

PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE

EDIÇÃO 19

Monitoramento Permanente da Operação e Comercialização de Energia Elétrica

01 | INTRODUÇÃO

Descrição do Programa Energia Transparente

O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das iniciativas do Instituto Acende Brasil que monitora, de forma permanente, a operação e comercialização de energia elétrica no Brasil.

O estudo é composto por duas seções:

- (i) Uma análise retrospectiva do ano, contendo principais destaques e uma avaliação das condições de suprimento de energia; e
- (ii) Uma avaliação da “Questão do Ano”, que para esta edição tratou da *Flexibilidade Operativa*.

Como navegar?

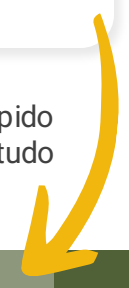
Buscando facilitar a visualização desta apresentação, foram criados **boxes de explicação** com informações complementares.



O box de explicação contém informações mais detalhadas ou explicações complementares.

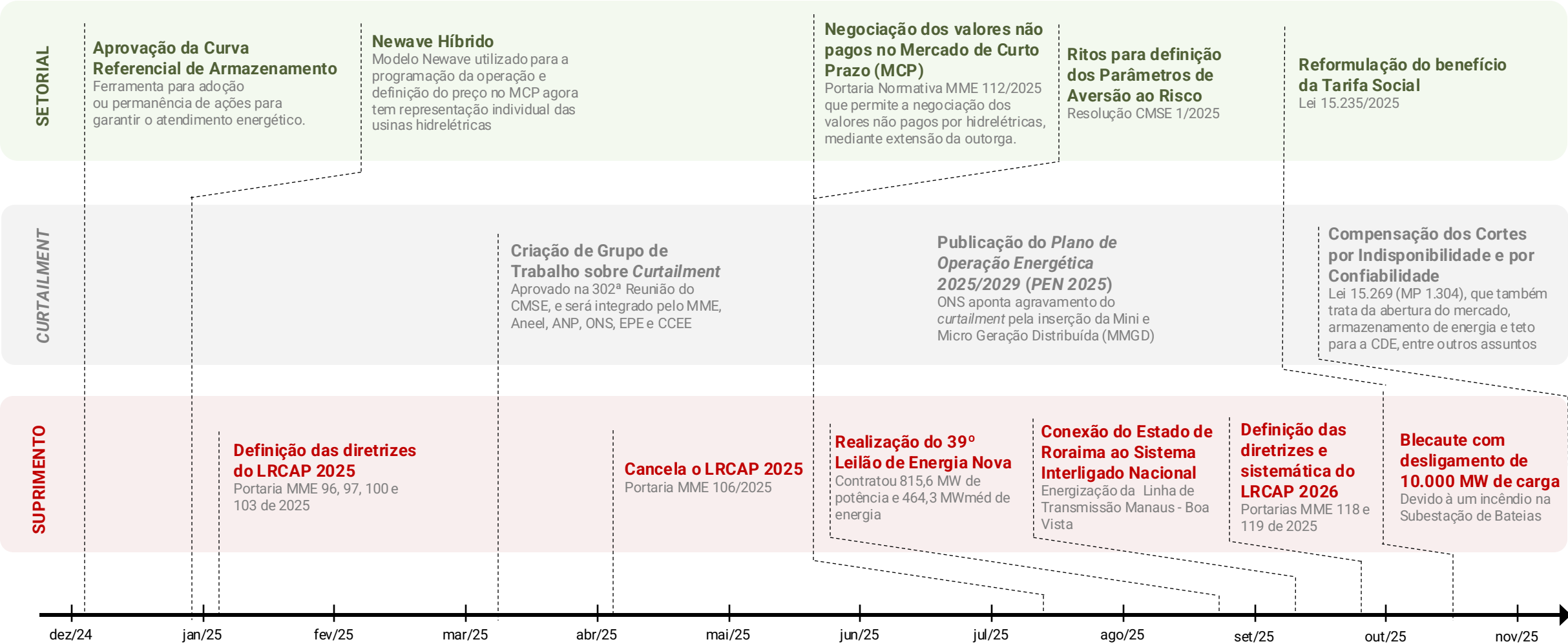
Também foi criado um **painel de navegação** localizado na parte inferior de todas as páginas para acesso rápido aos temas destacados.

Clique na aba para ter rápido acesso às seções do estudo



02 | ANO OPERATIVO

Linha do Tempo



1

Operação do sistema

- ▶ A hidrologia de 2024-2025 foi desfavorável, sendo a 10ª pior do histórico de 93 anos.
- ▶ Mesmo assim, os níveis dos reservatórios se mantiveram, sendo superiores aos vividos na crise hídrica de 2015.
- ▶ Apesar disso, os efeitos prolongados da crise hídrica são sentidos pontualmente, impactando o abastecimento de água de São Paulo.

2

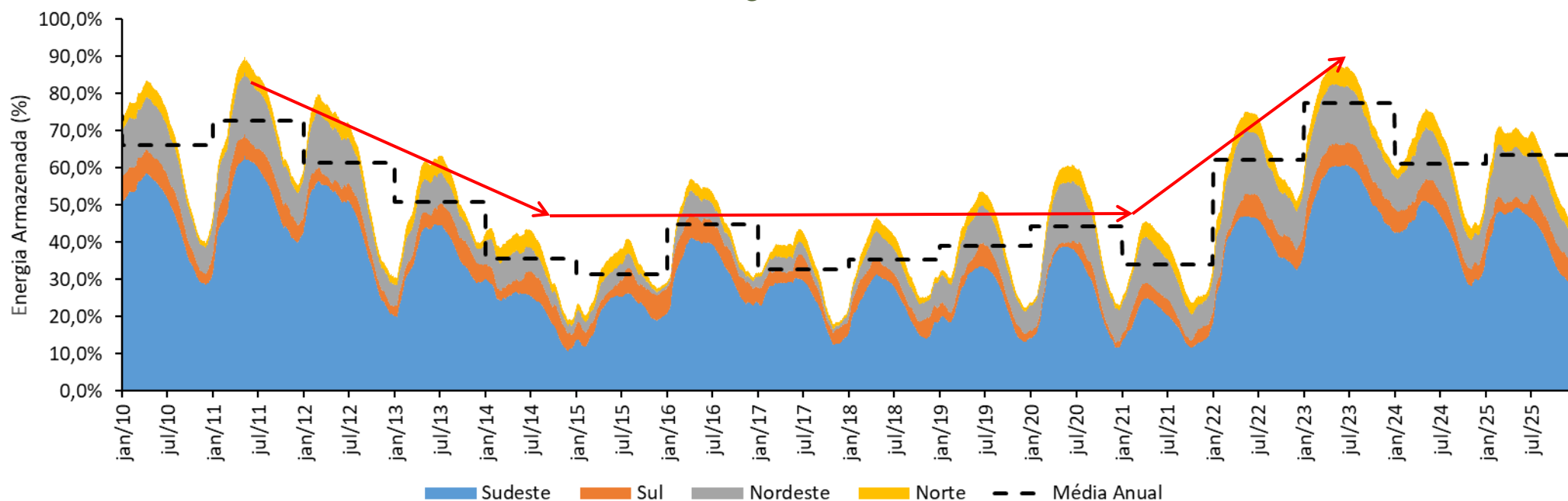
Cortes de Geração Eólica e Solar Fotovoltaica

- ▶ O ano de 2025 viu um aumento significativo do *curtailment*, contabilizando um custo de 2,6 bilhões de reais aos geradores eólicos e solares fotovoltaicos até novembro. O não ressarcimento destes cortes implica grande ruptura no setor e impactará os consumidores. O aumento significativo do *curtailment* ensejou a criação de um grupo de trabalho pelo Ministério de Minas e Energia.
- ▶ A Lei 15.269/2025 (Art. 9º), homologada em 24 de novembro de 2025, permitiu o ressarcimento muito restrito do *curtailment* :
 - (a) os cortes “energéticos” não têm previsão de ressarcimento;
 - (b) os cortes “por confiabilidade” serão ressarcidos desde que: (1) não haja restrições nos documentos de acesso; ou (2) o gerador esteja operando em conformidade com os requisitos técnicos de conexão; e
 - (c) os cortes “por indisponibilidade externa” terão ressarcimento integral.
- ▶ As justificativas para o ressarcimento dos cortes – principalmente nos casos “por confiabilidade” e “por indisponibilidade externa” – são as seguintes: tais cortes são pouco previsíveis, não podem ser gerenciados pelos geradores, e acarretam grandes impactos sobre os geradores.

1. Operação do Sistema (1 de 4) | Energia Armazenada no SIN

O Brasil viveu uma grande crise hídrica durante os anos de 2014 a 2021. Neste período, os reservatórios das hidrelétricas estiveram em níveis críticos, com médias anuais baixas que chegaram a alcançar níveis inferiores a 30% da energia armazenável ao final do período seco. Estes níveis críticos foram recuperados ao longo de 2022 e 2023, e constatou-se uma melhora significativa no nível de armazenamento dos reservatórios em 2025, cuja média anual se manteve em nível comparável ao da média de 2024.

Histórico da Energia Armazenada no SIN

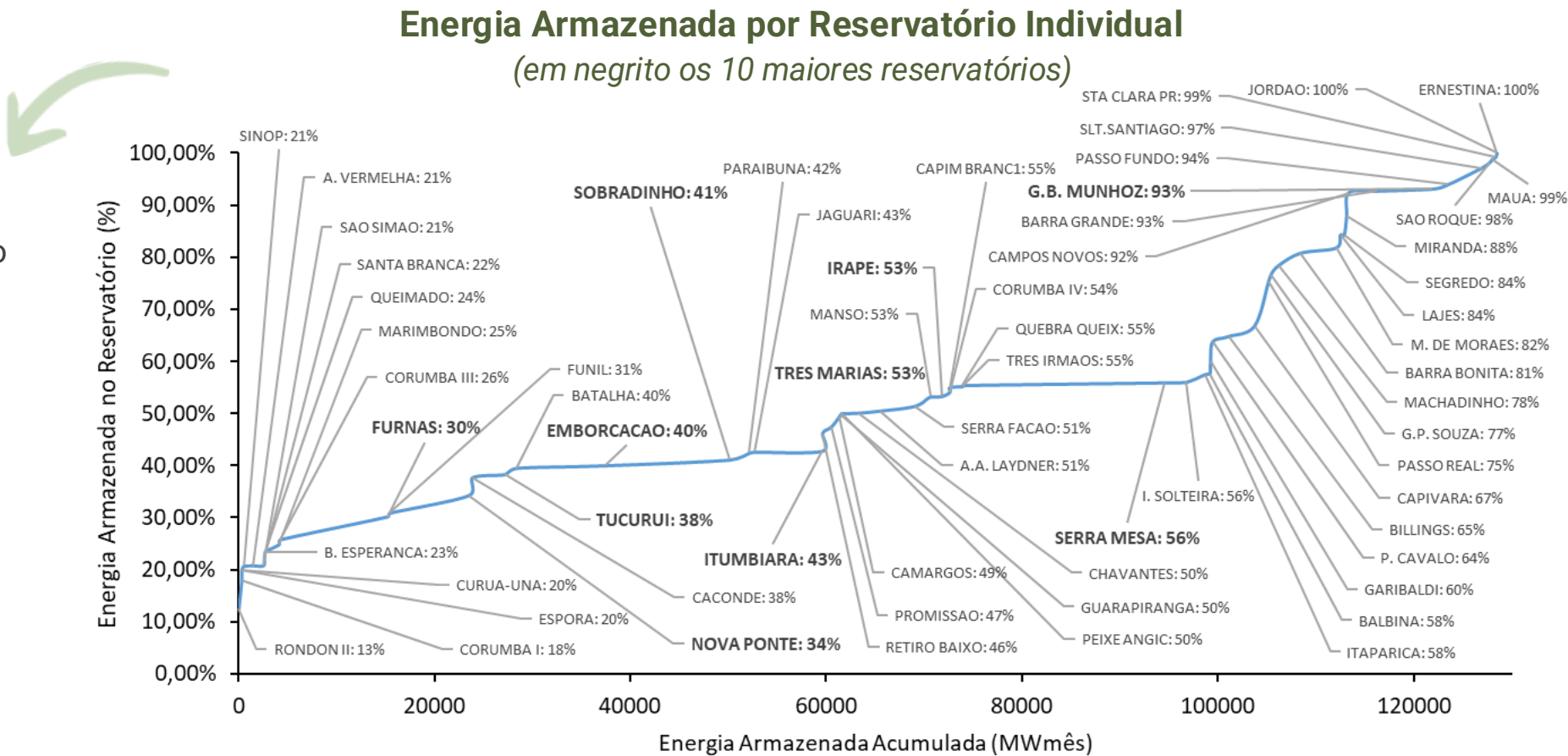


Fonte: Dados Abertos – EAR Diário por Subsistema (ONS).
Elaboração Própria.

