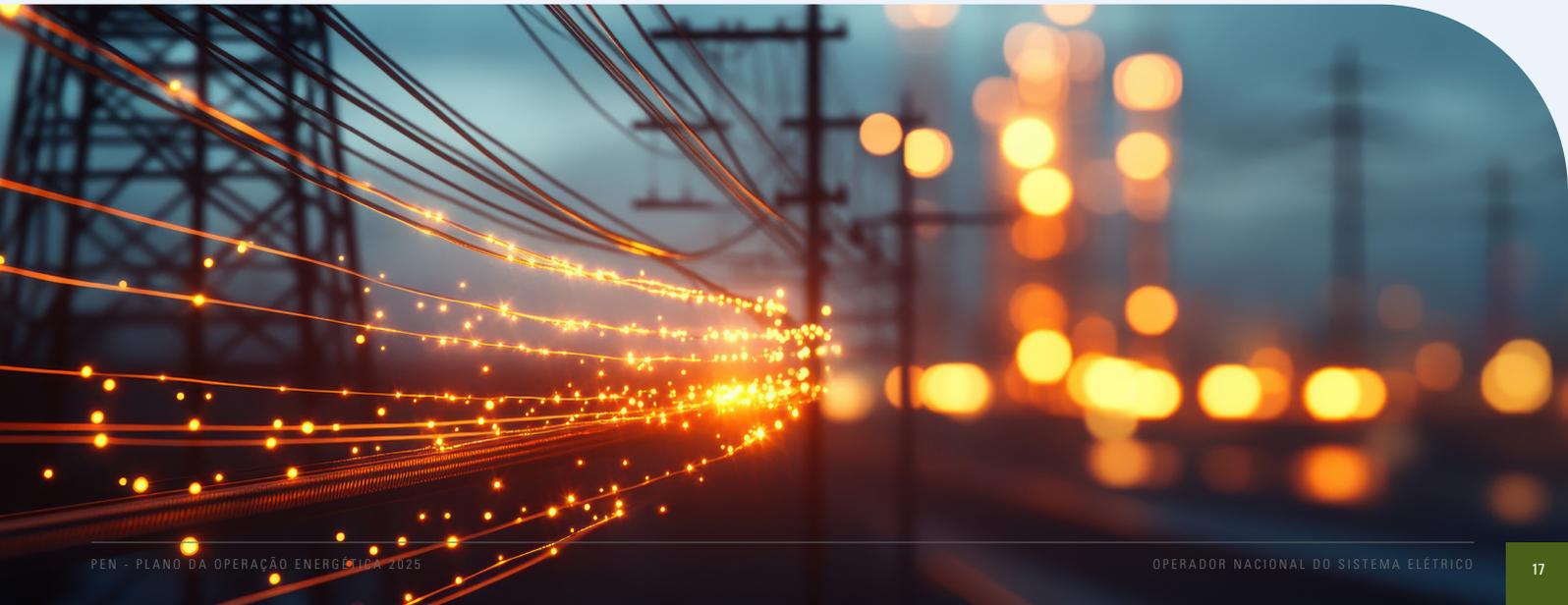
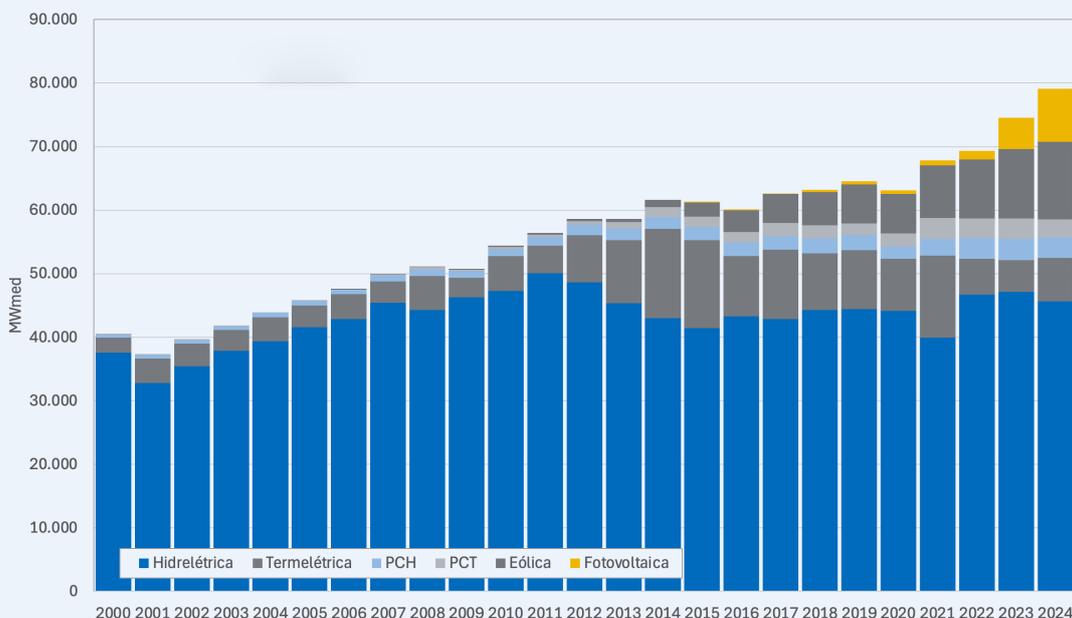
Nesta edição, foi acrescentado o ano de 2024 na análise histórica e considerado o horizonte de 2026 a 2029 na análise futura. De uma forma geral, esta atualização reafirma a necessidade de ações visando à adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos.

A inserção de fontes intermitentes no Sistema Interligado Nacional (SIN), como a energia eólica e fotovoltaica,

vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes despacháveis, especialmente das hidrelétricas, que são controláveis e capazes de regular rapidamente a potência disponível. A expansão da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas.

Os dados de geração verificada, entre 2000 e 2024, mostram que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 26% em 2024.

### GERAÇÃO VERIFICADA NO SIN (MWmed): 2000-2024



Essa transição para fontes intermitentes vem exigindo variação crescente de geração das hidrelétricas e termelétricas em intervalos cada vez mais curtos, que precisam garantir a flexibilidade operativa para equilibrar a geração e a demanda em tempo real. A flexibilidade operativa se refere à capacidade de um recurso de ajustar sua entrega de potência rapidamente, respondendo a variações na carga e na disponibilidade das demais fontes de geração.

Visando um melhor entendimento do serviço de flexibilidade operativa que vem sendo prestado pela geração hidrelétrica frente a essas variações, algumas medidas podem ser definidas, de forma a acompanhar sua evolução nos últimos anos:

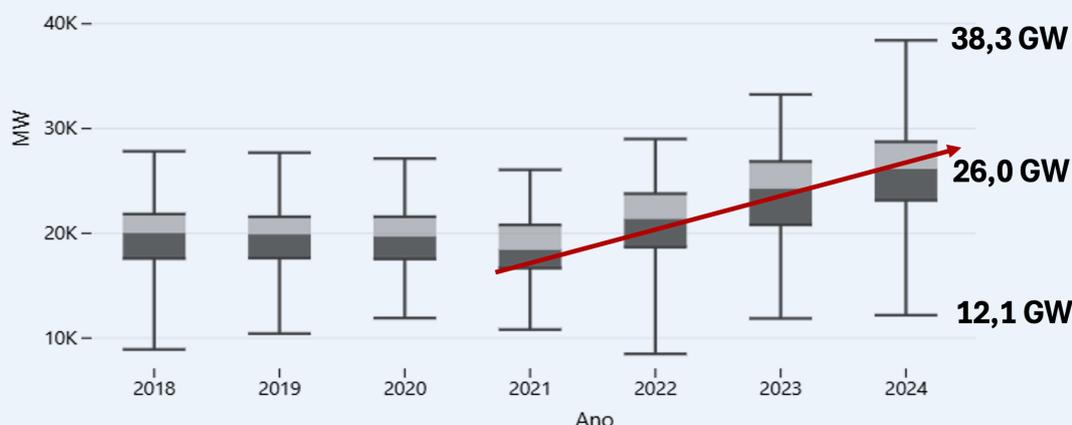
- amplitude diária, que pode ser entendida como a diferença entre os valores máximo e mínimo atingidos por um determinado parâmetro ao longo de um dia;

- variação horária, obtida pela diferença entre o valor médio em uma determinada hora do dia e o valor médio da hora imediatamente anterior. Neste contexto, as rampas analisadas neste documento serão obtidas a partir da agregação de variações horárias adjacentes que apresentarem o mesmo sentido, negativo ou positivo.

Analisando a evolução das amplitudes diárias de geração hidrelétrica para o período de 2018 a 2024, observa-se que, a partir de 2022, vem ocorrendo um aumento significativo nas amplitudes diárias de geração hidrelétrica, coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, tanto centralizados quanto distribuídos, e com a melhora nas condições hidroenergéticas do SIN.

## Amplitude GH Diária

(365 dias)



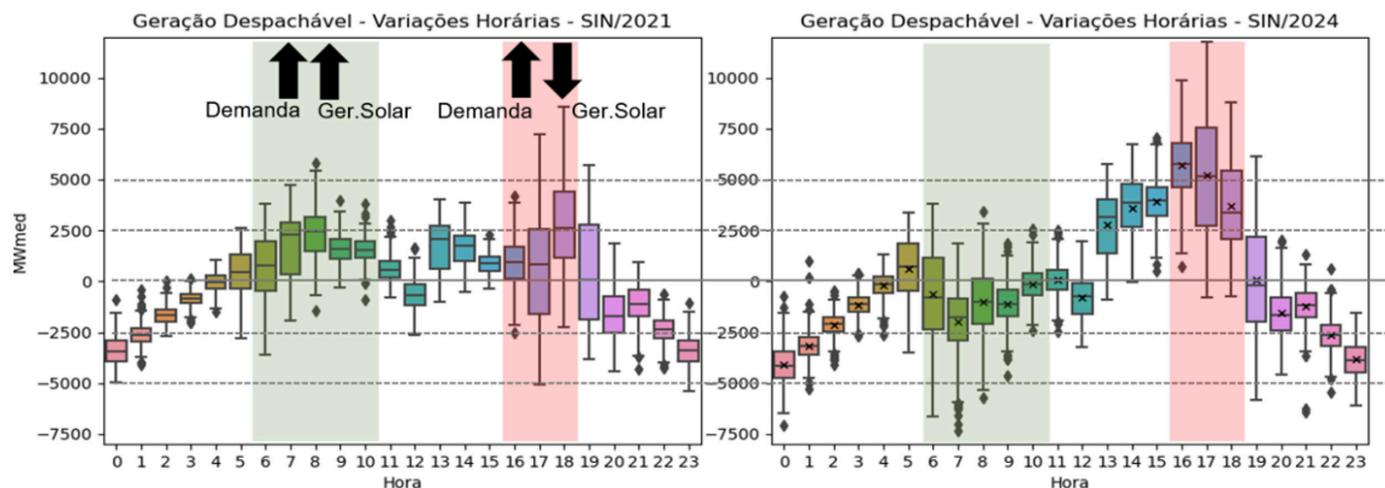
**2025**  
**(até 30/abril)**  
**Máx: 44,1 GW**

**8 dias com**  
**amplitudes**  
**superiores ao**  
**máximo em 2024**

Em 2024, 75% das amplitudes diárias de geração hidrelétrica estavam acima de 23 GW, com máximas superiores a 28,6 GW. Até abril de 2025, as amplitudes já alcançaram 44,1 GW, superando, em oito dias, o máximo de 2024. Nota-se que, a partir da maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem se verificando aumento das faixas operativas pelas quais a geração hidrelétrica excursiona ao longo do dia, evidenciando o crescente serviço prestado de regularizar o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes.