1. Operação do Sistema (2 de 4) | Energia Armazenada por usina

O nível dos reservatórios no início de dezembro de 2025 (fim do período seco) chegou a 63% do total armazenável.

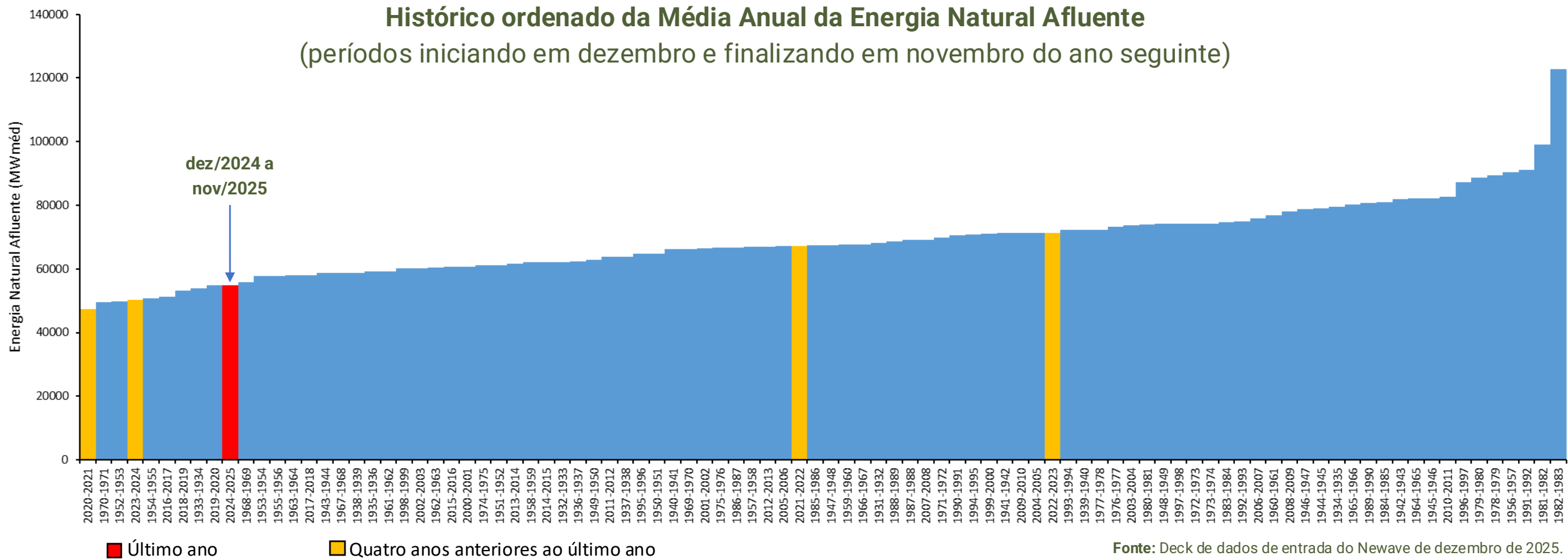
52% dos reservatórios estavam com pelo menos 50% da sua capacidade de armazenamento.



Fonte: Deck de dados do PMO da primeira semana de dezembro de 2025 (ONS).
Elaboração Própria.

1. Operação do Sistema (3 de 4) | Hidrologia do ano

O período de dezembro de 2024 a novembro de 2025 apresentou uma hidrologia desfavorável, sendo a 10ª pior Energia Natural Afluente do histórico de 94 anos. A hidrologia de 2025 consolidou períodos consecutivos de hidrologias críticas, observadas em 2020-2021 (pior hidrologia), 2023-2024 (4ª pior hidrologia) e 2024-2025 (10ª pior hidrologia).

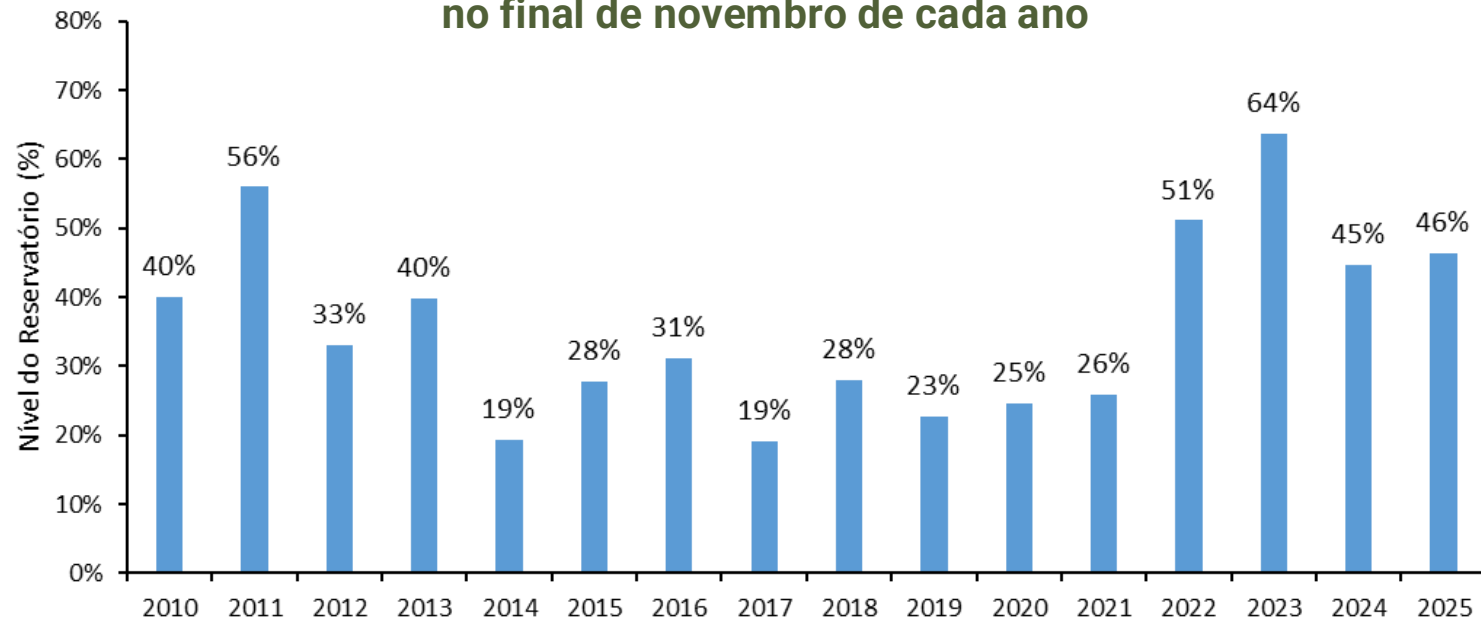


Fonte: Deck de dados de entrada do Newave de dezembro de 2025.
Elaboração Própria.

1. Operação do Sistema (4 de 4) | Reservatórios no final do período seco

Mesmo com a hidrologia crítica do ano, os níveis dos reservatórios ao final do período seco de 2025 se mantiveram nos mesmos níveis observados no final de 2024, mesmo com a ocorrência de hidrologia crítica em 2025 (10ª pior do histórico).

**Histórico da Energia Armazenada no SIN
no final de novembro de cada ano**



Fonte: Histórico da Operação (ONS).
Elaboração Própria.

Apesar de a energia armazenada do SIN permanecer em níveis normais, os sinais das hidrologias críticas são observados em reservatórios individuais.

Por exemplo, o Sistema Cantareira que abastece a cidade de São Paulo apresentou no início de dez/2025 níveis críticos próximos à 20,7% do volume útil, comprometendo o abastecimento de água na região.

Ainda assim, não se vislumbra risco de abastecimento de energia no sistema elétrico.

2. *Curtailment* (1 de 5) | O que é *curtailment*?

O *curtailment*, ou corte forçado da geração de usinas, é imposto pelo operador do sistema (o ONS no caso do Brasil) para redução do montante de geração por vários motivos, como detalhado abaixo. Este tema foi tratado nas edições anteriores deste estudo (Programa Energia Transparente 17 para cortes em hidrelétricas e Programa Energia Transparente 18 para cortes em eólicas e solar fotovoltaicas).

O *curtailment* solar e eólico fotovoltaico pode se dar por três motivos principais:

1

Indisponibilidade externa (REL)

Corte de geração devido a restrições na linha de transmissão (falhas ou manutenções), que impedem o escoamento de energia.

2

Confiabilidade elétrica (CNF)

Corte de geração para preservar a estabilidade e segurança do sistema.

3

Razão energética (ENE)

Corte de geração quando a produção de energia do sistema supera a carga (o consumo) do sistema.



As estimativas apresentadas nas próximas páginas foram baseadas nas reduções de geração estabelecidas pelo ONS (chamadas de *Constrained-off*) e usando os dados divulgados pelo operador. Definiu-se que apenas há situação de *Constrained-off* quando há comando estabelecido pelo ONS de “limitação de geração”, seja por Indisponibilidade Externa (“REL”), por Confiabilidade Elétrica (“CNF”) ou por Razão Energética (“ENE”). Nestas situações, comparou-se a “Geração Estimada” de cada conjunto de usinas com a “Geração de Referência” (que é a potência ativa que seria produzida se não houvesse ocorrência de restrição de operação). Para eólicas, os registros do ONS existem desde agosto de 2021. Já para fotovoltaicas, apenas foram levantados os dados desde abril de 2024.

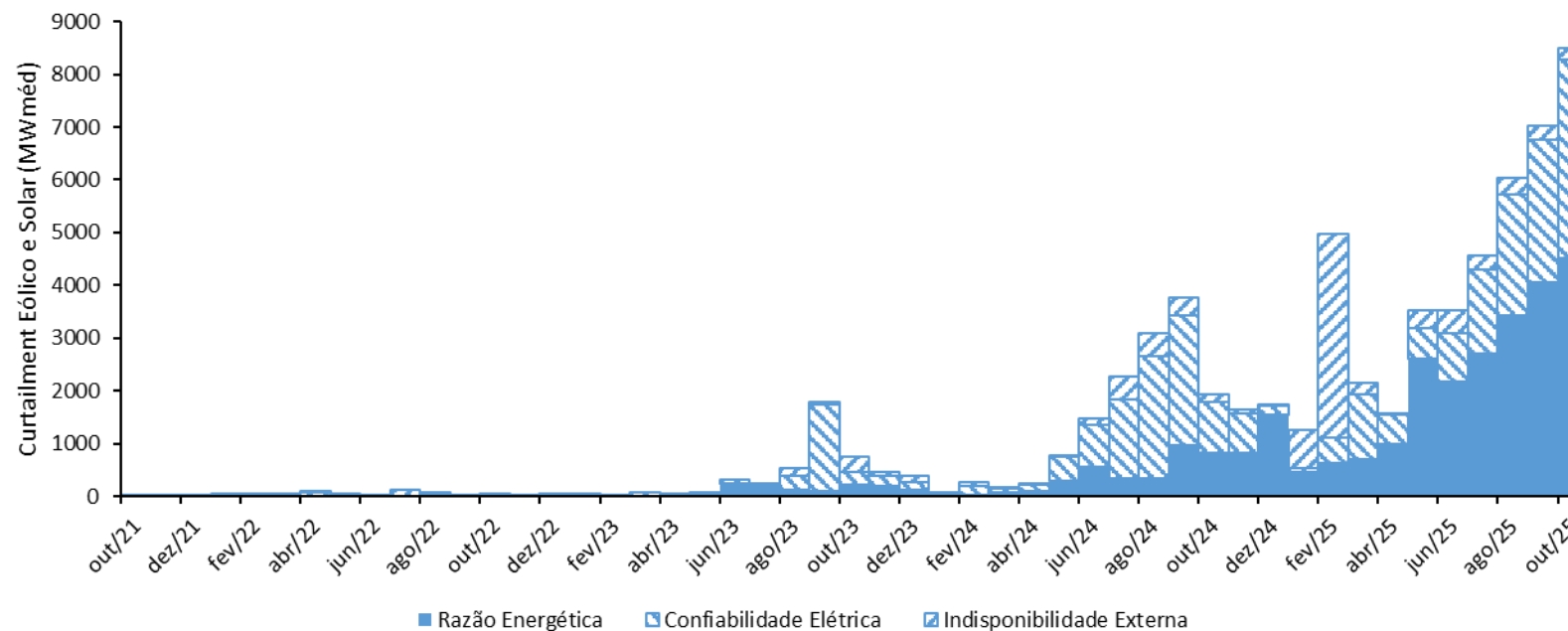
2. *Curtailment* (2 de 5) | Qual o nível do *curtailment*?

Desde o ano passado os níveis de *curtailment* se elevaram, em especial na parcela por razão energética (barras azuis cheias).

Estes cortes compreenderam cerca de 20,8% do potencial de geração das fontes eólica e solar fotovoltaica em 2025, percentual obtido dividindo os dois fatores abaixo:

- *curtailment* médio de 4.313 MW_{méd} no ano
- potencial de geração (geração verificada somada ao *curtailment*) de 20.690 MW_{méd} no ano

Histórico de *curtailment* de eólicas e solar fotovoltaicas



Fonte: Restrição de Operação por *constrained-off* de Usinas Eólicas e de Usinas Solar Fotovoltaicas (ONS). Elaboração Própria.

2. Curtailment (3 de 5) | Quanto custa o curtailment?

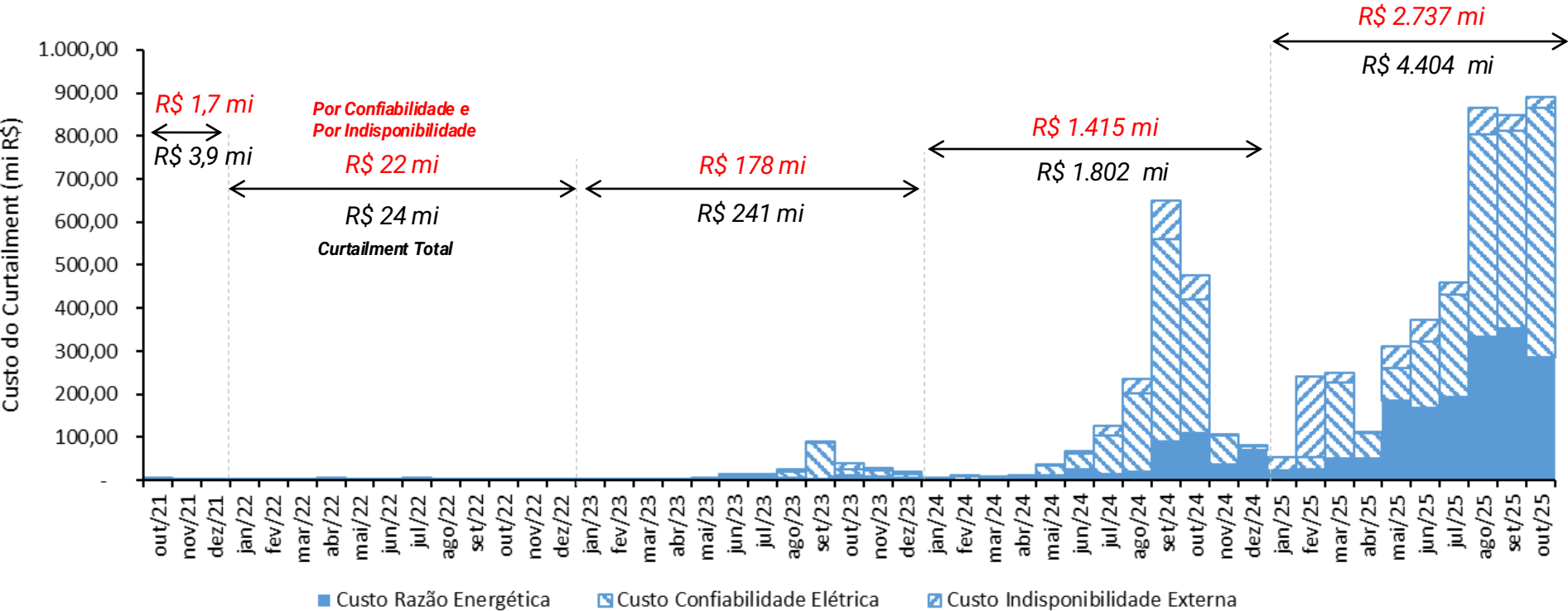
Os custos do *curtailment* foram estimados considerando que as eólicas e fotovoltaicas deverão comprar a energia não gerada no Mercado de Curto Prazo, ao Preço de Liquidação de Diferenças (considerado aqui o PLD médio). Houve uma escalada dos custos em 2025, resultante da conjunção do aumento dos cortes com o aumento do PLD durante o período.



Estimou-se que o custo total do *curtailment* até o final de outubro de 2025 é da ordem de R\$ 6,5 bilhões (valores em preto no gráfico) sendo:

- R\$ 2,1 bilhões por razão energética
- R\$ 3,6 bilhões por confiabilidade elétrica
- R\$ 0,8 bilhões por indisponibilidade externa

Custos estimados do *curtailment* para eólicas e solares fotovoltaicas



Fonte: Restrição de Operação por *constrained-off* de Usinas Eólicas e de Usinas Solar Fotovoltaicas (ONS) e Dados Abertos – PLD Horário (CCEE). Elaboração Própria.

2. *Curtailment* (4 de 5) – Tratativas para o *Curtailment*

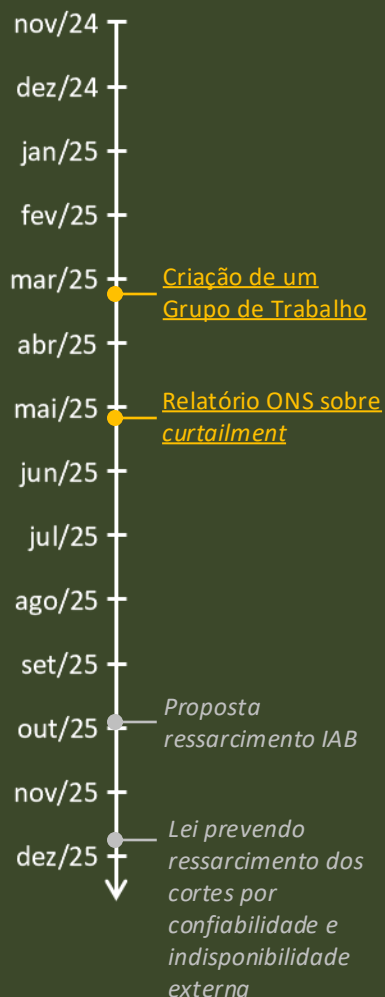
Grupo de Trabalho do MME

A escalada do *curtailment* em eólica e solar fotovoltaica motivou que o Ministério de Minas e Energia criasse na 302ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico o Grupo de Trabalho sobre cortes de geração. Este grupo de trabalho se concentrará no diagnóstico, avaliação, e proposição de medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar o *curtailment*. O grupo e conta com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Um dos produtos do Grupo de Trabalho sobre *curtailment* foi o Relatório “*Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil*” elaborado pelo ONS. Os diagnósticos do ONS comprovam a escalada dos cortes de geração, com um especial destaque para o corte por razão energética que denota o problema estrutural do balanço carga-geração em momentos de sobreoferta de energia. Neste contexto, a Mini e Microgeração Distribuída (MMGD) foi apontada como um fator que intensifica o problema, visto que ela opera sem qualquer controle do operador ou das distribuidoras.

Devido à entrada de novas usinas de geração fotovoltaica nos próximos anos (que já tem Contratos de Uso do Sistema de Transmissão. - CUSTs), o ONS avalia que o *curtailment* deve aumentar, em especial o corte por razão energética no período diurno (09h às 16h), quando a geração solar é elevada. O ONS estima que a inclusão da MMGD nos cortes reduziria o impacto do *curtailment* da geração centralizada em 50%.

Por fim, o ONS observa que é necessário estabelecer meios para se implementar o *curtailment* da MMGD, e recomenda a evolução do papel das distribuidoras para que estas possam gerenciar estes recursos energéticos distribuídos, atuando como Operadores de Sistemas de Distribuição (DSOs).



2. *Curtailment* (5 de 5) – Ressarcimento do *Curtailment* Lei 15.269/2025

Com a homologação da Lei 15.269/2025:

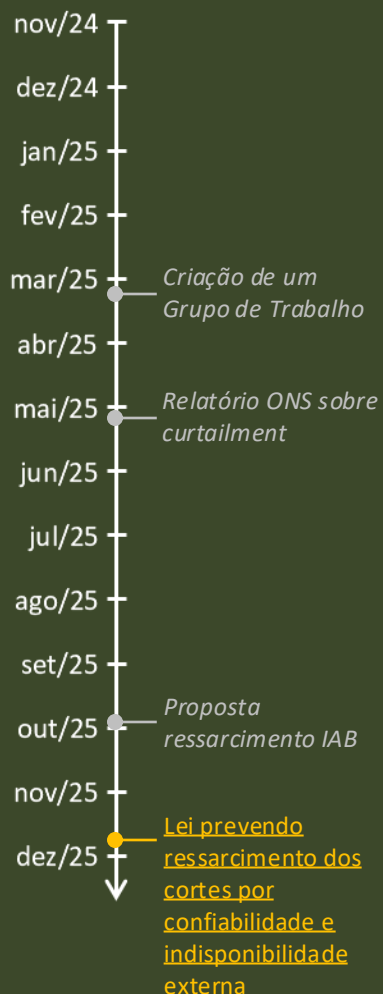
- foi reconhecida a possibilidade do ressarcimento do *curtailment* por indisponibilidade externa e por confiabilidade; e
- o ressarcimento do *curtailment* por razão energética não foi permitido (permanece como risco do gerador).