Ao analisarmos as variações horárias, agrega-se à discussão a variável de tempo e, dessa forma, pode-se compreender, de forma mais completa, a necessidade crescente de flexibilidade operativa que vem sendo exigida dos recursos despacháveis pelo ONS, em resposta à maior participação dos recursos intermitentes, principalmente aqueles lastreados em energia solar.

Neste contexto, e analisando as variações horárias verificadas de geração hidrelétrica e termelétrica, conjuntamente, nos anos de 2018 a 2024, agregadas pela hora do dia em que tais variações ocorreram, observa-se que, no período de 2018 a 2020, anos ainda com menor participação dos recursos lastreados na energia solar, não há evidências de uma mudança de comportamento nas variações horárias ao longo do dia.



Porém, para o período de 2021 a 2024, é possível observar, entre as 6 e as 11 horas, um deslocamento da concentração das variações horárias em torno de -1 GW por ano, conforme mostrado acima. Ou seja, as variações nessa faixa horária estão ficando menores ao longo do tempo ou mesmo se tornando negativas com amplitudes maiores.

Por sua vez, entre as 13 e as 19 horas, com destaque para o período a partir das 16 horas, as variações horárias vêm apresentando um deslocamento positivo em torno de 1 a 1,5 GW no período de três anos. Ou seja, as variações horárias que, em geral são positivas neste período, estão se tornando maiores ao longo do tempo.

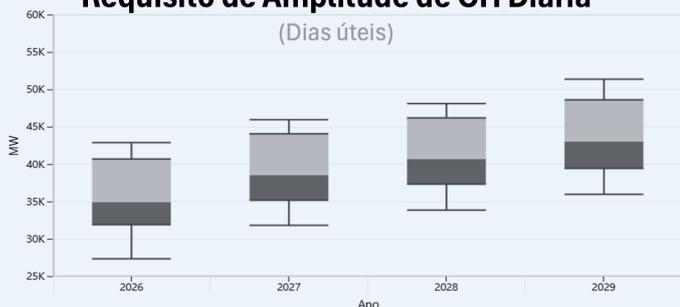
Esse comportamento distinto nos diferentes períodos do dia se deve à variação dos dois principais parâmetros que

tem influenciado no desequilíbrio atendido pela geração despachável: a própria demanda e a disponibilidade de geração solar.

Visando entender os requisitos de geração hidrelétrica para os próximos anos, no que tange às amplitudes diárias e variações horárias a serem atendidas, buscou-se prospecção destes parâmetros, a partir dos dados considerados no **PEN 2025**. Neste contexto, o sistema deve continuar requerendo amplitudes diárias de geração hidrelétrica crescentes nos próximos anos, em função não só da evolução da carga, mas, principalmente, da expansão das fontes fotovoltaicas, centralizadas e distribuídas.

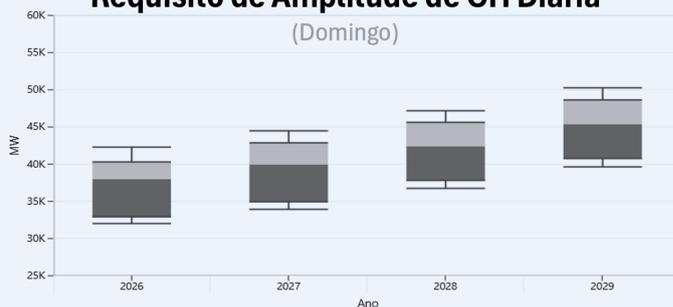
### Requisito de Amplitude de GH Diária

(Dias úteis)



### Requisito de Amplitude de GH Diária

(Domingo)



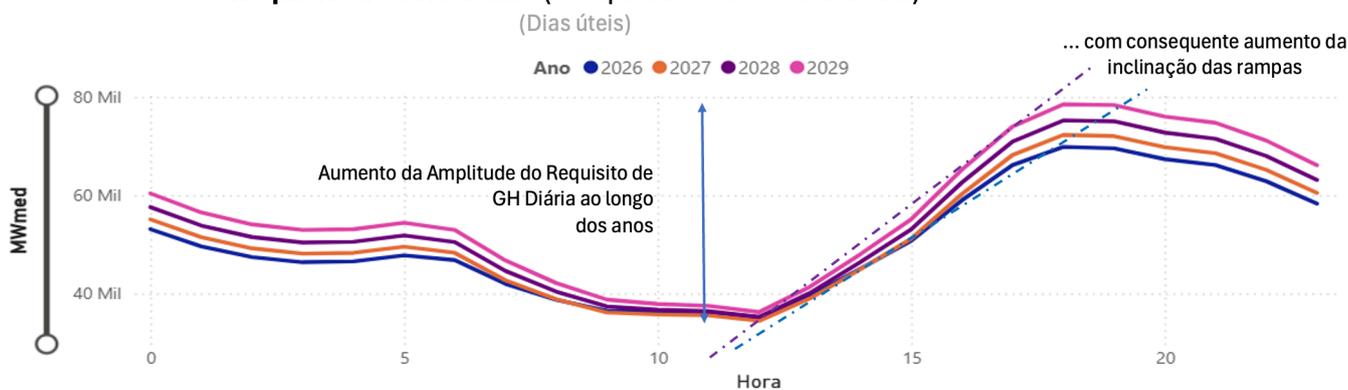
Além disso, percebe-se que o requisito de amplitude diária da geração hidrelétrica nos domingos apresenta crescimento projetado levemente superior em comparação aos dias úteis. Essa projeção reforça o comportamento visto no histórico recente.

Diferentemente do perfil de carga do dia útil, que eleva a demanda global no início da manhã, no perfil de carga do domingo essa elevação ocorre durante a tarde. Dessa forma, o requisito de amplitude de geração hidráulica aos domingos tende a ser maior do que nos dias úteis, pois precisa atender simultaneamente a essa elevação de carga e recompor a saída da geração fotovoltaica.

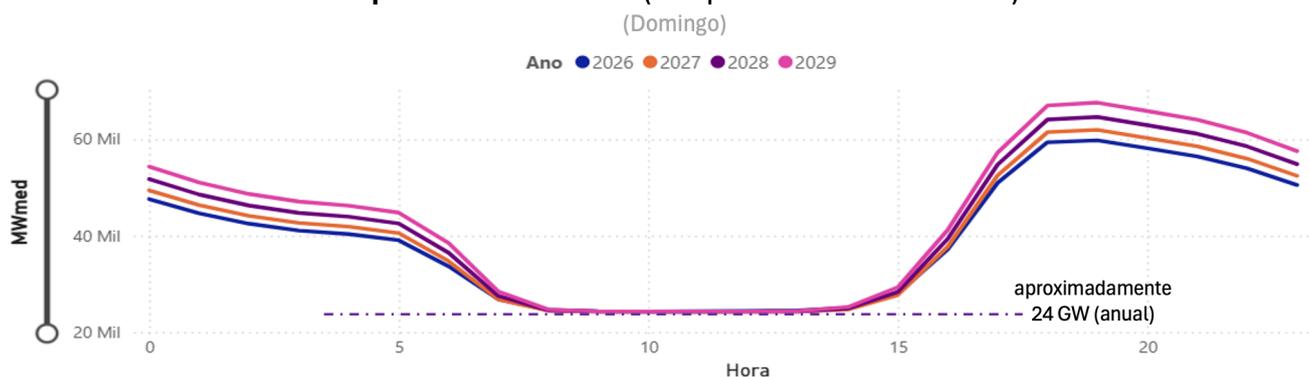
De forma a entender melhor o exposto anteriormente, analisa-se a média anual do requisito de geração hidrelétrica projetada para os anos de 2026 a 2029, agregada pelos horários do dia, fazendo distinção entre dias úteis e domingos. Complementarmente, pode-se analisar o perfil típico de geração esperado para as gerações eólica e fotovoltaica, assim como para a MMGD para esse mesmo período.

As projeções indicam que a necessidade de cortes na geração eólica e fotovoltaica continuará se elevando, no meio do dia, em função da participação crescente das fontes lastreadas em energia solar.

### Requisito de GH Horário (comportamento médio anual)

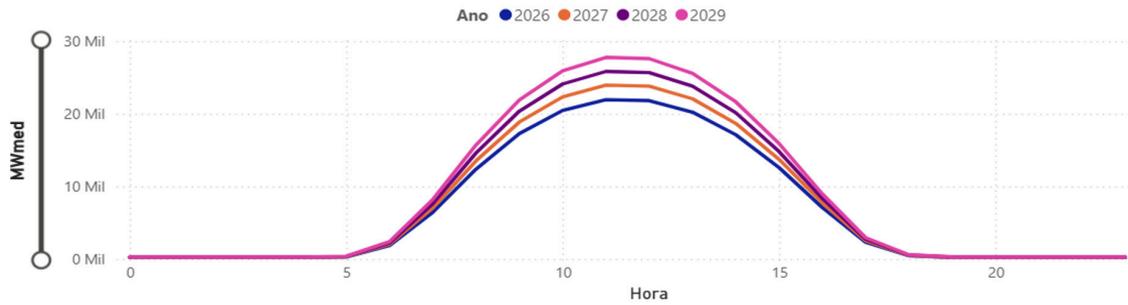


### Requisito de GH Horário (comportamento médio anual)



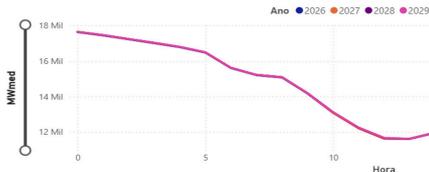
**Atingimento da GH mínima associada a corte de geração eólica e/ou solar**

## MMGD Horária (comportamento médio anual)



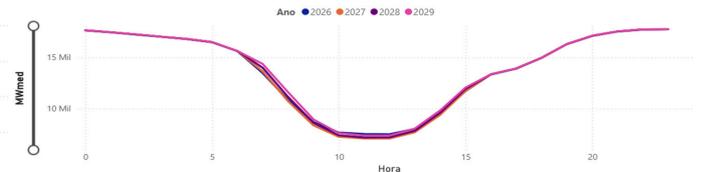
### Ger. Eólica Horária (comportamento médio anual)

(Dias úteis)



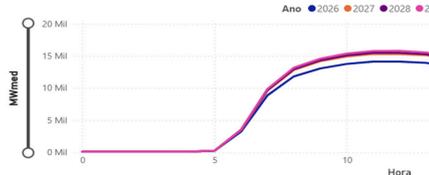
### Ger. Eólica Horária (comportamento médio anual)

(Domingo)



### Ger. Fotovoltaica Horária (comportamento médio anual)

(Dias úteis)



### Ger. Fotovoltaica Horária (comportamento médio anual)

(Domingo)



Nota-se, através da alteração no formato da curva, em relação ao esperado, e para ambos os perfis de dia considerados, a expectativa de continuidade na ocorrência de cortes nas gerações eólica e fotovoltaica, com mais profundidade no perfil de domingos e feriados.