A lei não possibilita ressarcimentos por confiabilidade para empreendimentos nos quais:

- os documentos de acesso ao sistema de transmissão assinados pelo gerador indicarem possibilidade de restrição da geração; ou
- os geradores estiverem operando em desconformidade com os requisitos técnicos exigidos para conexão ao sistema de transmissão.

A lei não contemplou cortes de geração de unidades de Geração Distribuída, que também contribuem para o *curtailment* por razão energética.

As restrições estabelecidas na Lei 15.269/2025 são originárias de discussões realizadas pela Aneel na 3ª fase da Consulta Pública 45/2019, que tratou sobre os critérios operativos para redução da geração.



03

Tema do ano

FLEXIBILIDADE E POTÊNCIA

1

Balanço Carga-Geração

- ▶ A carga e a geração devem se manter equilibradas durante todo o tempo
- ▶ Para fins de manutenção do equilíbrio do sistema, o ONS classifica as usinas em três categorias:
 - (i) Despachados Centralizadamente,
 - (ii) Programados Centralizadamente e
 - (iii) sem interação com o ONS.
- ▶ O sistema possui “inflexibilidades” que precisam ser compensadas pelas usinas controláveis pelo ONS

2

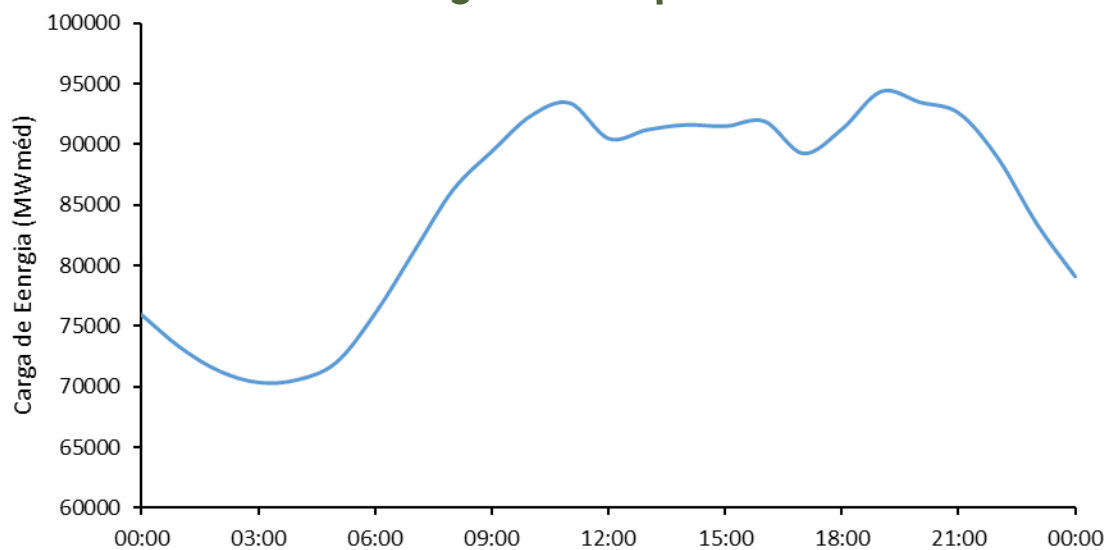
Flexibilidade e Energia

3

Distorções e Recomendações

Os sistemas elétricos utilizam o parque gerador para o atendimento da carga (do consumo) ao longo do dia. O equilíbrio carga-geração deve ser feito a todo o momento, sendo fundamental para a estabilidade da frequência do sistema.

Curva de carga horária para 17/11/2025



Fonte: Histórico da Operação (ONS).
Elaboração Própria.

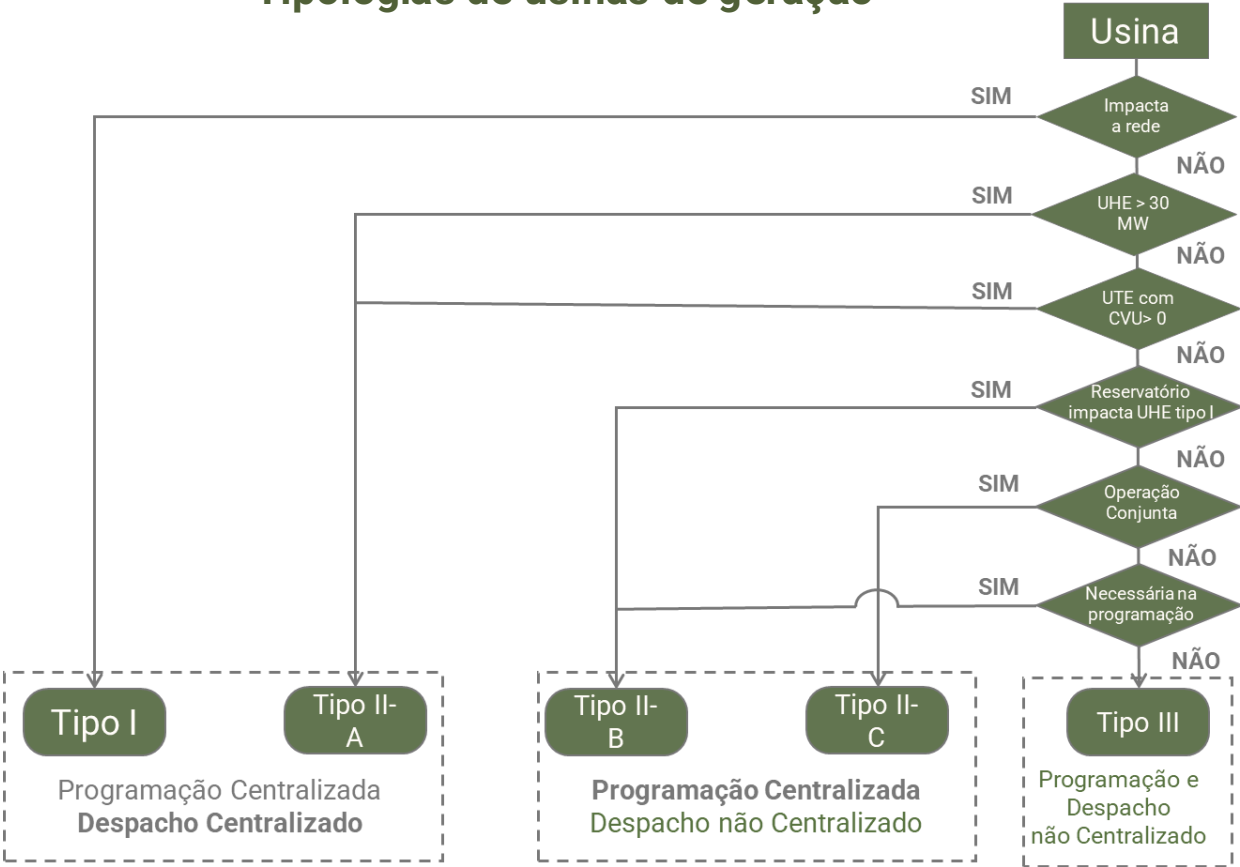
Os desequilíbrios carga-geração produzem instabilidades na frequência do sinal elétrico:

- Se houver um aumento da carga maior que o da geração, há uma redução da frequência da rede; e
- Se houver um aumento da geração maior que o da carga, há um aumento da frequência da rede.

Estas variações da frequência devem ser sanadas em intervalos de tempo muito curtos com o devido equilíbrio carga-geração. A manutenção de frequência fora do padrão da rede (60 Hz para o sistema elétrico brasileiro) dispara o acionamento de sistemas de proteção, como cortes de carga ou uso de reservas operativas. Assim, desvios da frequência (ou desbalanços entre carga e geração) são os principais motivos que resultam em blecautes ou cortes de carga seletivos.

Para o atendimento da carga, o ONS divide as usinas em cinco tipologias diferentes:

Tipologias de usinas de geração

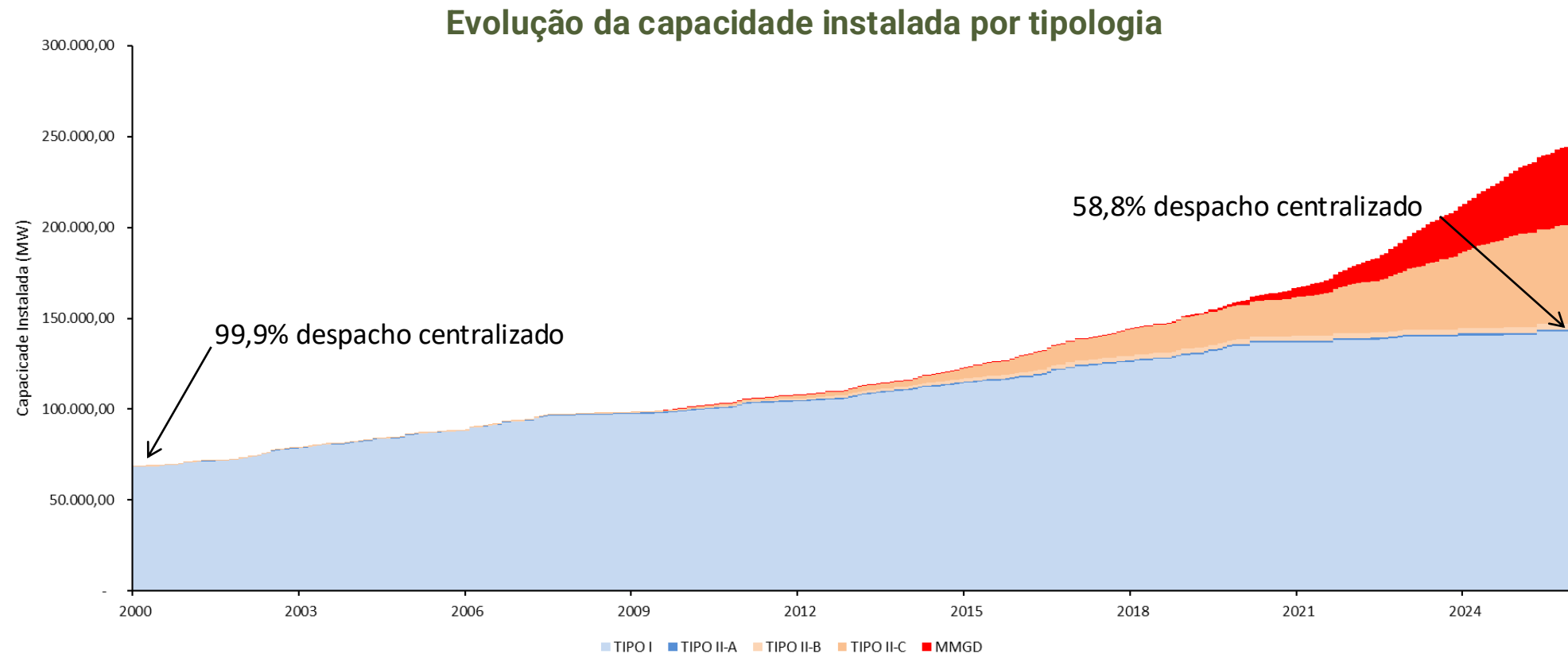


Fonte: Procedimentos de Rede - Submódulo 7.2 (ONS). Elaboração Própria

As cinco tipologias podem ser divididas em:

- Usinas que possuem o despacho centralizado (Tipo I e Tipo II-A) são as que produzem energia a partir do comando do ONS. Ou seja, o operador define a geração da usina com base na ordem de mérito econômico (menor custo operativo), obtida pelos modelos computacionais Newave, Decomp e Dessem. Nesta categoria estão as usinas hidrelétricas de grande porte e termelétricas com custo operativo maior que zero;
- Usinas que possuem a programação centralizada (Tipo II-B e Tipo II-C) são as que devem reportar ao ONS o seu plano de despacho. Portanto, o operador não define a geração da usina, mas fica ciente da programação de geração que esta realizará. São as usinas de pequeno porte, termelétricas sem custo operativo, e parques eólicos e fotovoltaicos centralizados; e
- Usinas sem programação ou despacho centralizado (Tipo III) que não possuem relação operativa com o ONS, com predominância das unidades de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

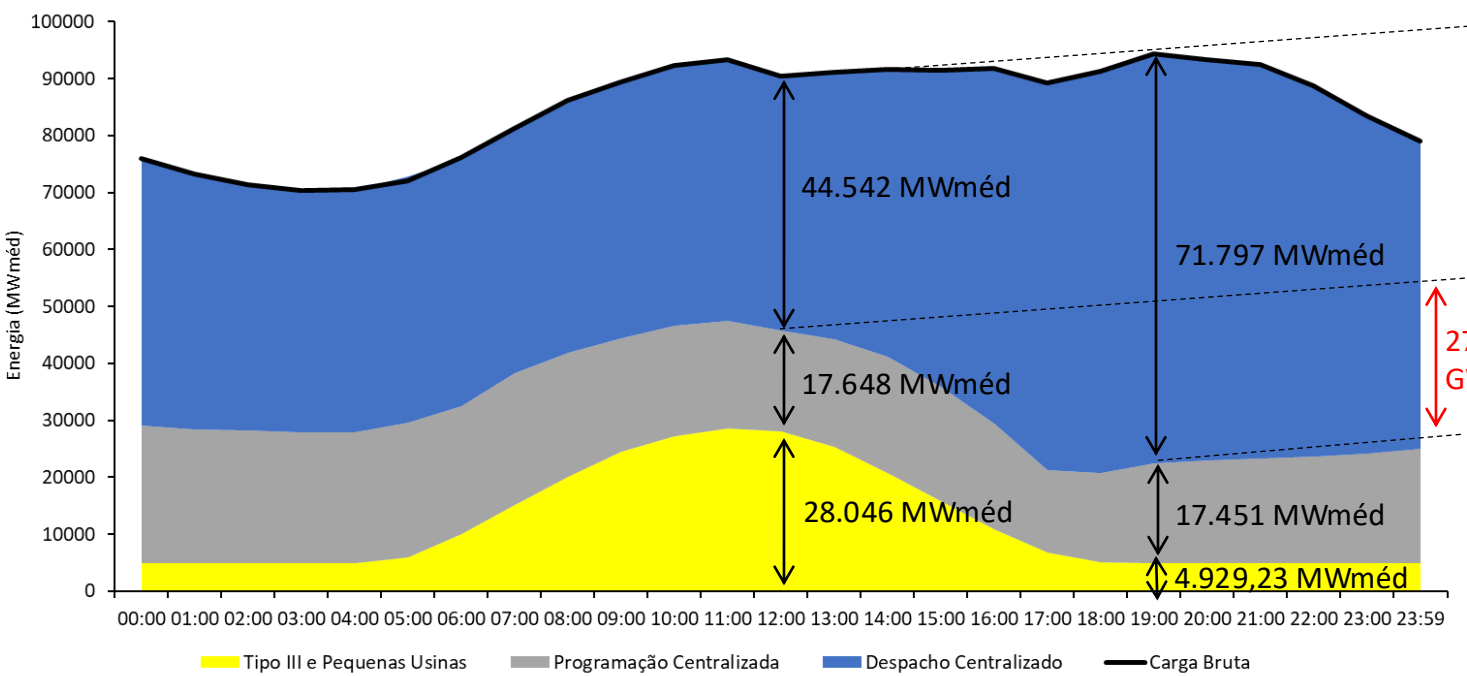
Eis a evolução da carga de acordo com as cinco tipologias de usinas:



Fonte: Dados Abertos (ONS) e Geração Distribuída (Aneel). Elaboração Própria.

Assim, o ONS utiliza a geração nestas três categorias (despacho centralizado, programação centralizada, e Tipo III) para atender à carga:

Curva de carga e geração por categoria no dia 17/nov/2025



Fonte: Histórico da Operação (ONS).
Elaboração Própria.

Portanto, há uma divisão na qual:

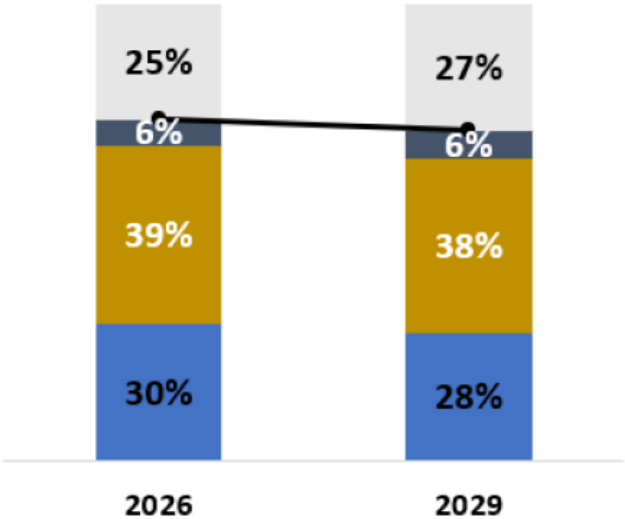
- Usinas do Tipo III não são controláveis pelo ONS, e estabelecem sua própria geração (no gráfico, estas usinas estão altamente correlacionadas com a geração solar da MMGD);
- Usinas com programação centralizada têm pouco controle pelo ONS, podendo apenas ser cortadas (*curtailment*); e
- Usinas com despacho centralizado que são controladas pelo ONS atendem ao restante da carga, fornecendo a flexibilidade necessária para o balanço entre carga e geração. Para isso, essas usinas tiveram que variar sua geração no dia 17/nov/2025 entre 44.542 MWh (12:00) até 71.797 MWh (19:00), ou uma amplitude de **cerca de 27,2 GW**.

Balanço Carga-Geração | O impacto da inflexibilidade

- Considerando esta categorização, o ONS aponta dois tipos de flexibilidade em seu Plano da Operação Energética (PEN) 2025/2029:
- **Parcela de geração que tem inflexibilidade inerente:** Montante de geração que não é passível de controle pelo ONS, seja porque: (a) não participam do despacho centralizado; ou (b) porque há restrições de geração mínima que devem ser seguidas na programação da operação. No primeiro caso, estão as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), pequenas centrais termelétricas (PCTs), eólicas (EOL), solares fotovoltaicas (UFV) ou unidades de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Já no caso de usinas despachadas centralizadamente que possuem restrição de geração mínima, a inflexibilidade pode se justificar: (a) pela necessidade de defluência de água por questões ambientais em hidrelétricas; ou (b) por contratos de combustível e de comercialização de energia que estabelecem um mínimo de geração para termelétricas com despacho centralizado; e
 - **Parcela de geração que pode ser flexibilizada,** podendo ser totalmente ajustada para o atendimento do balanço carga-geração.

Inflexibilidade da geração para atendimento da carga

	2026	2029
Inflexibilidade Térmica	6%	6%
PCH, PCT, EOL, UFV e MMGD	39%	38%
Inflexibilidade Hidraulica	30%	28%
Inflexibilidade Total	75%	73%
Carga Líquida	25%	27%



Observa-se que **apenas 25% da geração seria passível de flexibilização para atendimento da carga em 2026.**

Fonte: PEN 2025/2029 (ONS).

1

Balanço Carga-Geração

- ▶ A carga e a geração devem se manter equilibradas durante todo o tempo
- ▶ Para fins de manutenção do equilíbrio do sistema, o ONS classifica as usinas em três categorias:
 - (i) Despachados Centralizadamente,
 - (ii) Programados Centralizadamente; e
 - (iii) Sem interação com o NOS
- ▶ O sistema possui “inflexibilidades” que precisam ser compensadas pelas usinas controláveis pelo ONS

2

Flexibilidade e Energia

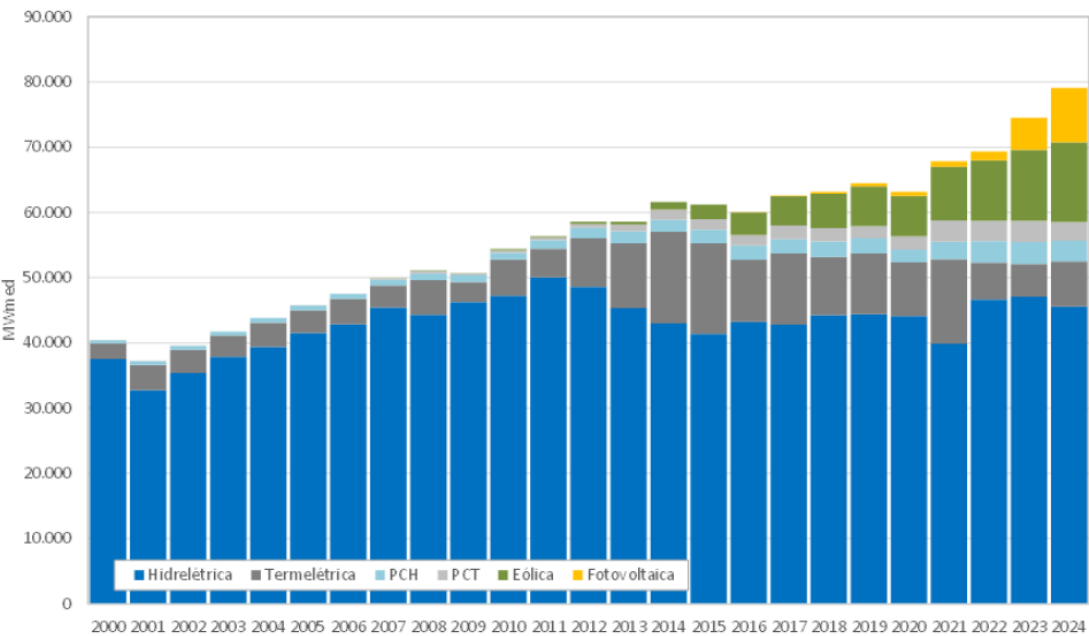
- ▶ O *Plano da Operação Energética 2025/2029* do ONS aponta que o aumento expressivo das fontes não controláveis (em especial MMGD) tem exigido maior flexibilidade operativa das fontes convencionais
- ▶ O fenômeno do corte da geração é uma consequência desse aumento de penetração de fontes não controláveis, e os cortes têm sido feitos nas fontes hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica
- ▶ O aumento exponencial da MMGD tem agravado esta demanda por flexibilidade, dado que se trata de uma fonte não controlável e não passível da realização de cortes pelo ONS para garantir o balanço carga-geração

3

Distorções e Recomendações

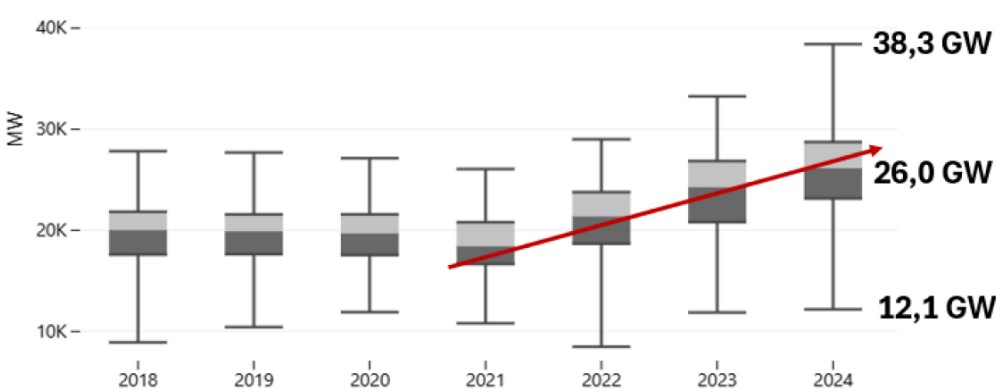
A inserção massiva de fontes intermitentes não controláveis (especialmente eólica e solar fotovoltaica) tem acontecido na última década. Segundo o operador, esta mudança “vem exigindo variação crescente da geração das hidrelétricas e termelétricas em intervalos cada vez mais curtos, que precisam garantir a flexibilidade operativa para equilibrar a geração e a demanda em tempo real”.