Ressalta-se aqui que os gráficos acima, ao representarem comportamentos médios anuais, podem não refletir situações mais críticas, de maior necessidade de corte de geração, que, por sua vez, podem conduzir a condições de sobreoferta, mesmo na minimização de todo o recurso despachável na operação. Desta forma, ações devem ser adotadas visando manter a estabilidade e segurança elétrica nessas condições, por exemplo, por meio de operadores que consigam controlar o despacho dos recursos de geração distribuída conectados às redes de distribuição, de forma coordenada com o ONS.

Adicionalmente, e visando estimar a capacidade de atendimento do sistema, para os próximos anos, em relação aos requisitos de flexibilidade operativas apontados acima, foram realizadas, para dois meses de 2029, simulações do atendimento horário esperado ao SIN, ao longo de uma semana representativa do referido mês.

As simulações foram realizadas com o modelo DESSEM e dispuseram dos mesmos condicionantes operativos atualmente considerados para as usinas hidrelétricas no modelo para a elaboração da Programação Diária da Operação. Neste contexto, ao se representar o requisito de flexibilidade operativa esperada para o ano de 2029 no modelo, como uma pior condição esperada, buscou-se avaliar se os condicionantes operativos representados limitariam o atendimento a este requisito.

## GERAÇÃO HIDRÁULICA HORÁRIA PARA O SIN – 2029



Nos gráficos acima, pode-se observar o comportamento já comentado, de um maior requisito de rampa para a geração hidrelétrica aos domingos, em relação aos dias úteis, não havendo indicação de limitação no atendimento à flexibilidade operativa requisitada. Porém, para uma análise mais conclusiva quanto à estimativa da capacidade do sistema suportar os requisitos de flexibilidade operativa esperados para os próximos anos, se faz necessário maior detalhamento na representação dos condicionantes operativos hidrelétricos, representação esta ainda não permitida pelo modelo utilizado, como, por exemplo, dos parâmetros de comissionamento de unidades geradoras hidrelétricas.

Neste contexto, a continuidade desta análise poderá demandar a utilização de outras ferramentas de simulação.



# PEN

Plano da Operação Energética  
2025

## 4.

Análise de  
Desempenho  
do SIN

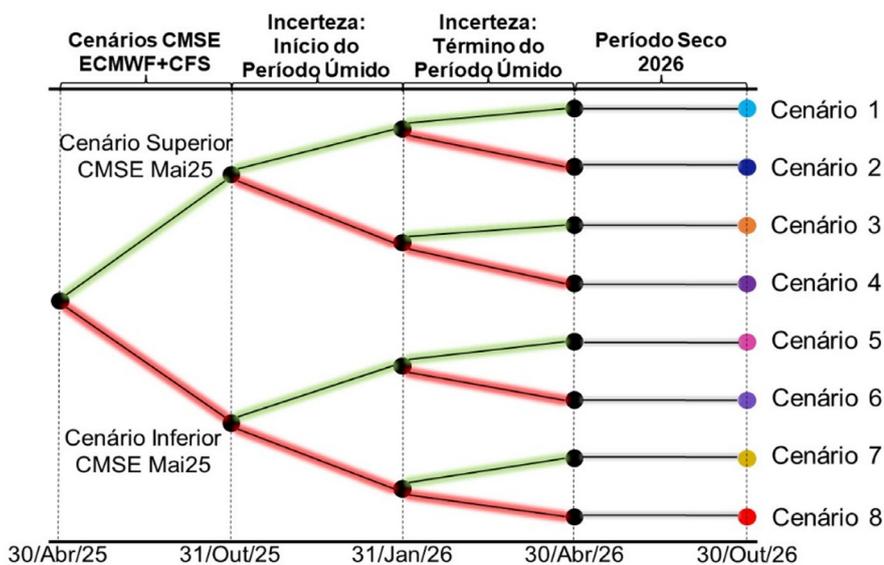
# ANÁLISE CONJUNTURAL (2025/2026)

Estudos conjunturais estão associados aos primeiros dois anos das análises das condições de atendimento, horizonte no qual o desempenho do sistema depende, basicamente, das condições hidroenergéticas de curto prazo. Neste horizonte, como qualquer alteração da oferta depende essencialmente da viabilidade da antecipação de obras já em andamento, seja de geração ou transmissão, ações sistêmicas para a segurança do atendimento à carga se limitam a ações operativas de curto prazo.

A avaliação das condições de atendimento, no horizonte de maio de 2025 a outubro de 2026, contempla o Estudo

Prospectivo de maio a outubro de 2025 apresentado na reunião nº 305 do CMSE, de 14/05/2025, estendendo a análise até outubro de 2026. Além disso, foi incorporada a antecipação da disponibilidade ao SIN das usinas termelétricas vencedoras do 1º LRCAP/2021.

Neste estudo foram considerados oito cenários sintéticos representativos de possíveis condições de afluência aos principais aproveitamentos com maior capacidade de armazenamento do SIN, com foco na maior incerteza para o período úmido 2025/2026.



A abertura de cenários em novembro e fevereiro contempla as seguintes condições para o período úmido 2025/2026:

- Normalidade (1 e 5)
- Início tardio (3 e 7)
- Término prematuro (2 e 6)
- Estiagem (4 e 8)

Os itens a seguir apresentam os principais resultados das avaliações conjunturais, sob os aspectos de atendimento energético e de potência.

# ANÁLISE ENERGÉTICA

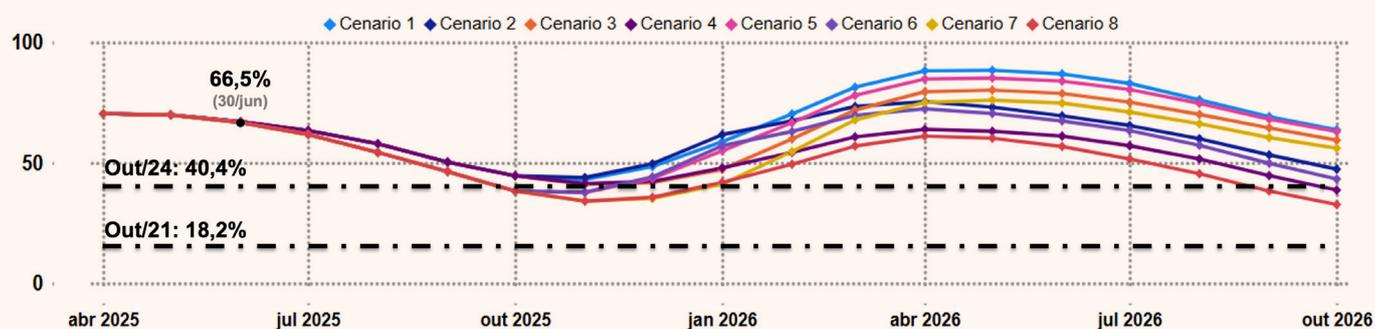
As avaliações para o período seco de 2025 mostram que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste – SE/CO chega ao final de novembro de 2025 em torno de 34% do EAR<sub>máx</sub> no pior cenário analisado, e em torno de 44% do EAR<sub>máx</sub> no melhor cenário para este período. Dos oito cenários analisados, até novembro de 2025, seis indicam redução no armazenamento ao final do período seco, em relação ao mesmo período em 2024, em que se verificou, no subsistema SE/CO, 42,6% do EAR<sub>máx</sub>.

Em relação ao período úmido 2025/2026, mesmo na consideração da pior condição estudada para este período - cenários 4 e 8 - observa-se replecionamento dos reservatórios de pelo menos 23 p.p. ao longo do período, atingindo 61% do EAR<sub>máx</sub> ao final de abril de 2026 no pior destes cenários e 64% do EAR<sub>máx</sub> no melhor. Os demais cenários, representativos de um período úmido próximo da média em pelo menos metade dos

seus meses, conduzem o subsistema SE/CO a valores superiores a 72% do EAR<sub>máx</sub> ao final de abril de 2026. Nesse contexto de regularidade do período úmido, os melhores cenários avaliados - cenários 1 e 5 - indicaram a necessidade de operação de controle de cheias ao longo do período.

Em relação ao período seco de 2026, o cenário 8 conduz o subsistema SE/CO a um deplecionamento de cerca de 29 p.p., atingindo 32% do EAR<sub>máx</sub> ao final de outubro de 2026. Este cenário, em conjunto com o cenário 4, necessitou de flexibilização da defluência mínima nas UHEs Jupia e Porto Primavera para, respectivamente, 2.300 m<sup>3</sup>/s e 2.900 m<sup>3</sup>/s em alguns meses do período seco de 2026. Os demais cenários conduzem o SE/CO a valores superiores a 38% do EAR<sub>máx</sub>, recuperando o armazenamento em relação ao ano anterior.