Geração no SIN ao longo dos anos



Fonte: PEN 2025/2029 (ONS).

Amplitude da geração hídrica diária



Fonte: PEN 2025/2029 (ONS).

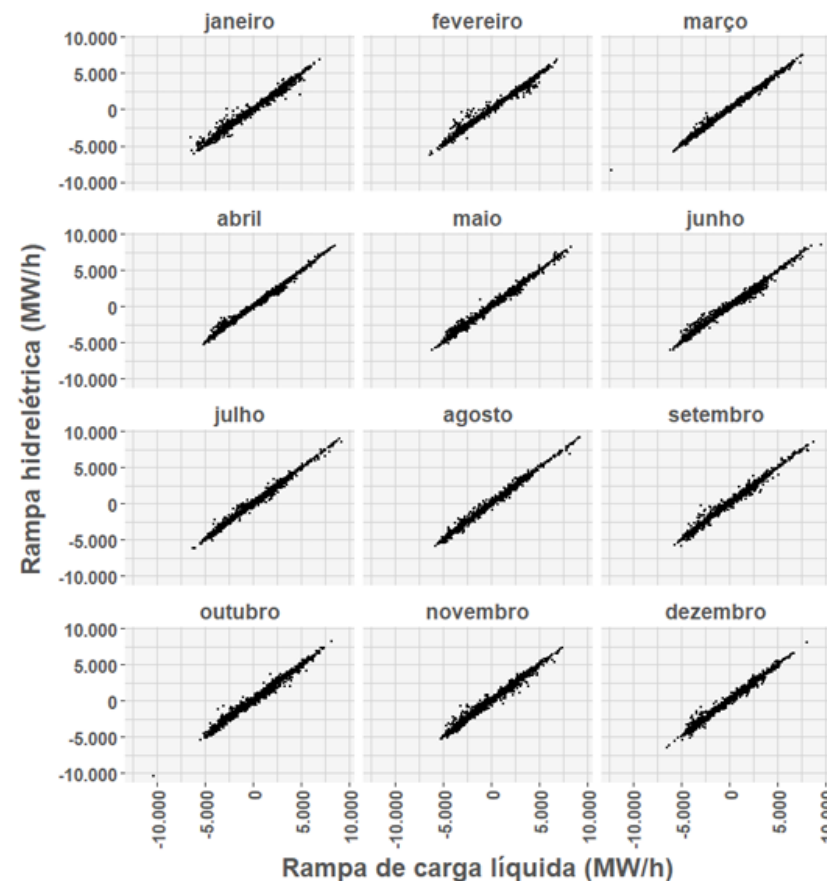
- Observa-se nos últimos anos:
- (a) a redução da participação da geração hídrica em relação às demais fontes (barras azuis no gráfico da esquerda); e
 - (b) o aumento da amplitude (a diferença entre o mínimo e o máximo no dia) da geração hídrica diária (no gráfico da direita).

Este fenômeno tem sido concatenado com o aumento de inserção de fontes não controláveis que **têm deslocado a geração hídrica** (reduzindo sua geração média). No entanto, apesar de gerarem menos em média, **as hidrelétricas têm sido chamadas para cobrir a maior necessidade de flexibilidade do sistema** (maior amplitude diária).

As usinas hidrelétricas são que possuem maior aptidão para fornecer flexibilidade em função de sua rampa rápida e de sua amplitude de geração (grande capacidade instalada comparada à sua geração média).

Por este motivo, há uma forte correlação entre a rampa da carga líquida (para aumento ou diminuição) e a rampa da geração hidrelétrica.

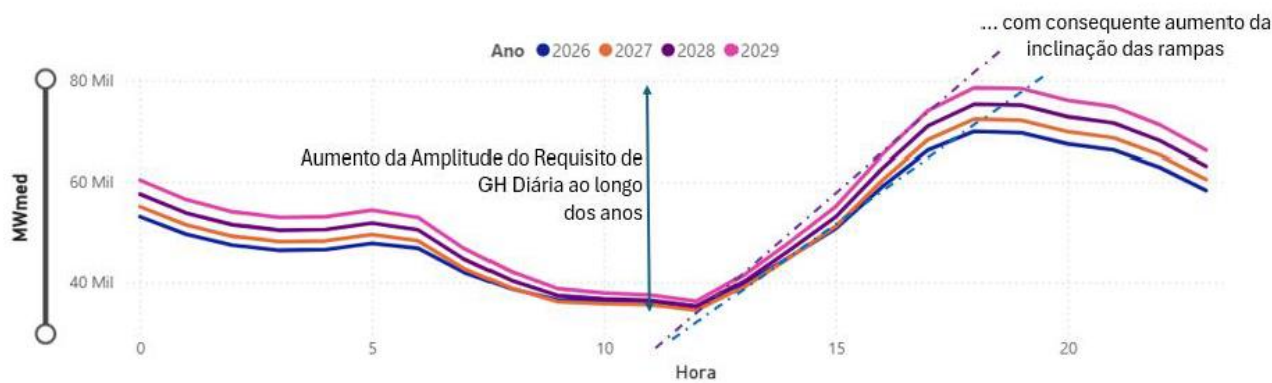
Rampas horárias de carga líquida e geração hidrelétrica entre 2018 e 2022



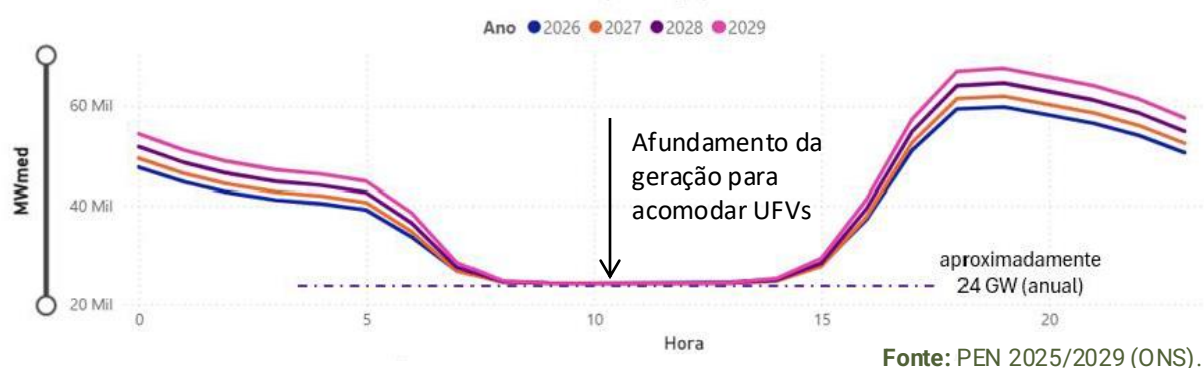
Fonte: Metodologia de estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN (EPE).

Esta demanda por flexibilidade continuará se elevando nos próximos anos, resultando na necessidade de maiores rampas para acomodar a redução da geração solar não controlável (após o meio dia) e de maiores amplitudes, reduzindo muitas vezes a geração hídrica (para manutenção das restrições de vazões das hidrelétricas) para o seu valor mínimo nos domingos (ocasionando cortes de geração/vertimentos hidrelétricos).

Requisitos da geração hídrica prevista para os próximos anos



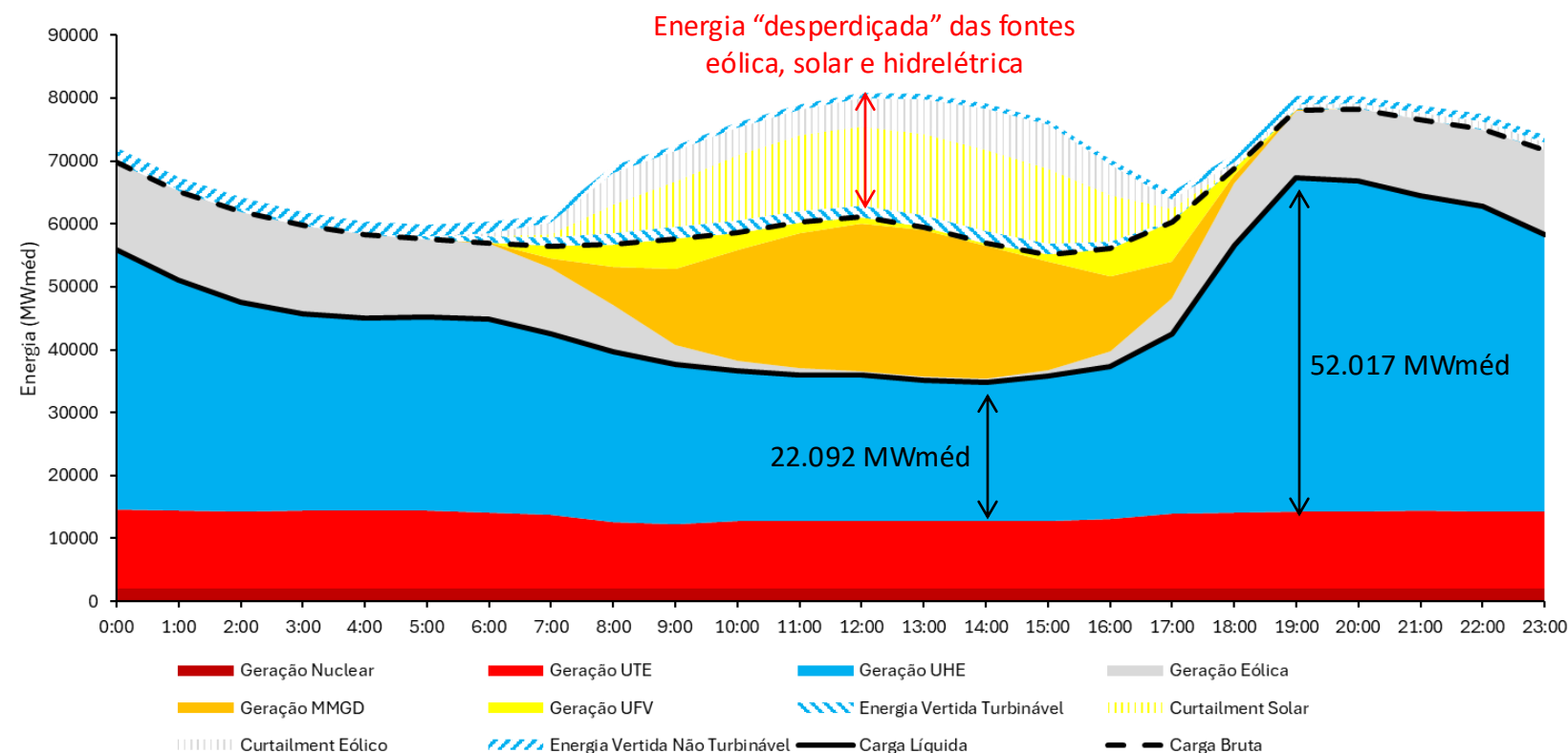
Requisito de GH Horário (comportamento médio anual)
(Domingo)



Fonte: PEN 2025/2029 (ONS).

Um caso emblemático da dificuldade de atendimento da carga em função na necessidade de flexibilidade do sistema foi o dia 10/ago/2025 (Dia dos Pais). Segundo relato do ONS na 309ª Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), houve “excesso de geração solar combinado com uma carga muito baixa no SIN, tendo sido uma situação desafiadora para o controle da operação do sistema elétrico”.

Geração verificada, *curtailment*, vertimentos e carga em 10 de agosto de 2025



Este dia apresentou:

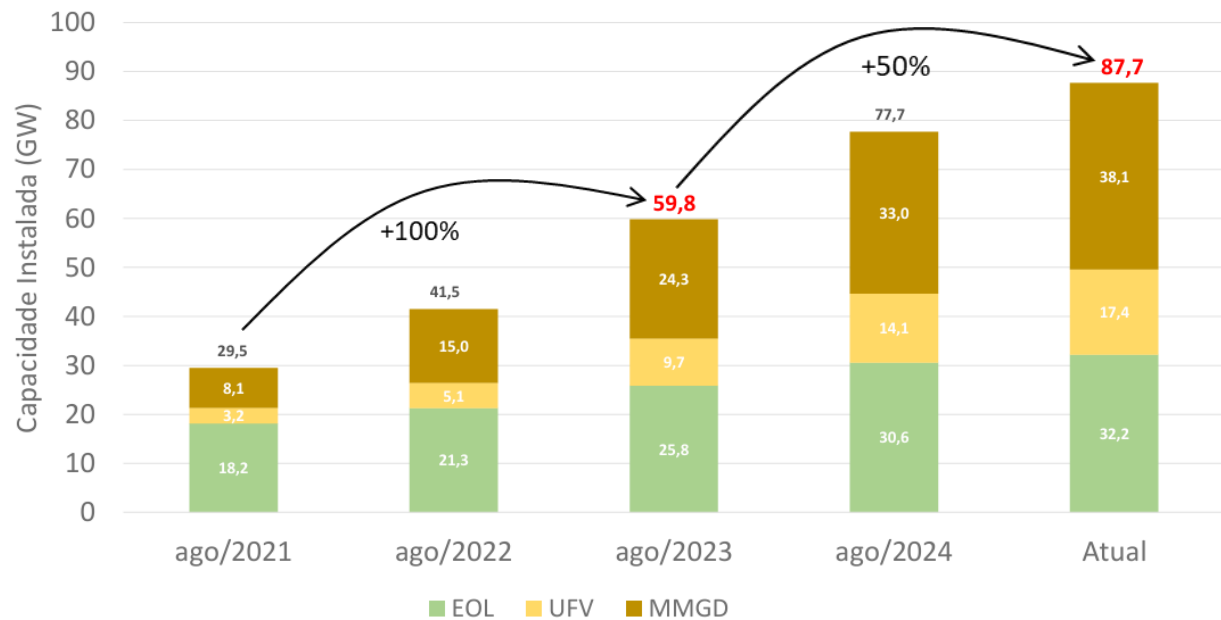
- Amplitude da variação de geração hidrelétrica de cerca de 30 GW;
- O pico de geração advindo da MMGD foi de 23,3 GW;
- O *Curtailment* eólico e solar foi de 6,3 GW (40% da geração potencial); e
- Os cortes foram primordialmente por razão energética (96%).

Fonte: Dados Abertos (ONS).

No relatório “Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil” elaborado pelo ONS, o operador destaca que a geração de unidades de MMGD apresenta magnitude semelhante à da geração eólica e solar centralizada, mas a MMGD não é impactada pelas restrições de geração, visto que opera fora do escopo de controle do ONS.

O ONS continua: **“Essa situação destaca um desequilíbrio estrutural: enquanto as fontes centralizadas são ajustadas para manter a estabilidade do sistema, os Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), incluindo a MMGD, permanecem inalterados, ampliando o ônus sobre os geradores sujeitos ao despacho centralizado”**. Isso ocorre ao mesmo tempo em que a MMGD é a fonte que mais cresce no Brasil.

Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas, fotovoltaicas e de unidades de MMGD



Fonte: Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil (ONS).

Por este motivo, o ONS indica em seu relatório a **necessidade de incluir a MMGD no curtailment** para viabilizar a manutenção do balanço entre carga e geração.

1

Balanço Carga-Geração

- ▶ A carga e a geração devem se manter equilibradas durante todo o tempo
- ▶ Para fins de manutenção do equilíbrio do sistema, o ONS classifica as usinas em três categorias:
 - (i) Despachados Centralizadamente,
 - (ii) Programados Centralizadamente; e
 - (iii) Sem interação com o ONS.
- ▶ O sistema possui “inflexibilidades” que precisam ser compensadas pelas usinas controláveis pelo ONS

2

Flexibilidade e Energia

- ▶ O *Plano da Operação Energética 2025/2029* do ONS aponta que o aumento expressivo das fontes não controláveis (em especial MMGD) tem exigido maior flexibilidade operativa das fontes convencionais
- ▶ O fenômeno do corte da geração é uma consequência desse aumento de penetração de fontes não controláveis, e os cortes têm sido feitos nas fontes hidrelétrica, eólica e solar fotovoltaica
- ▶ O aumento exponencial da MMGD tem agravado esta demanda por flexibilidade, dado que se trata de uma fonte não controlável e não passível da realização de cortes pelo ONS para garantir o balanço carga-geração

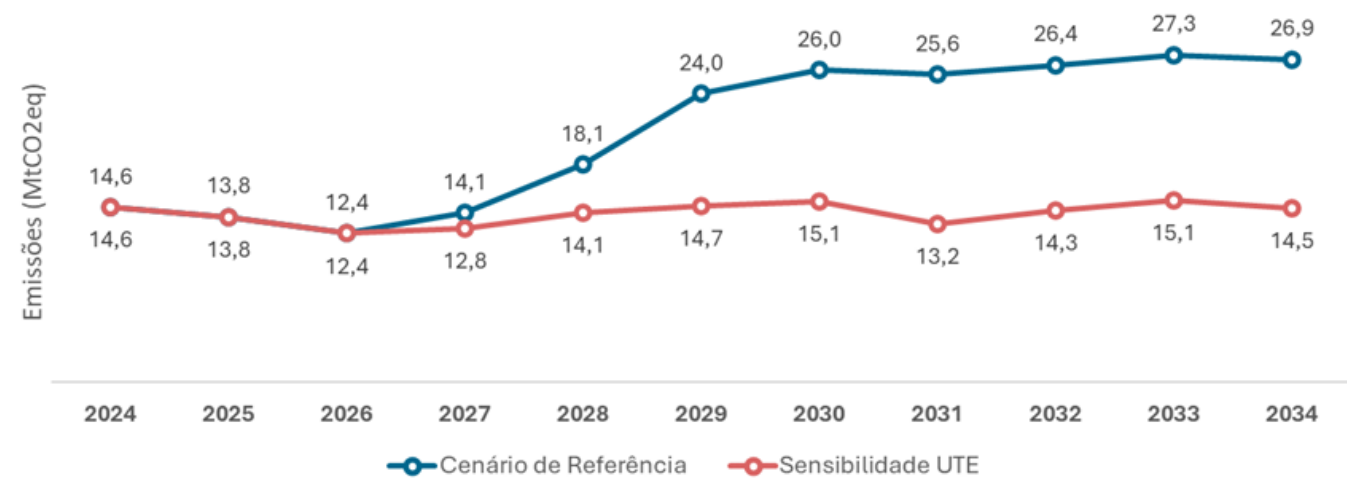
3

Distorções e Recomendações

- ▶ O planejamento energético é a principal ferramenta para a expansão racional do sistema elétrico, e interferências externas desta política devem ser evitadas
- ▶ O marco regulatório vigente subvaloriza a prestação de flexibilidade pelas fontes, precisa-se prover incentivos econômicos para fomentar a oferta deste atributo
- ▶ A precificação do mercado de curto prazo da CCEE não proporciona sinais adequados para a oferta e demanda por flexibilidade, o que poderia ser sanado com a adoção:
 - (i) da dupla compensação e
 - (ii) da curva de reserva de demanda por reserva operativa

Ao mesmo tempo em o ONS alerta sobre a redução relativa da flexibilidade operativa do parque gerador, o Congresso Nacional homologa leis que obrigam o poder público a realizar compulsoriamente a contratação de usinas não controláveis. Isso foi observado na Lei 14.182/2021 (desestatização da Eletrobras), que obrigava a União a contratar termelétricas inflexíveis (70%)¹ e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), além de prorrogar eólicas e solares fotovoltaicas do programa Proinfa, configurando a obrigação da expansão da matriz sem qualquer estudo ou avaliação dos requisitos do sistema e agravando a inflexibilidade do sistema.

Emissões de GEE do PDE 2034 para o cenário de referência (com lei da Eletrobras) e a sensibilidade UTE (sem efeitos da lei da Eletrobras)



Fonte: Plano Decenal da Operação 2034 (EPE).

Além disso, as intervenções do legislativo elevam as emissões de gases efeito estufa (GEE). Em um estudo de sensibilidade realizado pela EPE no Plano Decenal da Expansão de Energia 2034, foi observado que o “jabuti” legislativo resultaria em um aumento de custo operativo de 15 bilhões nos próximos 10 anos, e um aumento nas emissões de gases de efeito estufa de 74,5 Mt CO₂ equivalente (um aumento de 34%).

É crucial preservar as atribuições da Aneel como regulador do setor elétrico, da EPE como planejador do sistema elétrico, e do ONS como operador do sistema elétrico. Essas intervenções pelo Legislativo prejudicam a eficiência e a coerência sistêmica do sistema elétrico.

¹Este mecanismo foi alterado com a promulgação da Lei 15.097/25 (eólicas offshore) e pela Lei 15.269/25 alterando esta obrigação para a contratação de pequenas centrais hidrelétricas.

Como observado anteriormente, o balanço entre carga e geração tem efeitos diretos na manutenção da frequência do sistema. Portanto, é indispensável que haja uma remuneração adequada a fim de promover a oferta dos serviços ancilares necessários para o controle de frequência. No Brasil, este serviço é regulado pela Resolução Normativa 1.030/2022, e pode se dar como:

1. **Controle de Frequência Primário:** Realizado pelos reguladores automáticos de velocidade das máquinas geradoras nas usinas. Estes reguladores são providos por todas as centrais geradoras e tentam limitar as variações de frequência decorrentes de desequilíbrios entre carga e geração.
2. **Controle de Frequência Secundário:** Realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG) para restabelecimento da frequência do sistema e/ou intercâmbio de potência ativa entre sistemas. Neste caso, o ONS deverá identificar as unidades geradoras aptas a prover este serviço. No que se refere ao controle de frequência secundário, as usinas hidrelétricas que participam do CAG precisam manter uma **Reserva de Potência Operativa (RPO)** capaz de ajustar-se automaticamente a variações na carga líquida para realização do controle de frequência.
3. **Despacho Complementar Termelétrico:** Geração complementar de termelétricas para preservar a RPO das usinas hidrelétricas do CAG.

Observa-se, assim, que o controle de frequência secundário e o despacho complementar para manutenção da reserva operativa são mecanismos essenciais para prover a flexibilidade do sistema, garantindo o balanço permanente entre carga e geração.