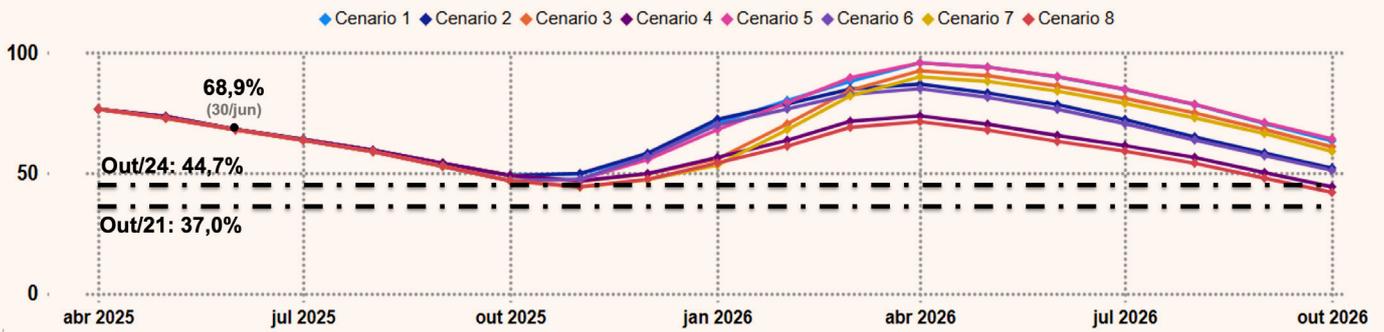
## EAR – SE/CO [%EAR<sub>máx</sub>]



Para o subsistema Nordeste - NE, percebe-se que apenas os cenários representativos de um período úmido 2025/2026 predominantemente abaixo da MLT - cenários 4 e 8 - não conduzem à efetiva recuperação do armazenamento ao longo do ano, atingindo 44% e 42% do EAR<sub>máx</sub>, respectivamente, ao final de outubro de 2026. Os demais cenários, mesmo aqueles em que a regularidade das vazões ocorre em apenas parte do período úmido, conduzem a armazenamentos superiores a 50% do EAR<sub>máx</sub> no final de outubro de 2026.

Ressalta-se que em todos os cenários, o nível de Sobradinho ao final do estudo encontra-se pelo menos na Faixa de Atenção da Curva de Operação, permitindo prover disponibilidade para atendimento de ponta, sem impactar o atendimento à defluência média mensal necessária.

## EAR – NORDESTE [%EARmáx]



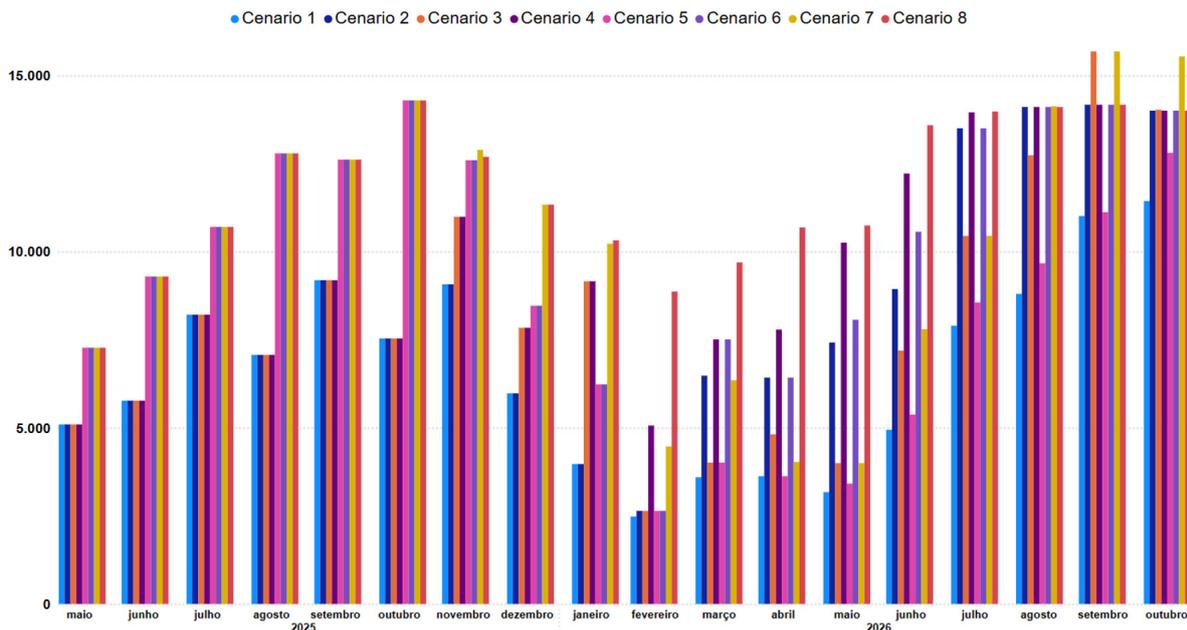
Em relação ao despacho de geração térmica para o SIN, percebe-se um comportamento esperado deste recurso, de complementariedade em relação ao recurso hidrelétrico previsto. As aberturas de cenários, ou seja, diferenciações entre as ENAs previstas, conduzem a respostas quase que imediatas no despacho térmico, compensando a redução da disponibilidade hidrelétrica nos cenários de vazão mais reduzida.

Neste contexto, percebe-se que, mesmo nos cenários com maior ENA prevista para o SIN, há indicação de

geração térmica, além da inflexibilidade considerada, a partir do início do período seco de 2026.

Ressalta-se que para os últimos meses do período seco de 2026, tal como em alguns meses desse mesmo período em 2025, a maior parte dos cenários indicou despacho térmico da ordem de 14 GW, de uma disponibilidade considerada em torno de 17,5 GW. Neste contexto, observa-se neste final do horizonte estudado, o direcionamento de um uso elevado do recurso termelétrico para o atendimento energético ao SIN.

## GERAÇÃO TÉRMICA – SIN [MWmed]



# ANÁLISE DE POTÊNCIA

A análise de potência tem por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nas análises são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

No horizonte conjuntural, a avaliação é acoplada ao estudo energético. Neste contexto, para os cenários selecionados, considerou-se:

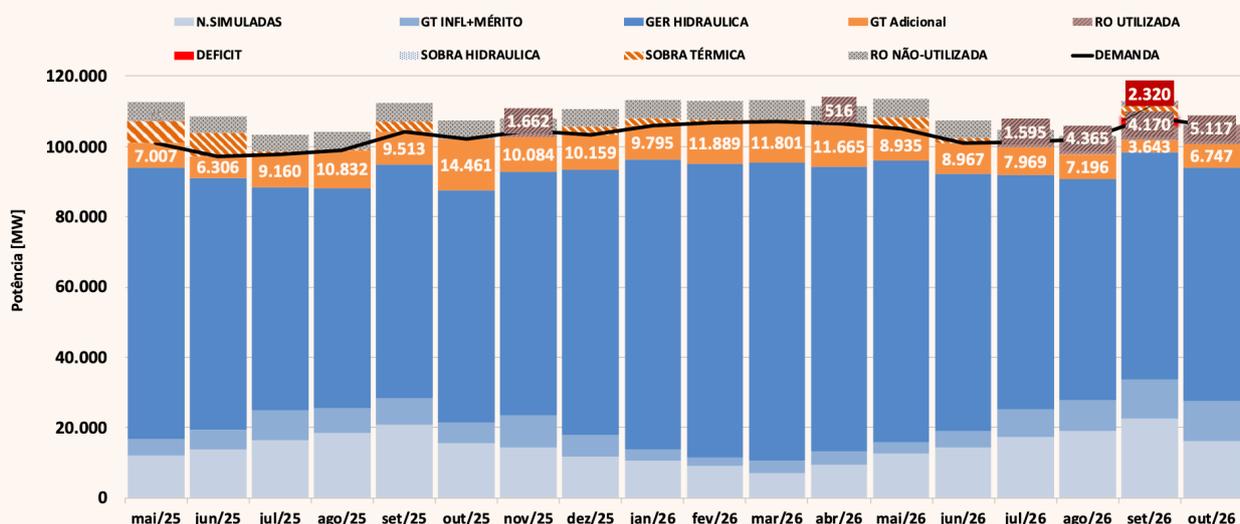
- Maior perfil de demanda horária, associado às cargas médias mensais consideradas no estudo energético;
- Perfil de geração eólica obtido a partir de um fator correspondente ao percentil 5 de uma distribuição baseada no histórico recente de fatores de capacidade horários verificados, mensal e locacional. Desta forma, considera-se no balanço uma condição deteriorada na disponibilidade eólica, porém associada ao perfil típico de geração eólica ao longo do horizonte;
- Para a geração fotovoltaica, a análise é semelhante à realizada para a geração eólica, porém considera-se o percentil 50 da distribuição.

No horizonte conjuntural 2025/2026, o balanço de potência indica, em todos os cenários, déficit de potência em pelo menos um mês ao final de 2026, sendo agosto, setembro e outubro os meses mais críticos do período avaliado.

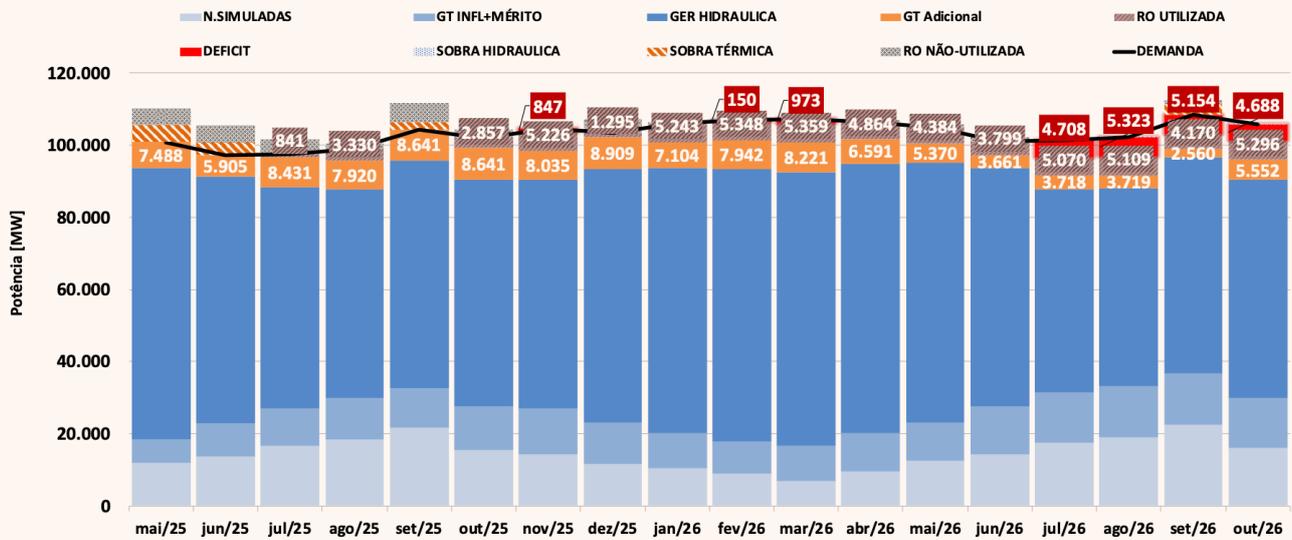
Além disso, observa-se, em todo o horizonte, necessidade de elevado despacho térmico adicional ao previsto para atendimento energético, sendo que grande parte dos cenários já indica a necessidade de utilização da reserva de potência ao longo do segundo semestre de 2025. Ressalta-se que, em todas as análises, os resultados apresentados se referem à pior condição horária, dentro do perfil escolhido para cada mês, conforme citado anteriormente.

De forma a resumir as situações expostas acima, os cenários 1 e 8, representativos da melhor e da pior condição, respectivamente, de vazões consideradas, ilustram o elevado montante de geração térmica esperado, em todo o horizonte, para atendimento de potência, assim como a potencial utilização plena deste recurso, conduzindo a situações de utilização também de reserva de potência e até mesmo de déficit de potência, principalmente nos meses finais de 2026, em condições de maior deterioração das afluições e armazenamentos.

## Balanço de Potência para o Cenário 1: cenário superior para o período seco 2025 seguido por período úmido 2025/2026 próximo da normalidade esperada

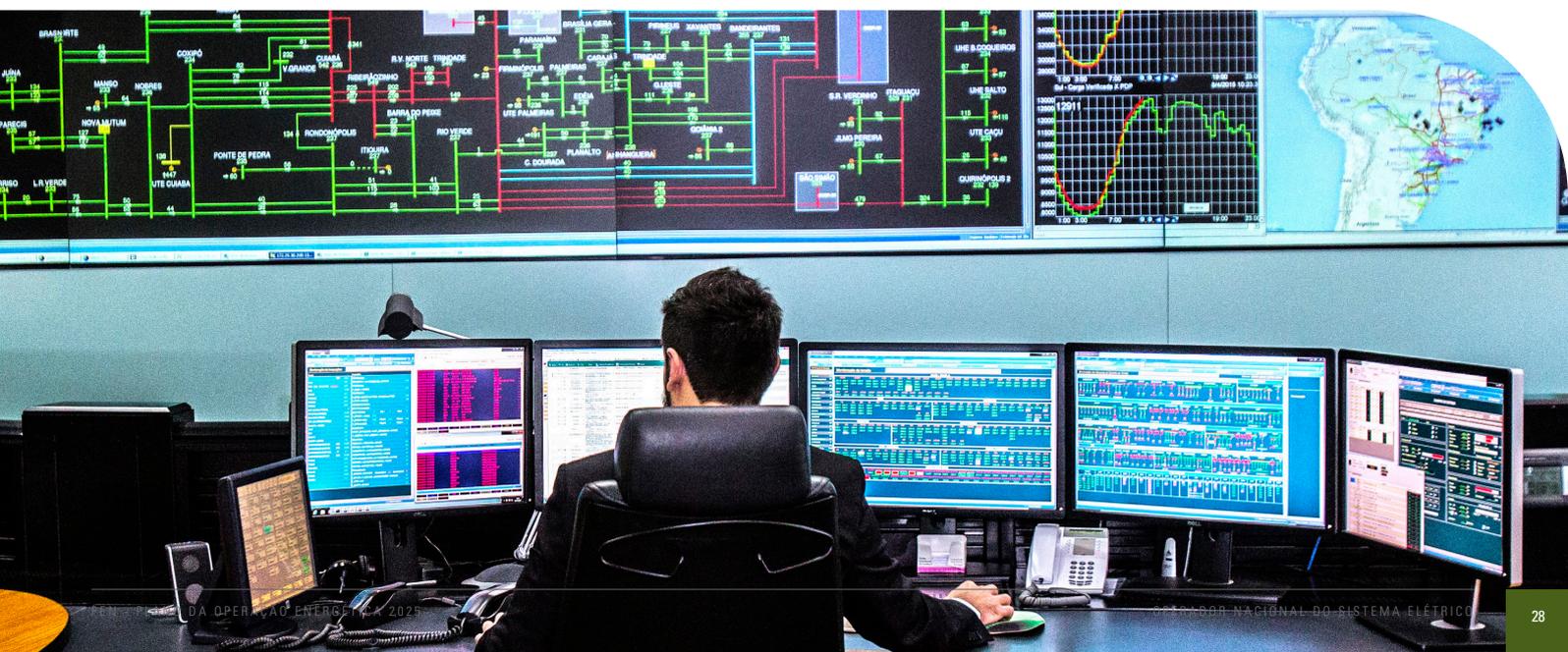


## Balço de Potência para o Cenário 8: cenário inferior para o período seco 2025 seguido por estiagem no período úmido 2025/2026



Vale ressaltar que os seguintes recursos de potência não foram considerados na avaliação de potência acima: (1) possibilidade de maximização conjuntural da geração em aproveitamentos do rio São Francisco, permitida nas regras operativas definidas pela Agência Nacional das Águas – ANA; (2) uso conjuntural do reservatório da UHE Itaipu abaixo da cota 219,00 m; (3) implementação do Horário de Verão; (4) descaracterização da necessidade de antecipação do despacho de UTEs a GNL; (5) disponibilidade do conjunto de UTEs existentes que, à época deste estudo, se encontram sem CVU válido conforme regulamentação; (6) importação de energia da Argentina e do Uruguai.

Tais recursos de potência não considerados, seja porque sua disponibilidade depende de condições operativas conjunturais de pouca previsibilidade no horizonte proposto, como os relacionados a aproveitamentos hidrelétricos, ou porque sua efetiva disponibilização depende de ações dos órgãos concedentes e reguladores do SIN, têm o potencial de agregar, conjuntamente, até cerca de 11 GW, suficientes para eliminar as violações apontadas no pior dos cenários de vazões considerados.



# ANÁLISE ESTRUTURAL (2026/2029)

A Análise Estrutural (análise não condicionada) considera a geração dos cenários sintéticos de ENA não condicionados ao passado recente. Além disso, considera-se nas simulações um período de pré-estudo de 10 anos, com o objetivo de eliminar a influência dos níveis iniciais de armazenamentos. O propósito dessa análise é avaliar as condições estruturais de atendimento à carga do SIN, com foco no horizonte 2026/2029, em conformidade com as diretrizes da Resolução CNPE nº 29/2019 e da Portaria MME nº 59/2020.

A Resolução CNPE nº 29/2019, que estabeleceu o critério geral de garantia de suprimento vigente, define que a aferição da adequabilidade do atendimento à energia se baseia no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da Energia Não Suprida) e do custo marginal de operação (CVaR do CMO). A aferição da adequabilidade do atendimento à potência tem como base as métricas de risco explícito de insuficiência da oferta de potência (Probabilidade de Perda de Carga - LOLP) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).



# ANÁLISE ENERGÉTICA

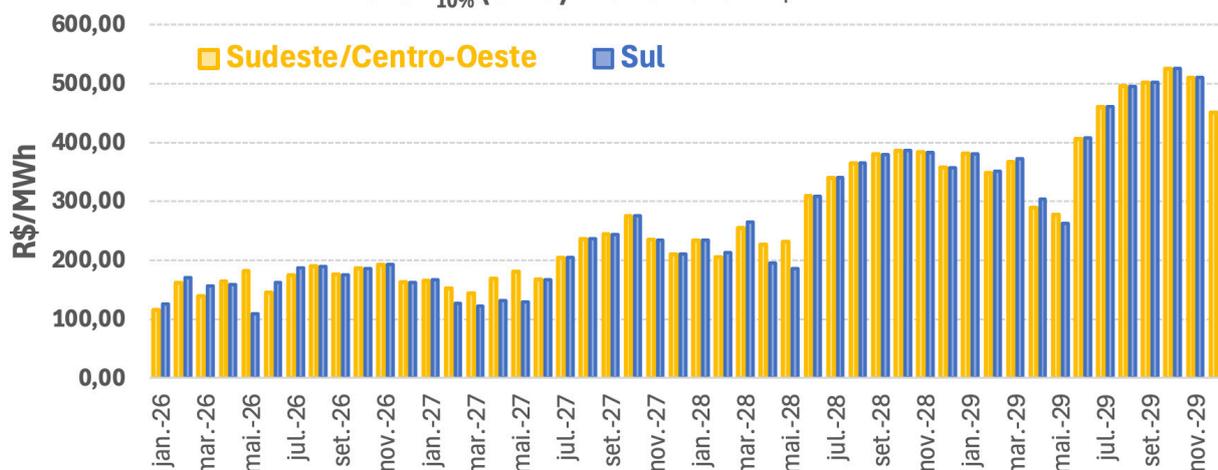
Para todo o horizonte da análise estrutural (2026/2029), seguindo a tendência do PEN 2024, observa-se que o  $CVaR_{1\%}$  da energia não suprida (ENS) é inferior ao critério de garantia postulado pelo CNPE ( $CVaR_{1\%}(\text{ENS}) \leq 5\%$ ), para todos os subsistemas e o SIN, conforme indica a tabela a seguir.

**$CVaR_{1\%}$  da Energia não Suprida (% Carga)**

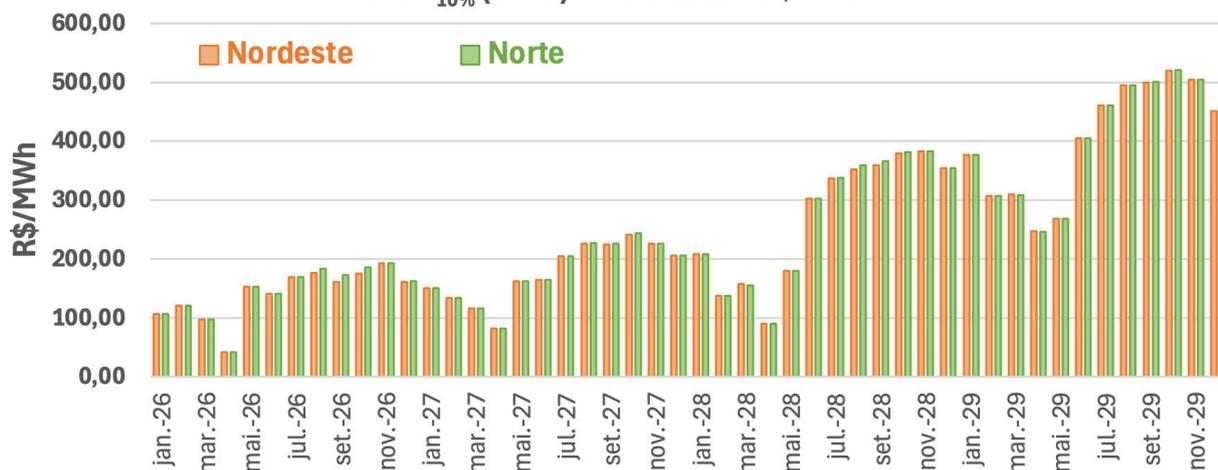
	2026	2027	2028	2029
<b>Sudeste/CO</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Sul</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Nordeste</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>Norte</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>SIN</b>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Os valores do  $CVaR_{10\%}$  (CMO), em todos os meses do horizonte e em todos os subsistemas, são inferiores a 800,00 R\$/MWh, conforme critério de garantia de suprimento definido na Resolução CNPE nº 29/2019.

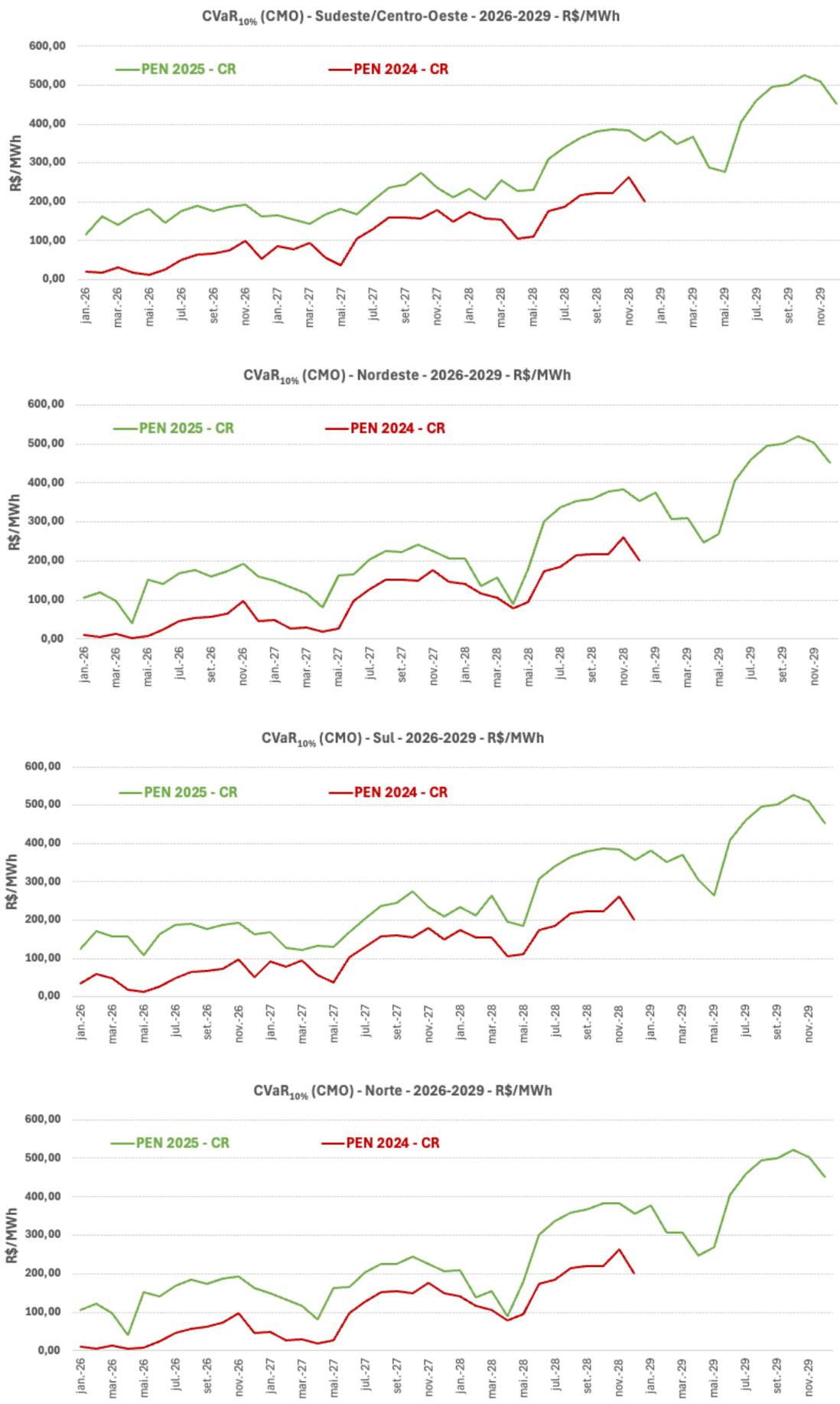
**$CVaR_{10\%}$  (CMO) - 2026-2029 - R\$/MWh**



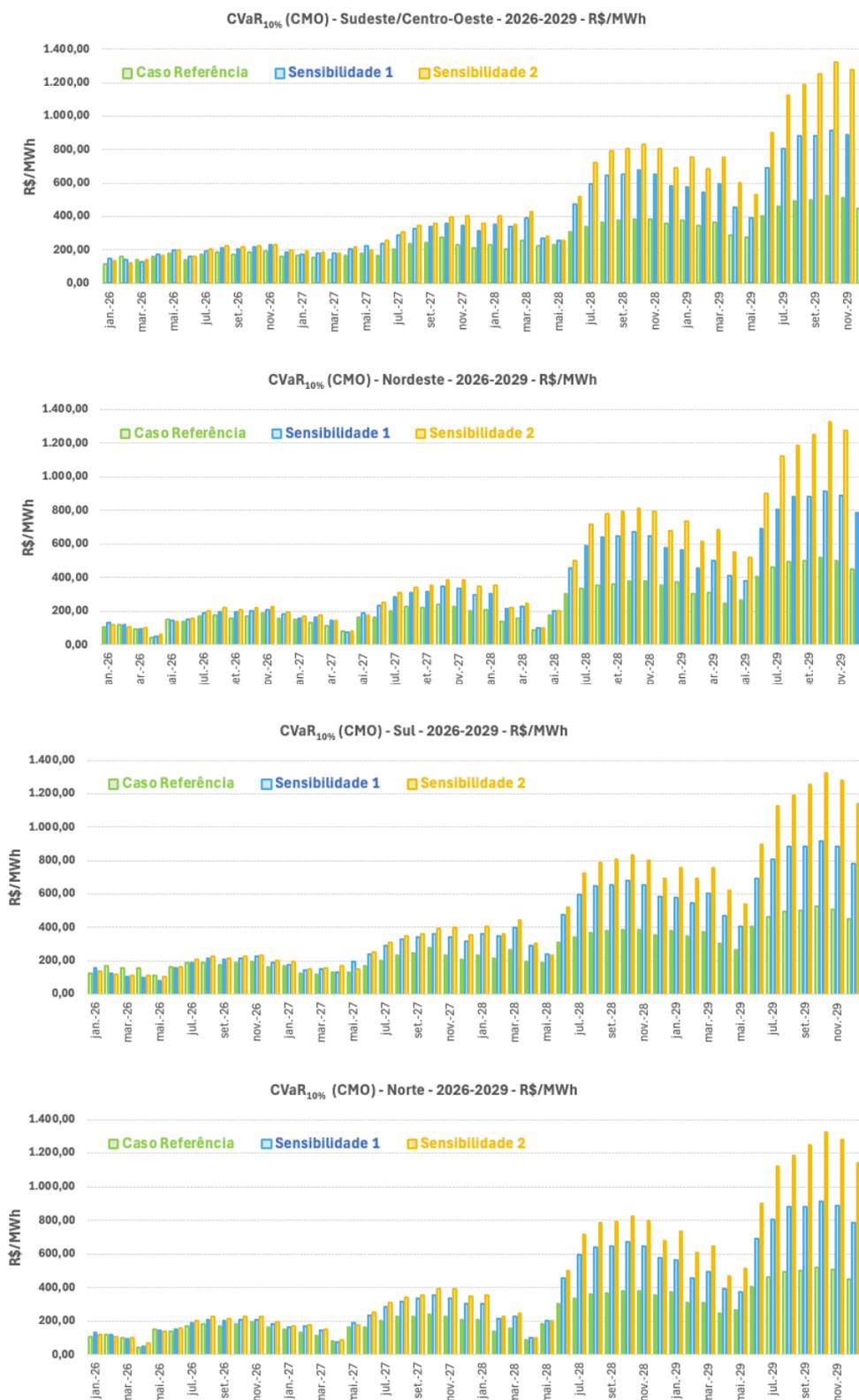
**$CVaR_{10\%}$  (CMO) - 2026-2029 - R\$/MWh**



A figura a seguir apresenta uma comparação dos valores de  $CVaR_{10\%}$  (CMO) para todos os subsistemas entre o Caso de Referência do **PEN 2025** e o Caso de Referência do PEN 2024. Verifica-se uma elevação do indicador, em relação ao resultado do PEN 2024, em função do aumento da previsão da carga de energia, de acordo com dados da 1ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029.



Os Cenários de Sensibilidade estudados neste **PEN 2025**, com maior evolução da participação das cargas especiais, conduzem à violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao  $CVaR_{10\%}$  (CMO), em 2028 e 2029 e em todos os subsistemas.



Para os Casos de Sensibilidade avaliados neste ciclo, os índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, definidos pelo CNPE por meio da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019, são violados em 2028 e 2029, considerando os parâmetros definidos na Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020.

# ANÁLISE DE POTÊNCIA

A análise de potência tem por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nas análises são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

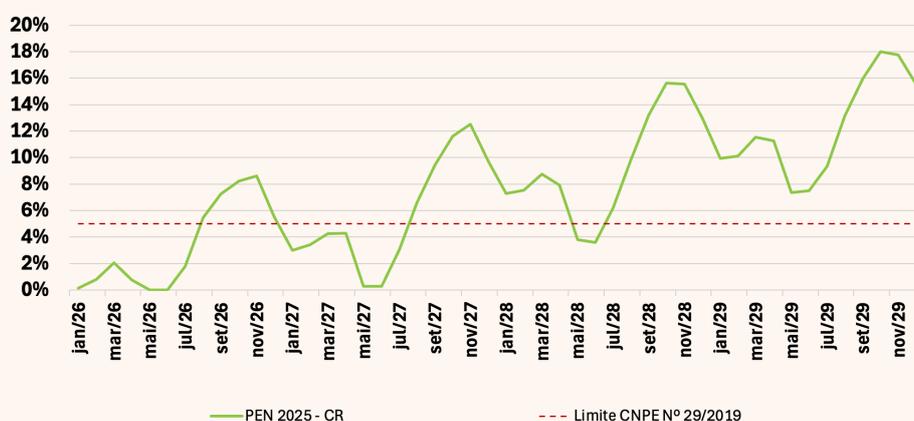
No horizonte estrutural (2026/2029), o objetivo é avaliar a adequabilidade do atendimento de potência com base nos indicadores associados ao critério geral de suprimento de potência vigentes, definidos pelo CNPE, ou seja, o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e o valor esperado condicionado a determinado nível de confiança da insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).

As avaliações probabilísticas consideraram a estocasticidade da disponibilidade de potência hidrelétrica representada a partir do estudo energético. Com relação

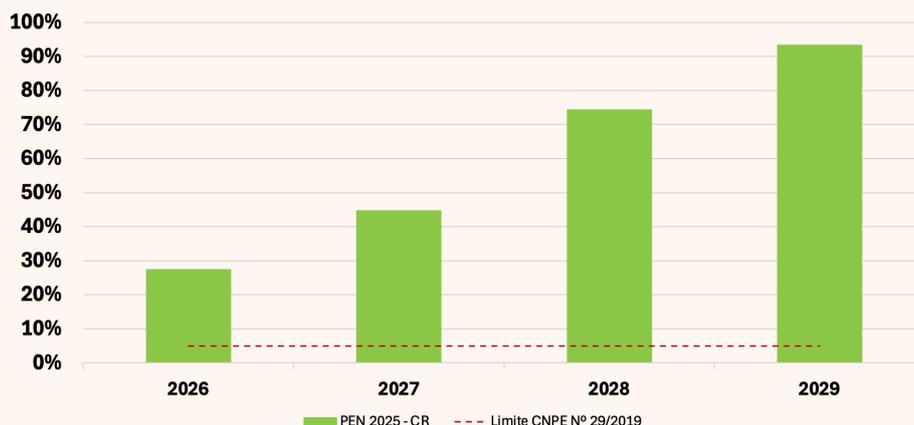
à contribuição das fontes eólica e solar fotovoltaica, as variações sazonais e intradiárias foram consideradas por meio de curvas de permanência dos fatores de capacidade horários para cada uma das vinte e quatro horas do dia e mês do ano.

A partir da defluência definida pela análise energética, é calculada a defluência de ponta da UHE em função de restrições operativas e da característica de modulação da usina, construída a partir da observação do comportamento histórico da UHE. A disponibilidade de potência de cada UHE é definida a partir da aplicação nas Curvas Colinas desta defluência de ponta, do volume de montante definido pela análise energética e do nível de jusante. Para maiores detalhes sobre a metodologia consultar a NT-ONS DPL 0112/2024 – “Metodologia para Cálculo da Disponibilidade de Potência das Usinas Hidráulicas para o Curto e Médio Prazos”.

## EVOLUÇÃO MENSAL DO CVAR<sub>5%</sub> (PNS) DO SIN



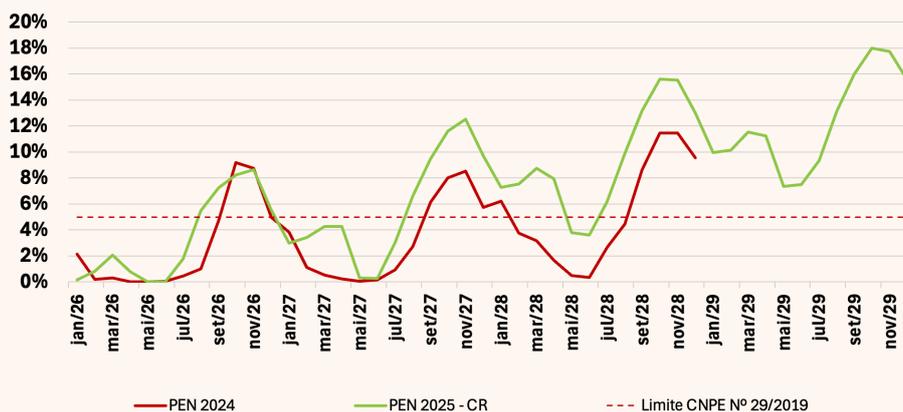
## EVOLUÇÃO ANUAL DA LOLP PARA O SIN



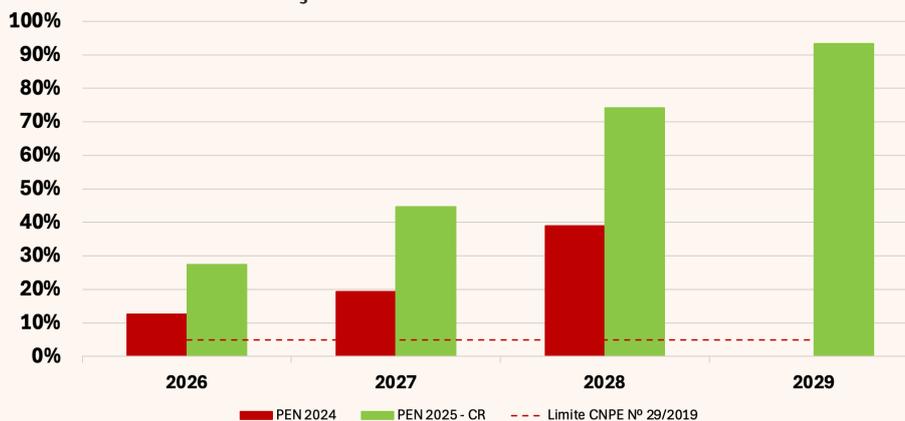
No horizonte estrutural, há violação dos critérios de garantia de suprimento de potência. O  $CVaR_{5\%}$  da Potência não Suprida é violado de agosto de 2026 a dezembro de 2026, de agosto de 2027 a abril de 2028 e de julho de 2028 a dezembro de 2029. A LOLP é violada em todos os anos da avaliação.

A degradação dos resultados da avaliação dos critérios de garantia de suprimento de potência em relação ao PEN 2024, conforme ilustrado nos gráficos a seguir, é explicada, principalmente, pelo aumento nas projeções da demanda máxima de potência, conforme explicitado anteriormente.

### EVOLUÇÃO MENSAL DO $CVaR_{5\%}$ (PNS) DO SIN

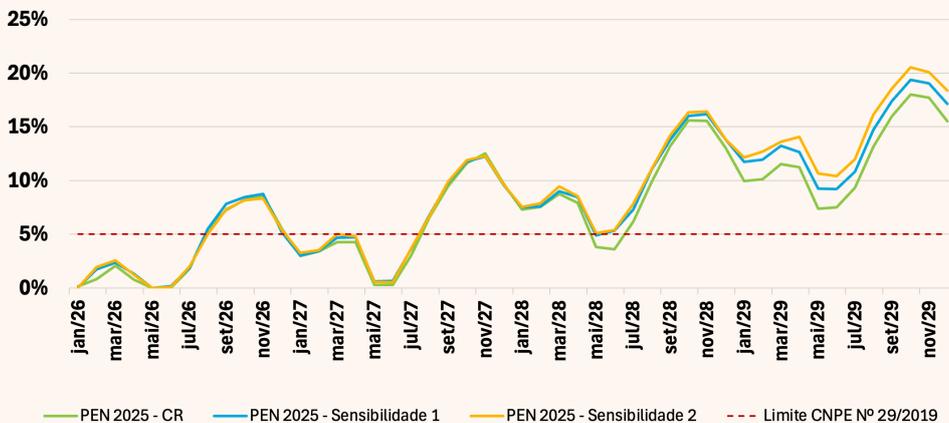


### EVOLUÇÃO ANUAL DA LOLP PARA O SIN

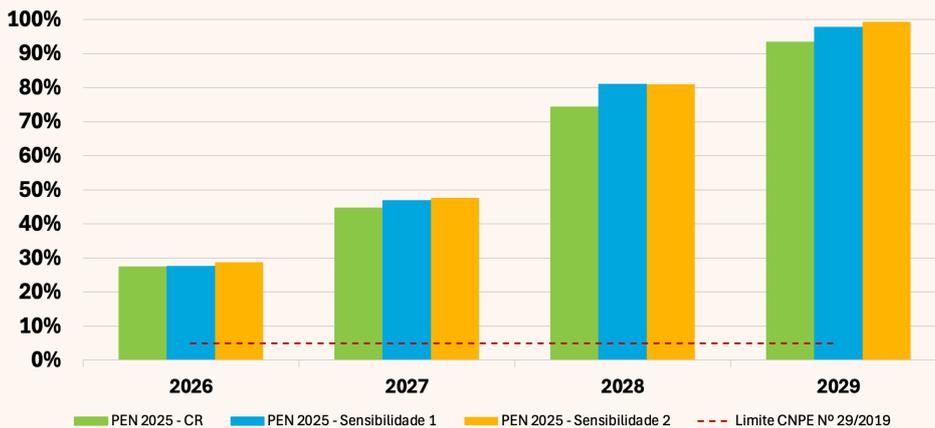


Para os Casos de Sensibilidade avaliados neste ciclo, os índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência, definidos pelo CNPE por meio da Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019, e considerando os parâmetros definidos na Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020, sofrem aprofundamento da violação em todo o horizonte de avaliação. Os gráficos a seguir ilustram essa deterioração.

### EVOLUÇÃO MENSAL DO CVAR<sub>5%</sub> (PNS) DO SIN



### EVOLUÇÃO ANUAL DA LOLP PARA O SIN



# PEN

Plano da Operação Energética  
2025



## 5. Conclusões e Recomendações

As principais constatações de ordem geral, que estão detalhadas no Relatório das Condições de Atendimento, são as seguintes:

- A carga de energia cresce, em média, 3,4% ao ano, no horizonte do **PEN 2025**, atingindo cerca de 94,6 GW médios em 2029, já contemplando a representação da MMGD na parcela de carga.
- Na oferta do **PEN 2025**, tomando como referência dezembro/2024, há um acréscimo de 36 GW de capacidade instalada, totalizando 268 GW ao final do período de planejamento, já considerando a MMGD existente e sua expansão.
- A participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD (composta quase totalmente por painéis solares) em dezembro de 2024 é de cerca de 22,2%, evoluindo para cerca de 32,9% ao final de 2029, fazendo com que a fonte solar seja a segunda maior em termos de capacidade instalada do SIN.
- Usinas térmicas com CVU acima dos 700,00 R\$/MWh representam 24% da disponibilidade térmica total. Para CVUs acima dos 1.400,00 R\$/MWh, não há incremento significativo de potência.
- Outra característica marcante da matriz de energia elétrica do SIN é o alto grau de geração inflexível que em 2026 é da ordem de 75% da carga global do SIN, e em 2029 é de 73%.
- A capacidade de armazenamento do SIN é da ordem de 292 GW/mês. Todavia, o grau de regularização continuará reduzindo nos próximos anos, aumentando tanto a dependência de períodos chuvosos para o replecionamento dos reservatórios a cada ciclo hidrológico anual, quanto a importância das condições de armazenamentos iniciais no final da estação chuvosa (abril) para assegurar o pleno atendimento da carga.
- O monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas, somado às avaliações de curto prazo dos primeiros dois anos do horizonte de análise de desempenho do SIN, são ferramentas imprescindíveis para indicar eventual necessidade de medidas operativas a serem deliberadas pelo CMSE para a garantia da segurança energética do SIN, inclusive avaliando possíveis articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como uso múltiplo da água e/ou ambientais.
- A eficácia dessas medidas operativas que permitem o pleno atendimento da carga depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para mitigação dos impactos da variabilidade e intermitência da geração eólica e solar, inclusive MMGD. O dimensionamento adequado dessa reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação e subsídio ao planejamento da expansão.
- Em função do alto grau de geração inflexível da matriz de energia elétrica do SIN, e da crescente necessidade de contar com recursos de resposta rápida para o atendimento da carga em tempo real, o ONS não recomenda a inclusão de geração térmica com alto nível de inflexibilidade ou com longo tempo de acionamento nos próximos cinco anos. Ao contrário, o SIN tem demandado cada vez mais requisitos de flexibilidade e desta forma o ONS precisa ter à disposição elementos de despachabilidade adequados às rápidas variações de potência requeridas para o atendimento à variação da demanda e das fontes intermitentes ao longo do dia.

As principais conclusões referentes à flexibilidade operativa são sumarizadas a seguir:

- A inserção de fontes intermitentes, como a energia eólica e fotovoltaica, no Sistema Interligado Nacional (SIN), vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são mais controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas.
- O acompanhamento de métricas como a amplitude diária e variação horária da geração hidrelétrica ajuda a entender o serviço de flexibilidade operativa que vem sendo prestado por esse recurso de geração. Desde 2022, período coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, observa-se um aumento significativo nas amplitudes diárias e nas rampas de geração hidrelétrica. Com a continuidade da expansão, predominantemente a partir de fontes intermitentes, esse comportamento tende a continuar ocorrendo.
- Neste contexto, ações devem ser discutidas de forma a definir critérios que permitam avaliar a adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador

aos requisitos sistêmicos, assim como incorporar tais critérios nos estudos de expansão da geração. Adicionalmente, seria de grande importância a adequada precificação deste recurso, valorizando atributos necessários para garantir a segurança operativa do SIN.

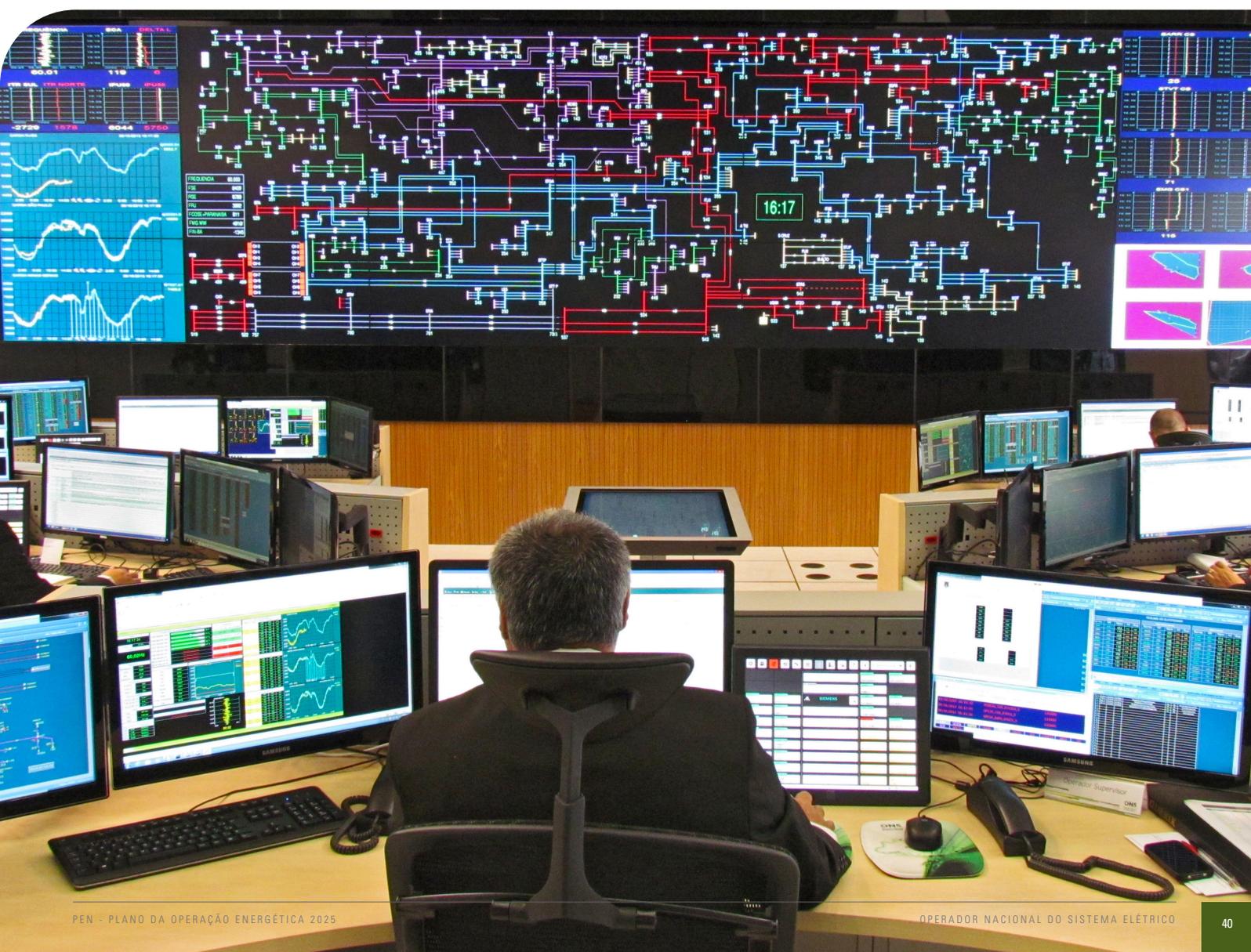
- É importante avançar nas discussões relacionadas à controlabilidade dos recursos de geração distribuída conectados às redes de distribuição, de forma coordenada com o ONS, de modo a eliminar sobreofertas no meio do dia.
- Simulações utilizando o modelo DESSEM, realizadas com o objetivo de avaliar a capacidade do sistema de suportar os requisitos de flexibilidade projetados para o ano de 2029, indicaram não haver limitação no atendimento à este requisito.
- Porém, para uma análise mais conclusiva, se faz necessário maior detalhamento na representação dos condicionantes operativos hidrelétricos, por exemplo, dos parâmetros de comissionamento de unidades geradoras hidrelétricas, que não está disponível no modelo DESSEM. Desta forma, o aprofundamento da análise poderá demandar a utilização de outras ferramentas de simulação, que permitam esse detalhamento.



As principais conclusões referentes à Análise de Desempenho do SIN são sumarizadas a seguir:

- A análise conjuntural para o período seco de 2025 indica que o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de novembro de 2025 com armazenamento acima de 34% do EAR<sub>máx</sub>. Em relação ao verificado em novembro de 2024 (43% do EAR<sub>máx</sub>), seis dos oito cenários indicaram o subsistema atingindo valores inferiores.
- O Subsistema Nordeste chega ao final de novembro de 2025 com armazenamento acima de 44% do EAR<sub>máx</sub>. Em relação ao verificado em novembro de 2024 (45% do EAR<sub>máx</sub>), dois dos cenários indicaram o subsistema atingindo valores inferiores.
- Ainda em relação ao período seco de 2025, e sob o aspecto energético, há indicação de despacho térmico além da inflexibilidade em todos os cenários considerados, com montantes adicionais, médios no período, em torno de 3 GW<sub>med</sub>, nos melhores cenários, a 7 GW<sub>med</sub> nos piores.
- Para o atendimento de potência, considerando baixo desempenho de geração eólica e um perfil de carga máxima horária, há indicação de necessidade de geração térmica adicional, em todos os meses do período seco de 2025, em todos os cenários, sendo os maiores montantes observados em outubro, novembro e dezembro. Para estes meses, todos os cenários indicaram a necessidade de utilização de recursos de reserva de potência operativa no mês de novembro, e metade dos cenários indicaram essa utilização para outubro e dezembro.
- A análise conjuntural para o ano de 2026 indica, para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que apenas o pior cenário, com uma condição inferior de vazões para o período seco de 2025 seguido por um período úmido 2025/2026 predominantemente abaixo da média, resulta em armazenamento ao final de outubro de 2026 inferior ao verificado em 2024 (40% do EAR<sub>máx</sub>), mas superior ao verificado em 2021 (18% do EAR<sub>máx</sub>) em cerca de 14 p.p..
- No Subsistema Nordeste, apenas dois cenários apresentaram armazenamento ao final de outubro de 2026 inferior ao verificado em 2024 (45% do EAR<sub>máx</sub>), ficando o pior deles com armazenamento 5 p.p. superior ao verificado em 2021 (37% do EAR<sub>máx</sub>).
- Quanto ao despacho térmico, todos os cenários indicaram montantes predominantemente superiores à inflexibilidade em 2026, e com uma dispersão elevada entre os cenários, em resposta à condição de vazão considerada em cada um deles. Neste contexto, tem-se montantes adicionais, médios anuais, de 3 a 8 GW<sub>med</sub>.
- Ainda na análise conjuntural para o ano de 2026, observa-se a necessidade de despacho adicional de geração térmica, para atendimento aos requisitos de potência, em todos os cenários considerados, com a utilização plena deste recurso, e consequente necessidade de alocação da reserva operativa, na maior parte dos meses. Neste contexto, todos os cenários indicaram a ocorrência de déficit de potência em pelo menos um mês (setembro de 2026).
- As análises energéticas do **PEN 2025** indicam um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte (2026/2029), para o Cenário de Referência. Neste caso os critérios de garantia de suprimento de energia preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019, são plenamente atendidos. Entretanto, para os Cenários de Sensibilidade, os critérios preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos, em 2028 e 2029.
- No horizonte estrutural, os critérios de suprimento de potência preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos, com violação do CVaR<sub>5%</sub> da Potência Não Suprida do SIN e da LOLP a partir de 2026, tanto para o Cenário de Referência como para os Cenários de Sensibilidade.

- A degradação dos resultados da avaliação dos critérios de garantia de suprimento de potência do **PEN 2025**, em relação ao PEN 2024, é explicada principalmente pela atualização da demanda máxima de potência, de acordo com dados da 1ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2025-2029.
- No sentido de busca do equilíbrio estrutural em termos de atendimento aos requisitos de potência, é premente a realização de leilões anuais de reserva de capacidade na forma de potência, uma vez que os estudos do PEN 2024 já indicaram violação dos critérios de garantia de suprimento de potência em 2025, e os resultados do **PEN 2025** mostram aprofundamento das violações com o decorrer dos anos avaliados.
- Um ponto de atenção está associado a inserção de cargas especiais no SIN, tais como plantas de datacenters e hidrogênio verde. Estas cargas possuem baixa flexibilidade operativa, com impacto tanto nos critérios de garantia de suprimento de energia quanto de potência, como mostrado nos cenários de sensibilidade. Atenção especial deve ser dada na viabilização do atendimento destas cargas no período de ponta noturno, momento no qual o sistema já apresenta uma maior dificuldade no atendimento aos requisitos de carga.



# PEN

Plano da Operação Energética  
2025