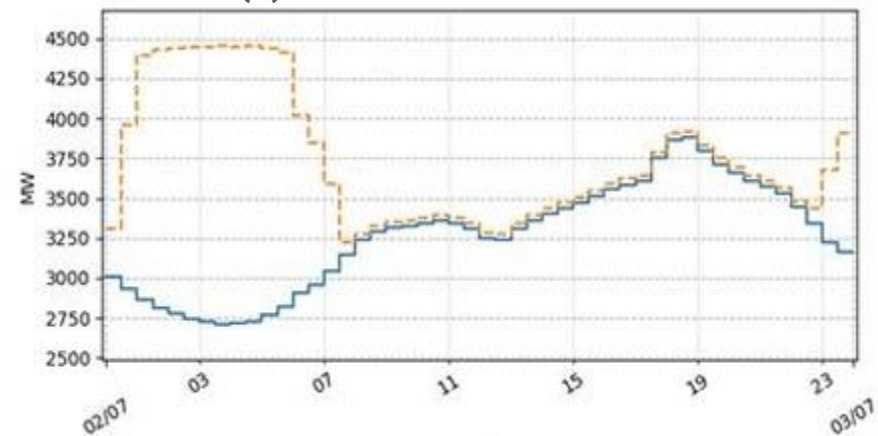
Ocorre que a **Reserva de Potência Operativa (RPO)** das hidrelétricas para prover o controle de frequência secundário reduz a disponibilidade de geração destas usinas para oferta no Mercado de Curto Prazo (MCP), em especial nos períodos com maior demanda líquida (períodos com preços mais altos). Esta reserva operativa é ressarcida apenas com base nos custos de operação e manutenção definidos de forma administrativa pela Aneel, valores estes muito baixos e que não expressam o valor deste serviço para o sistema. Além disso, há também um custo adicional significativo para estas usinas, que além de não vender sua energia nos momentos de preços maiores, ainda precisam repor sua energia no MCP a preços maiores.

Capacidade de geração das usinas do CAG na programação diária

(a) Desconsiderando a RPO



(a) Considerando a RPO



Fonte: Instituto Acende Brasil – PDI Flexibilidade Hidrelétrica.

Deve-se aprimorar a forma de remuneração dos serviços de provisão de controle de reserva de potência operativa (RPO), incorporando os custos de oportunidade de venda no mercado de energia e incentivando mais usinas a prover este serviço.

A expansão eólica e solar fotovoltaica no Brasil foi impulsionada por subsídios na forma de **desconto da Tarifa do Usos do Sistema de Distribuição e de Transmissão** (TUSD e TUST).

O mesmo ocorreu com a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) por meio da Resolução Normativa 482/2012 que criou o **Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)**, que permitiu que a energia excedente da MMGD injetada na rede da distribuidora fosse adquirida à mesma tarifa de fornecimento dos respectivos consumidores. Esta forma de “compensação de energia”, combinada com o barateamento dos equipamentos, facilitou a instalação de sistemas fotovoltaicos e proporcionou altos retornos aos investidores em MMGD.

A homologação da Lei 14.300/2022 mudou a estrutura dos benefícios concedidos à MMGD, que passarão a pagar pelo uso da rede de forma incremental, chegando a 100% do custo imposto ao sistema a partir de 2029.

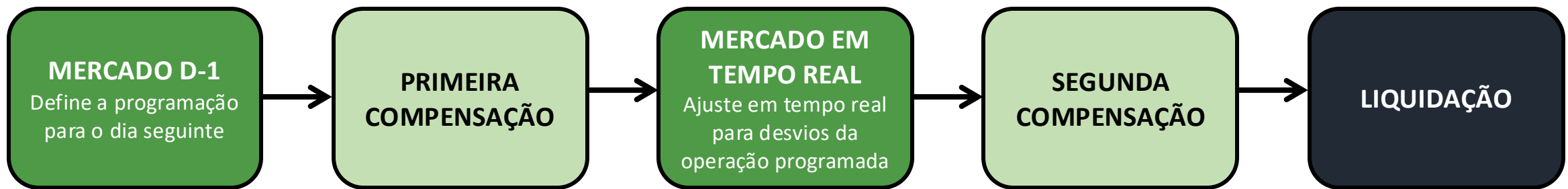
A Lei 14.300/2022 prevê a realização de estudos para a valoração dos custos e benefícios da MMGD que devem ser contemplados nas tarifas aplicadas à MMGD no SCEE.

Também se recomenda que a MMGD participe dos cortes de geração, da mesma forma que a geração eólica e solar fotovoltaica centralizada (com cortes proporcionais ao seu impacto no balanço entre carga e geração).

Distorções e Recomendações | Precificação e sinais econômicos (2 de 3)

Atualmente, o mercado de energia brasileiro é ancorado no Mercado de Curto Prazo (MCP). As transações no MCP têm seu valor definido pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que por sua vez é calculado a partir da programação da operação realizada pelo ONS e pela CCEE com os modelos oficiais no dia anterior. **Ocorre que estas expectativas muitas vezes são frustradas**, seja por variações da carga, **seja por geração de fontes não controláveis**. Como consequência, **o custo dos ajustes requeridos em tempo real não é computado no preço**.

Sistema de Dupla Compensação



Fonte: Elaboração Própria.

O Sistema de Dupla Compensação consiste no encadeamento de dois mercados sequenciais, onde o Mercado D-1 estabelece preços com base nas expectativas do operador/agentes para o dia seguinte com base na programação da operação, e o Mercado em Tempo Real reflete os preços dos recursos utilizados para realizar os ajustes requeridos em tempo real.

Este sistema proporciona uma precificação da energia que reflete de forma mais fidedigna os custos de operação em tempo real do sistema, proporcionando uma remuneração mais adequada aos agentes que realizam os ajustes requeridos em tempo real e uma penalização dos agentes que se desviam dos compromissos assumidos na programação da operação. Desta forma, o Sistema de Dupla Compensação **tende a penalizar os desvios dos compromissos fixados, e premiar os agentes que proveem flexibilidade ao sistema**.

Adicionalmente, há um problema intrínseco de modelo de mercado em um sistema elétrico com predominância de fontes renováveis: o “*Problema do Dinheiro Faltante*”. Isso porque as fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica e hídrica) não possuem custos operativos significativos (custo marginal nulo), o que acaba resultando em preços de mercado baixos e receita insuficiente para sustentar a reserva de potência operativa.

A **Curva de Demanda por Reserva Operativa (ORDC – Operational Reserve Demand Curve)** minimiza este problema, deslocando a curva de demanda de modo a proporcionar uma elevação dos **preços em períodos de escassez de oferta, quando o sistema não tem recursos de geração suficientes para lidar com contingências acima de certo patamar.**

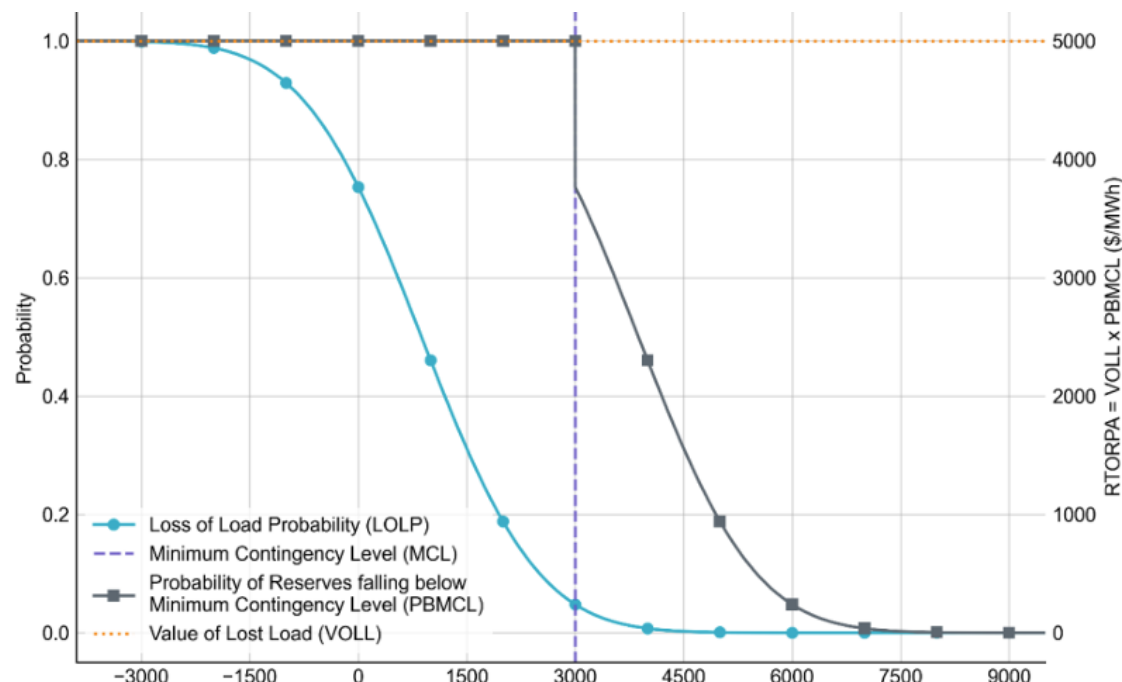
Este mecanismo foi primeiramente adotado no mercado do ERCOT (no Texas). A ORDC é construída a partir:

- do custo de déficit (*value of lost load*);
- da probabilidade do déficit (*loss of load probability*); e
- do nível de contingência mínimo (*minimum contingency level*).

A ORDC é uma adequação do mecanismo de mercado utilizado no MCP para proporcionar uma precificação mais apropriada quando há escassez de oferta.

A adoção da ORDC resulta em elevação do preço quando a carga se aproxima da capacidade de geração disponível para atendimento imediato, elevando a probabilidade de déficits de potência acima do nível de segurança estabelecido.

Curva de Demanda por Reserva Operativa



Fonte: Report on the Operating Reserve Demand Curve (ERCOT, 2022).

Propostas de solução para o *curtailment*

Desafios relacionados à flexibilidade

- Há uma crescente escassez de recursos de geração com flexibilidade operativa, principalmente em função da penetração de fontes intermitentes centralizadas (eólica e solar fotovoltaica) e da MMGD.
- A escassez de “flexibilidade” tem provocado crescentes cortes de geração (*curtailment*). Este fenômeno atinge fontes intermitentes de forma não isonômica, uma vez que a MMGD é uma fonte solar fotovoltaica que atualmente não participa dos cortes de geração.
- A provisão do controle de frequência secundário não é adequadamente remunerada.
- O preço do MCP é definido com base nas expectativas do dia anterior (programação da operação) e, assim, não reflete os custos associados aos desvios em tempo real, o que resulta em sub-remuneração das fontes que fornecem flexibilidade.
- O sistema elétrico brasileiro, por ser predominantemente composto por fontes renováveis, sofre do “problema do dinheiro faltante” de forma crônica.

Propostas para vencer os desafios

- Deve se manter o racional do planejamento energético e evitar reservas de mercado e subsídios cruzados criados por intervenções legislativas sem racional técnico (“jabutis”).
- A MMGD deve passar a participar do *curtailment*.
- A estrutura de remuneração da provisão da reserva operativa deve ser revista para incentivar a provisão destes recursos.
- A adoção do Sistema de Compensação Dupla proporcionaria uma precificação mais aderente às condições de oferta e demanda do sistema em tempo real.
- A adoção da Curva de Demanda por Reserva de Potência Operativa é outro mecanismo que deveria ser considerado para fomentar a oferta de reserva operativa.



O Instituto Acende Brasil é um *Think Tank* que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro, e para atingir este objetivo estudamos as seguintes dimensões:



GOVERNANÇA
INSTITUCIONAL



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



AGÊNCIAS
REGULADORAS



LEILÕES



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO