



INFORME

Setor Elétrico

AGOSTO/2026



ESCRITÓRIO

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro | RJ, CEP: 22231-000
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Clovis José Daudt Darrigue de Faro e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

SUPERINTENDÊNCIA

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA

Felipe Gonçalves
Marcio Lago Couto

COORDENAÇÃO DE PESQUISA DO SETOR ELÉTRICO

Luiz Roberto Bezerra

PESQUISADORES

Acacio Barreto Neto
Ana Beatriz Soares Aguiar
Bernardo Dias
Clarissa Brandão
Fernanda Senna
Jéssica Germano
João Gabriel Gonçalves de Lássio
João Henrique de Azevedo
João Victor Marques Cardoso
Leandra Cordeiro
Lucas Aragão
Luiza Gomes Guitarrari
Maria Beatriz Duarte
Nikolas Maciel Carneiro
Paulo César Fernandes da Cunha
Rafaela Garcia Araújo
Thais Mesquita
Thalita Barbosa

ASSISTENTE ADMINISTRATIVA

Cristiane Parreira de Castro
Ester Nascimento

ANALISTA DE PLANEJAMENTO

Julia Ximenes

ESTAGIÁRIO

Catharina Vasconcellos Armond
Eliel Dário Silva Pelegrino
Larissa da Costa

DEFINIÇÕES E INDICADORES DO SETOR ELÉTRICO

1.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

A climatologia constitui fator determinante para a geração de energia no sistema elétrico brasileiro, sobretudo porque o parque gerador do país é majoritariamente hidrelétrico. Ela influencia diretamente a oferta e, por consequência, a demanda, por meio de variáveis como precipitação, da qual o setor depende mais intensamente do que de qualquer outra, temperatura, radiação solar, velocidade dos ventos e ocorrência de eventos extremos.

1.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

A Energia Natural Afluente é um indicador que mede a quantidade de água que chega naturalmente aos rios e reservatórios das usinas hidrelétricas e que pode ser convertida em energia elétrica. Além disso, é considerada um dos principais indicadores das condições hidrológicas do SIN, pois representa o potencial de geração de energia disponível a partir das chuvas e vazões observadas. Quando os volumes de chuva são elevados, a tendência é que mais água chegue aos reservatórios, favorecendo a geração hidrelétrica; no entanto, em períodos de estiagem, a redução das afluições diminui esse potencial de geração.

1.3 ENERGIA ARMAZENADA – EAR

A Energia Armazenada representa a quantidade de água acumulada nos reservatórios das usinas hidrelétricas que pode ser convertida em eletricidade. Esse indicador é fundamental para avaliar a capacidade futura de geração do sistema elétrico, funcionando como uma reserva estratégica de energia. Níveis elevados de EAR aumentam a segurança do abastecimento e contribuem para a estabilidade dos preços da energia e das bandeiras tarifárias, especialmente em períodos de menor incidência de chuvas. Por essa razão, a EAR é considerada um dos principais indicadores das condições energéticas e da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.

2.1 CARGA DE ENERGIA

A carga de energia corresponde à demanda de eletricidade do sistema elétrico em um determinado período, refletindo a necessidade de energia para atender ao consumo de indústrias, comércios, residências e demais consumidores. Seu acompanhamento é essencial para garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de energia, contribuindo para a segurança e a confiabilidade do fornecimento elétrico.

2.2 ATENDIMENTO À CARGA

O atendimento à carga por submercado demonstra como a demanda de energia elétrica de cada região do Sistema Interligado Nacional é suprida pelas diferentes fontes de geração disponíveis. Esse indicador permite avaliar a participação de fontes como hidrelétricas, termelétricas, eólicas e solares no abastecimento de cada mercado regional. Seu acompanhamento é fundamental para compreender a dinâmica operacional do sistema e identificar tendências de consumo.

2.3 INTERCÂMBIO DE ENERGIA

O intercâmbio de energia corresponde à transferência de eletricidade entre os submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio da rede de transmissão. Esse mecanismo permite que regiões com excedente de geração forneçam energia para aquelas com maior demanda ou menor disponibilidade de recursos, contribuindo para a otimização dos recursos do sistema, a segurança do abastecimento e a redução dos custos operacionais e logísticos.

2.4 ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA – ESS

Os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) são custos incorridos para garantir a segurança, a confiabilidade e a estabilidade da operação do

Sistema Interligado Nacional (SIN). Esses encargos surgem quando o Operador Nacional do Sistema (ONS) precisa adotar medidas operacionais que vão além do critério de menor custo de geração, como o acionamento de usinas termelétricas para atender a restrições elétricas ou reforçar a segurança energética. Os custos dessas ações são posteriormente rateados entre os agentes do mercado, conforme as regras regulatórias vigentes.

3.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS - PLD

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o principal indicador de preços da energia no mercado de curto prazo brasileiro. Ele reflete as condições de oferta e demanda do sistema elétrico, variando conforme fatores como o nível dos reservatórios, a disponibilidade das fontes de geração e o consumo de energia. O PLD é utilizado como referência para valorar e liquidar financeiramente as diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente consumida ou gerada pelos agentes do setor elétrico.

3.2 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

As bandeiras tarifárias funcionam como um sinalizador de preços para o consumidor, indicando as condições de geração de energia e seus custos reais. Por meio das cores verde, amarela e vermelha, o sistema mostra se foi necessário acionar

usinas termelétricas, que são mais caras. Em períodos de seca, esse mecanismo aplica um acréscimo na conta de luz para cobrir esses gastos maiores, incentivando o consumo consciente e trazendo mais transparência para o setor.

3.3 PREÇOS DE CONTRATO NO ACL

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é o segmento do mercado de energia elétrica no qual consumidores, geradores e comercializadores podem negociar livremente as condições de compra e venda de energia, incluindo preço, prazo, volume e outras cláusulas contratuais. Nesse ambiente, os agentes têm maior flexibilidade para estabelecer contratos de acordo com suas necessidades e estratégias, contribuindo para a dinamização e a competitividade do mercado de energia elétrica.

3.4 LIQUIDAÇÃO NA CCEE

A liquidação financeira na CCEE é o processo mensal de acerto de contas entre os agentes do mercado, no qual são apurados e liquidados os valores das operações de compra e venda de energia de curto prazo. Em contrapartida, a inadimplência reflete o volume de débitos não quitados dentro do cronograma oficial da Câmara. O acompanhamento conjunto desses indicadores é indispensável para mensurar o risco de crédito do setor, garantindo visibilidade sobre a saúde financeira e a estabilidade do mercado de energia.

GLOSSÁRIO DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Comercialização Livre	MCP	Mercado de Curto Prazo
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	MME	Ministério de Minas e Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
EAR	Energia Armazenada	MLT	Média de Longo Termo
ENA	Energia Natural Afluente	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
ESS	Encargos de Serviços do Sistema	SIN	Sistema Interligado Nacional
		TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

ESTE INFORME APRESENTA ASPECTOS DO ATENDIMENTO ENERGÉTICO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) ATÉ AGOSTO DE 2026, COM PROJEÇÕES PARA SETEMBRO DE 2026 E DESTAQUES RECENTES DO SETOR ELÉTRICO.

TEMA DA EDIÇÃO

DA CONEXÃO AO CONTROLE: A NOVA REGULAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Com a expansão da geração distribuída, a regulação deixa de olhar apenas para a conexão e passa a incorporar também observabilidade, operabilidade e controlabilidade.

A Consulta Pública nº 033/2026 da ANEEL que visa a colher subsídios para revisão do Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) marca uma inflexão importante na regulação dos Recursos Energéticos Distribuídos - RED. A proposta submetida à apreciação reconhece que a expansão da geração distribuída, do armazenamento, dos veículos elétricos e das cargas flexíveis mudou a operação das redes e exige nova disciplina de conexão.

A rede de distribuição deixou de ser passiva. Milhões de consumidores passaram a também produzir, armazenar ou modular energia. Essa transformação ampliou a complexidade operacional e reduziu a eficácia de um modelo de controle concentrado em grandes usinas conectadas ao sistema interligado.

O crescimento vertiginoso da geração distribuída está exaurindo, na prática, a capacidade de o ONS controlar a oferta apenas por meio do *curtailment* de usinas de grande porte. Quando parcela crescente da geração ocorre em ativos conectados à distribuição, fora do alcance operacional direto do Operador, torna-se inevitável ampliar sua observabilidade e criar mecanismos para que também possam ser coordenados em situações de excesso de geração ou restrição elétrica.

A proposta introduz uma classificação funcional dos recursos conforme o sentido do fluxo de potência: Grupo I, para unidades que apenas injetam energia; Grupo II, para aquelas que podem injetar e absorver; e Grupo III, para as que apenas absorvem. A classificação é complementada por quatro faixas de potência: até 75 kW; de 75 kW a 500 kW; de 500 kW a 5 MW; e acima de 5 MW.

Essa matriz permite diferenciar requisitos conforme o impacto funcional de cada recurso sobre a rede. Em vez de tratar tecnologias isoladamente, a regulação passa a considerar o comportamento elétrico do ativo, seu porte e sua capacidade de influenciar a operação local ou sistêmica.

Observabilidade, operabilidade e controlabilidade passam a definir a relação entre os recursos distribuídos e as distribuidoras. Estas terão de enxergar melhor o que está conectado, comunicar-se com os equipamentos e, quando necessário, coordenar ou limitar sua injeção. Isso não significa transformar um pequeno gerador residencial em uma usina despachada pelo ONS, mas admitir que determinados ativos conectados à baixa e média tensão possam estar sujeitos a comandos proporcionais ao seu impacto.

As consequências para os empreendedores de energia solar serão significativas. O ambiente que impulsionou a expansão da geração distribuída foi marcado por requisitos relativamente simples de conexão e reduzida interferência operacional sobre os ativos. Esse cenário tende a mudar. Novos projetos deverão conviver com maior regulação, mais exigências de comunicação, medição e supervisão, além de maior visibilidade e possibilidade de controle sobre os empreendimentos já conectados.

Esse novo ambiente também terá impactos econômicos.

Inversores com funcionalidades adicionais, sistemas supervisórios, telecomunicações, medição e automação podem elevar custos de implantação e operação. Os modelos de negócio também terão de incorporar o risco de restrições temporárias à injeção. A competitividade futura dependerá da capacidade de operar em ambiente mais regulado, visível e integrado.

A expansão dos RED é essencial à transição energética no país, mas seu próximo ciclo exigirá mais coordenação, informação e responsabilidade operacional. Regras claras e proporcionais poderão reduzir incertezas, melhorar a segurança operativa, evitando que os problemas de integração continuem a distorcer a alocação dos custos.

DESTAQUES

MERCADO LIVRE E ARMAZENAMENTO ENTRAM NO CENTRO DA REFORMA DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro passa por discussões importantes sobre a atualização de algumas de suas principais regras de funcionamento. O Ministério de Minas e Energia abriu consulta pública para revisar normas relacionadas à comercialização, ao armazenamento e à abertura do mercado livre, incluindo aspectos da contratação de energia, da formação do PLD e da liquidação no mercado de curto prazo. A proposta também busca preparar o ambiente regulatório para a ampliação da participação de consumidores livres e de sistemas de armazenamento.

MME abre consulta sobre regras de comercialização, armazenamento e mercado livre de energia — Ministério de Minas e Energia

[SAIBA MAIS](#)

BATERIAS ATRAEM RECORDE DE PROJETOS PARA O LRCAP 2026

O interesse por projetos de armazenamento de energia no Brasil ganhou destaque em 2026. A EPE registrou 6.091 projetos inscritos para os leilões de baterias, totalizando quase 297 GW de potência cadastrada. Embora os empreendimentos ainda precisem passar pelo processo de habilitação técnica, o volume de inscrições evidencia o aumento do interesse do mercado por soluções de armazenamento em larga escala.

Notícias LRCAP Armazenamento 2026: EPE registra recorde de projetos cadastrados

[SAIBA MAIS](#)

ONS ESTUDA CORTE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO SOLAR PARA PROTEGER O SISTEMA

O sistema elétrico brasileiro começa a incorporar novos mecanismos para lidar com situações de excesso de geração. O ONS desenvolve uma solução capaz de reduzir automaticamente parte da geração solar em momentos críticos, quando os demais recursos operacionais disponíveis já tiverem sido utilizados. A iniciativa busca ampliar a segurança da operação diante do crescimento das fontes renováveis e da geração distribuída, que vem trazendo novos desafios para o equilíbrio entre geração e consumo no SIN.

ONS prepara teste de corte automático de geração solar até o fim do ano | CNN Brasil

[SAIBA MAIS](#)

“GATO SOLAR” ACENDE NOVO ALERTA SOBRE A EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A expansão acelerada da energia solar e da micro e minigeração distribuída trouxe benefícios para a transição energética brasileira, mas também ampliou desafios relacionados à fiscalização, à qualidade das informações e ao planejamento da rede elétrica. Nesse contexto, o chamado “gato solar”, prática associada à ampliação não informada ou não homologada de sistemas fotovoltaicos, pode dificultar a identificação da potência efetivamente conectada e reduzir a visibilidade das distribuidoras sobre o comportamento da geração distribuída. Fiscalizações conduzidas pela ANEEL e pelas distribuidoras indicam a ocorrência desse tipo de irregularidade, embora sua dimensão ainda seja objeto de debate, especialmente diante das diferenças entre estimativas divulgadas e casos efetivamente comprovados.

[SAIBA MAIS](#)

1. CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS E CLIMÁTICAS

Em agosto de 2026, as condições hidrológicas e climáticas do SIN continuaram apresentando diferenças relevantes entre os subsistemas. A Região Sul concentrou os maiores volumes de chuva e registrou aflúências significativamente acima da média histórica, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste também apresentou condição hidrológica favorável. Por outro lado, Norte e Nordeste permaneceram com aflúências abaixo da Média de Longo Termo, refletindo a continuidade do período seco em parte do país. Mesmo com a redução da Energia Armazenada ao longo do mês, os reservatórios do SIN encerraram agosto em níveis superiores aos observados no mesmo período dos dois anos anteriores, mantendo uma condição relativamente confortável para o atendimento energético.

1.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

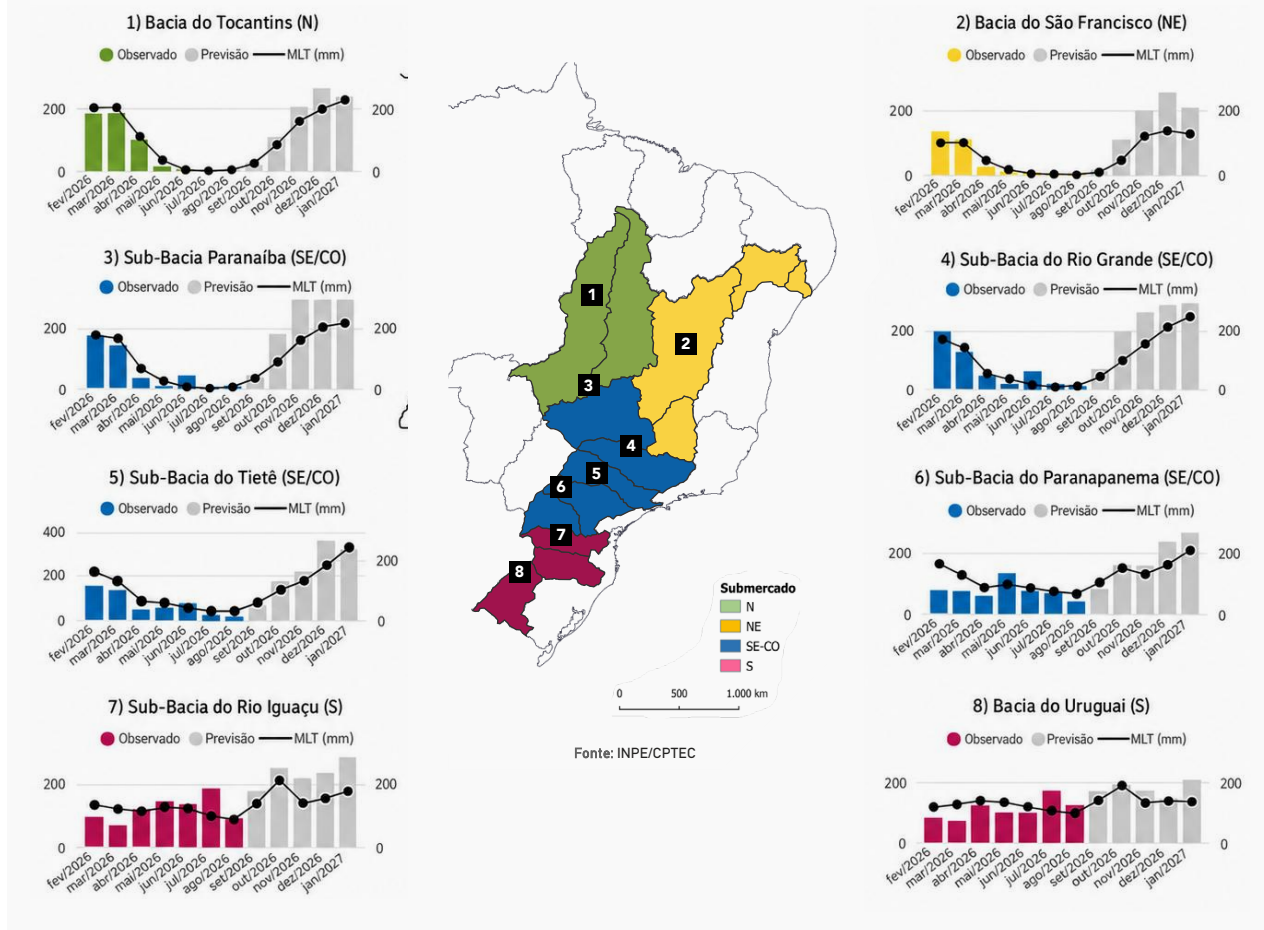
Ao longo de agosto de 2026, as condições meteorológicas favoreceram uma maior ocorrência de chuvas

na Região Sul. Segundo o INMET¹, foram registrados volumes acima da média e recordes de precipitação em algumas localidades da região, sob a influência do El Niño, enquanto em grande parte do país os acumulados permaneceram próximos à climatologia do período. Os maiores desvios positivos de precipitação concentraram-se principalmente no Sul e em áreas do Sudeste.

Nas bacias brasileiras de interesse do SIN, as precipitações ocorreram sobretudo nas bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu, além de episódios pontuais nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Grande e Paranaíba, no trecho a montante da UHE Três Marias e na incremental à UHE Itaipu. Apesar dessas ocorrências, a condição de estiagem persistiu em parte das demais bacias ao longo do mês. Desse modo, agosto foi marcado por maior atividade chuvosa na Região Sul e por chuvas isoladas nas demais áreas de interesse do SIN, sem alterar de forma ampla o cenário de seca.

1. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). Nota sobre os destaques meteorológicos de agosto de 2026. 2026. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/noticias/nota-sobre-os-destaques-meteorol%C3%B3gicos-de-agosto-de-2026>. Acesso em: 21 set. 2026.

GRÁFICO 1 - PRECIPITAÇÃO NAS PRINCIPAIS BACIAS E SUB-BACIAS DO SIN (MM)



Fonte: Dados do INPE/CPTEC | Elaboração: FGV Energia

- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 22/08 a 28/08/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_08_26%20a%2028_08_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 29/08 a 04/09/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_08_26%20a%2004_09_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.

1.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

Em agosto/2026,

- **SE/CO:** No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a ENA atingiu 20.934,45 MWmed em agosto de 2026, valor 40,5% superior ao registrado em agosto de 2025. Em relação a julho de 2026, houve redução de 12,8%, passando de 24.018,53 MWmed para 20.934,45 MWmed, movimento compatível com o período sazonalmente mais seco. Apesar da queda em termos absolutos, as afluições corresponderam a 106,4% da Média de Longo Termo, acima dos 98,6% observados em julho e também acima da média histórica para o mês. O resultado evidencia uma condição hidrológica mais favorável, especialmente quando comparada ao mesmo período do ano anterior.

- **S:** No subsistema Sul, a Energia Natural Afluente alcançou 20.903,38 MWmed em agosto de 2026. Apesar da redução de aproximadamente 26,8% em relação a julho, as afluições permaneceram em patamar bastante elevado, correspondendo a 216,95% da MLT. Na comparação com agosto de 2025, quando a ENA atingiu 9.225,59 MWmed, o volume apresentou crescimento de cerca de 126,6%, reforçando um cenário de afluições significativamente acima do padrão esperado para o mês.

- **NE:** No Nordeste, agosto de 2026 foi marcado por uma ENA de 2.138,71 MWmed, ainda abaixo do padrão histórico para o período, mas com

sinal de melhora relativa. Embora o volume tenha recuado em relação a julho, a participação frente à Média de Longo Termo avançou de 62,89% para 66,05%, indicando uma aproximação, ainda que limitada, do comportamento sazonal esperado. Na comparação com agosto de 2025, o resultado foi 54,5% superior, mostrando que, apesar da permanência de afluições abaixo da média, o cenário foi mais favorável do que o observado no mesmo mês do ano anterior.

- **N:** No subsistema Norte, a ENA seguiu em trajetória sazonal de redução em agosto de 2026, atingindo 2.209,29 MWmed, ante 3.734,62 MWmed registrados em julho. Apesar da queda no volume absoluto, o indicador em relação à Média de Longo Termo avançou de 71% para 76,07%, indicando uma melhora relativa frente ao padrão esperado para o mês. Na comparação com agosto de 2025, quando a ENA alcançou 2.327,81 MWmed, o resultado ficou próximo, mantendo o subsistema em condição de afluições abaixo da média histórica, mas sem uma deterioração expressiva em relação ao ano anterior.

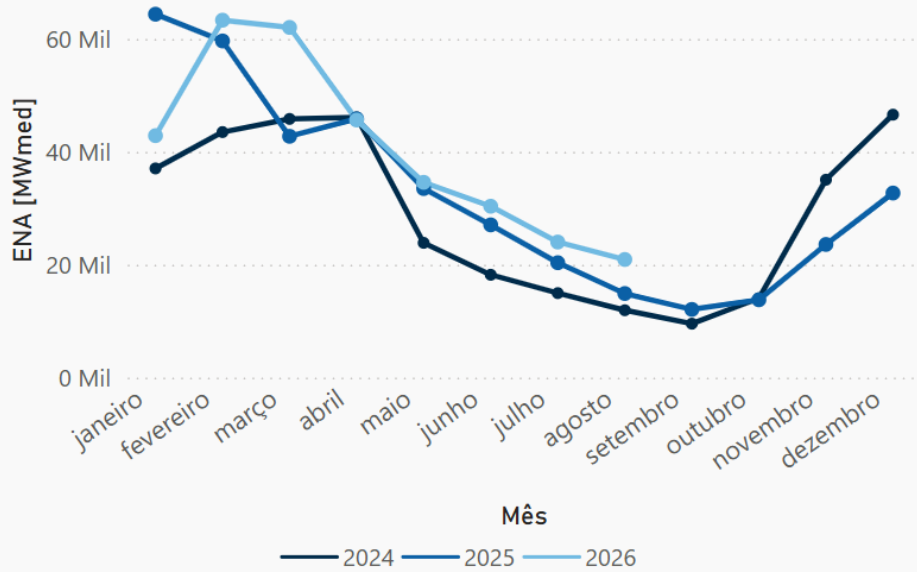
De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS, foram informados os seguintes valores de previsão para o final do mês de agosto em relação à MLT (%):

• SE/CO	93%
• S	180%
• NE	62%
• N	61%

4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 – semana operativa de 22/08 a 28/08/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_08_26%20a%2028_08_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.
5. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 – semana operativa de 29/08 a 04/09/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_08_26%20a%2004_09_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.

GRÁFICOS ENA

GRÁFICO 2 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUDESTE/CENTRO-OESTE (SE/CO)



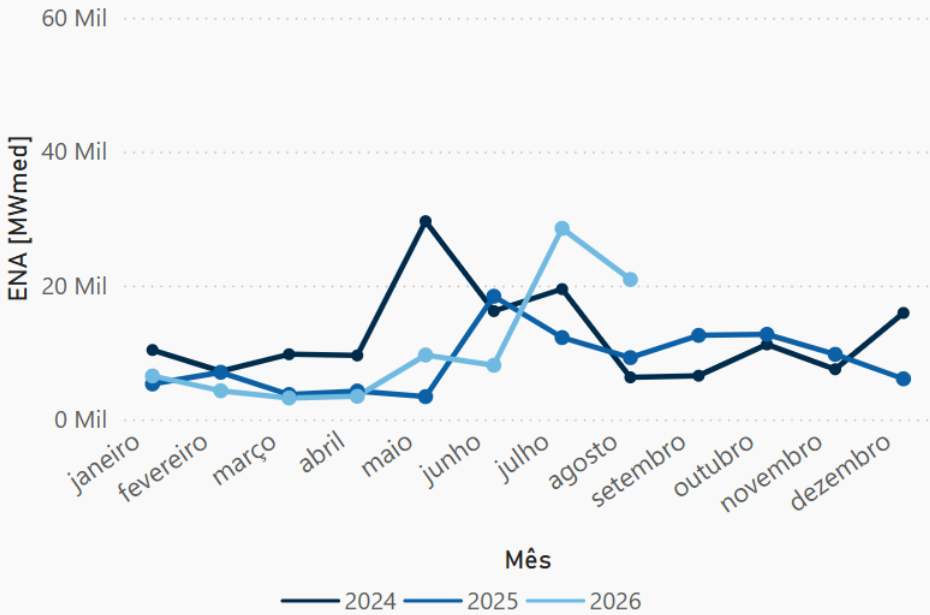
Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 1 – RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE (SE/CO)

	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26
%MLT	64,0%	58,6%	77,3%	-	68,4%	94,3%	95,4%	89,0%	93,2%	95,2%	98,6%	106,4%
RANKING*	16º	72º	88º	-	12º	45º	43º	29º	95º	43º	50º	62º

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 3 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUL (S)



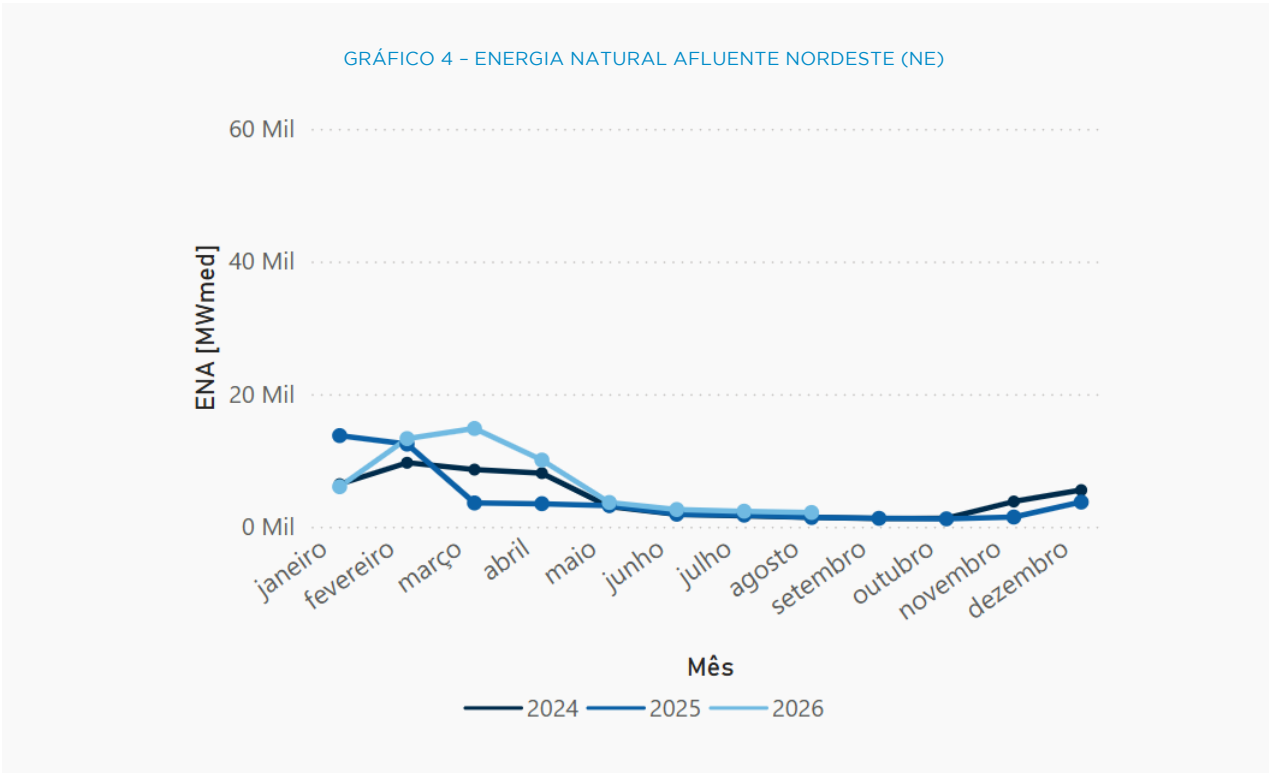
Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 2 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO SUL (S)

	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26
%MLT	113,40%	101,56%	108,32%	-	88,9%	53,84%	46,48%	54,27%	114,97%	60,48%	267,73%	216,95%
RANKING*	90º	72º	88º	-	53º	24º	12º	24º	90º	33º	95º	90º

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 4 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE NORDESTE (NE)



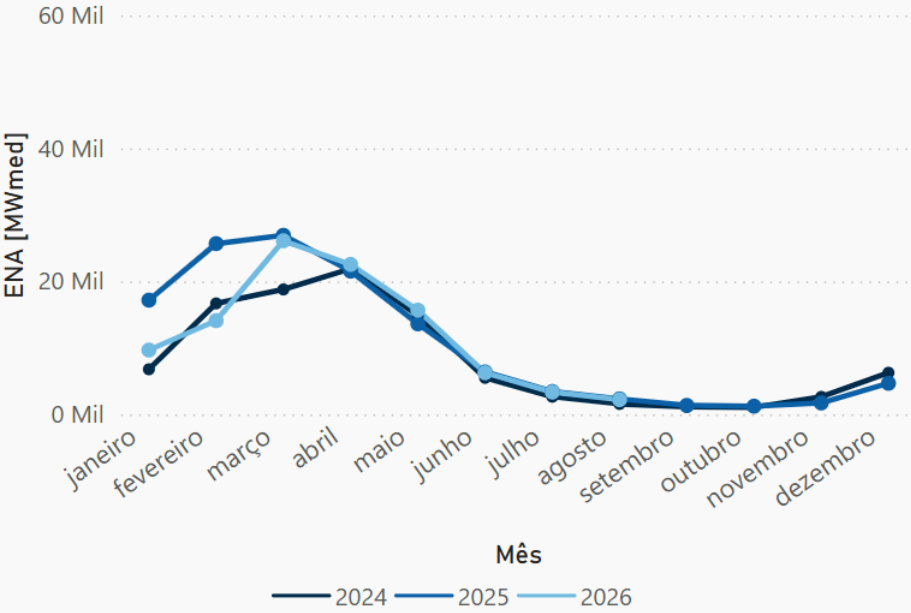
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 3 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO NORDESTE (NE)

	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	
%MLT	43,43%	38,14%	22,15%	-	44,99%	93,63%	105,89%	88,87%	56,54%	56,54%	62,89%	66,05%	
RANKING*	33º	24º	13º	-	8º	8º	41º	64º	49º	66º	13º	12º	

Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 5 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE NORTE (N)



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

QUADRO 4 - RANKING DE PERFORMANCE ASCENDENTE DE PRECIPITAÇÃO NORTE (N)

	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26
%MLT	63,86%	54,57%	42,73%	-	67,64%	69,07%	107,99%	92,37%	93,40%	74,74%	71%	76,07%
RANKING*	73º	56º	35º	-	23º	22º	57º	37º	96º	27º	21º	22º

Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

Disclaimer: Nos quadros referentes aos rankings de performance ascendente de precipitação estão representadas as posições, começando da pior para a melhor, da performance da precipitação em porcentagem da MLT (Média de Longo Prazo) de cada mês do ano para cada submercado, comparadas aos dados dos anos anteriores, desde 1931.

1.3 ENERGIA ARMAZENADA - EAR

Os reservatórios do SIN encerraram agosto de 2026 com 64,18% da Energia Armazenada máxima, segundo o ONS. O resultado representa uma redução de 6,52% em relação a julho, mantendo a trajetória de queda característica do período seco. Apesar do recuo, o armazenamento permaneceu acima dos níveis observados em agosto de 2025, com 61,85%, e de 2024, quando registrou 57,72%, indicando uma condição mais favorável em relação aos dois anos anteriores.

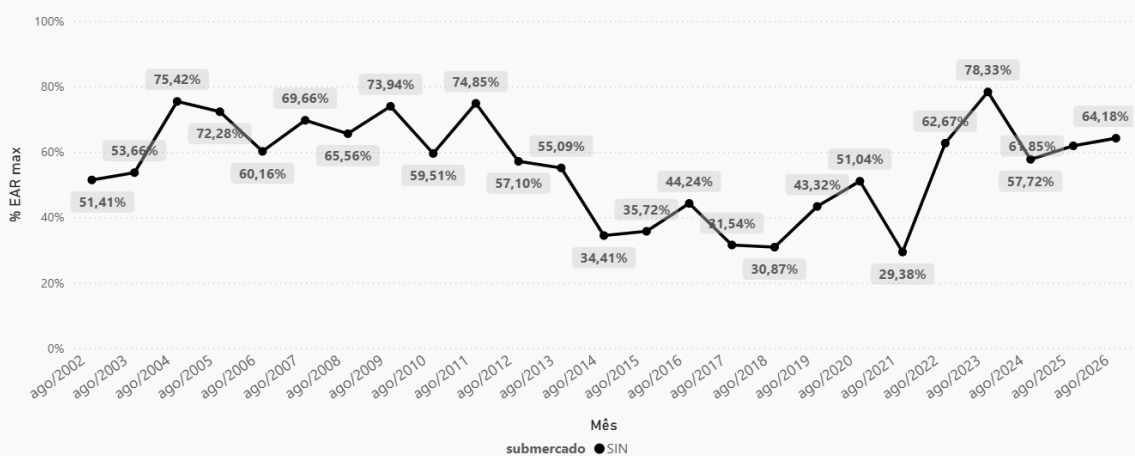
Ao longo do mês, essa redução já vinha sendo observada. Segundo a Agência Canal Energia⁸, o armazenamento do SIN havia recuado para 65,6% em 25 de agosto, acumulando queda de 3,9% no mês. Na ocasião, o Sudeste/Centro-Oeste apresentava o menor nível entre os subsistemas, com 59,4%, enquanto Sul, Norte e Nordeste mantinham níveis mais elevados.

O comportamento mostra que a redução da EAR em agosto ocorreu de forma desigual entre os subsistemas, com maior pressão sobre o Sudeste/Centro-Oeste, que concentra a maior parcela da capacidade de armazenamento do SIN. Ainda assim, o nível agregado do sistema encerrou o mês acima do observado no mesmo período dos dois anos anteriores, preservando uma condição relativamente favorável de armazenamento para a continuidade do período seco.

De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS da última semana operativa de agosto (semana de 25/07/2026 a 31/07/2026) e primeira semana operativa de setembro (29/08/2026 a 04/09/2026), com relação aos submercados, as projeções para o final do mês de junho ficaram em:

• SE/CO	58,7%	• NE	74,3%
• SUL	83,2%	• N	83,1%

GRÁFICO 6 - ENERGIA ARMAZENADA - EAR%



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 22/08 a 28/08/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_08_26%20a%2028_08_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.
- DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 29/08 a 04/09/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_08_26%20a%2004_09_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.
- AGÊNCIA CANALENERGIA. Região SE/CO opera com 59,4% e armazenamento do SIN fica em 65,6%. 2026. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53354690/regiao-se-co-opera-com-59-4-e-armazenamento-do-sin-fica-em-65-6>. Acesso em: 24 set. 2026.

2. OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Em agosto de 2026, a operação do SIN foi marcada pelo crescimento da carga de energia, que avançou tanto em relação a julho quanto na comparação com o mesmo mês de 2025. A geração hidrelétrica permaneceu como principal fonte de atendimento ao sistema, mantendo-se em patamar elevado ao longo do período, enquanto a geração térmica e nuclear apresentou maior oscilação entre as semanas. Os intercâmbios de energia também registraram alterações nos fluxos entre os submercados, especialmente nas transferências envolvendo o Nordeste, o Norte e o Sudeste/Centro-Oeste. No intercâmbio internacional, o SIN manteve importação de energia, porém em volume inferior ao registrado no mês anterior. Já os Encargos de Serviços do Sistema referentes a julho, último dado disponível, totalizaram aproximadamente R\$ 63,89 milhões, com maior participação da Compensação Síncrona e do Constrained-off.

2.1 CARGA DE ENERGIA

A carga de energia do Sistema Interligado Nacional alcançou 79,6 mil MWmed em agosto de 2026, apresentando crescimento de aproximadamente 4,5% em relação a julho, quando foram registrados 76,2 mil MWmed. Na comparação com agosto de 2025, quando a carga ficou em 74,6 mil MWmed, o aumento

foi de cerca de 6,7%, mantendo o resultado acima também do observado no mesmo mês de 2024.

Ao longo de agosto, essa trajetória de crescimento já aparecia nas projeções do ONS. Segundo a Agência Canal Energia⁹, a revisão do Programa Mensal de Operação indicava alta de 6,3% da carga do SIN frente ao mesmo mês de 2025, com destaque para os subsistemas Norte e Nordeste, que apresentavam projeções de crescimento de 9,7% e 9,3%, respectivamente. Para o Sudeste/Centro-Oeste, a expectativa era de avanço de 5,3%, enquanto o Sul apresentava crescimento projetado de 4,4%.

A tendência de expansão deve continuar nos meses seguintes. De acordo com a MegaWhat¹⁰, o ONS projeta que a carga do SIN alcance 85.118 MWmed em setembro, crescimento de 5,93% em relação a setembro de 2025, com nova elevação prevista para outubro, quando poderá chegar a 87.447 MWmed. A expectativa está relacionada, entre outros fatores, ao aumento das temperaturas e à expansão do consumo, indicando continuidade do crescimento da carga após o avanço observado em agosto.

Os valores a partir de maio de 2023 consideram a inclusão do atendimento à carga da micro e minigeração distribuída (MMGD).

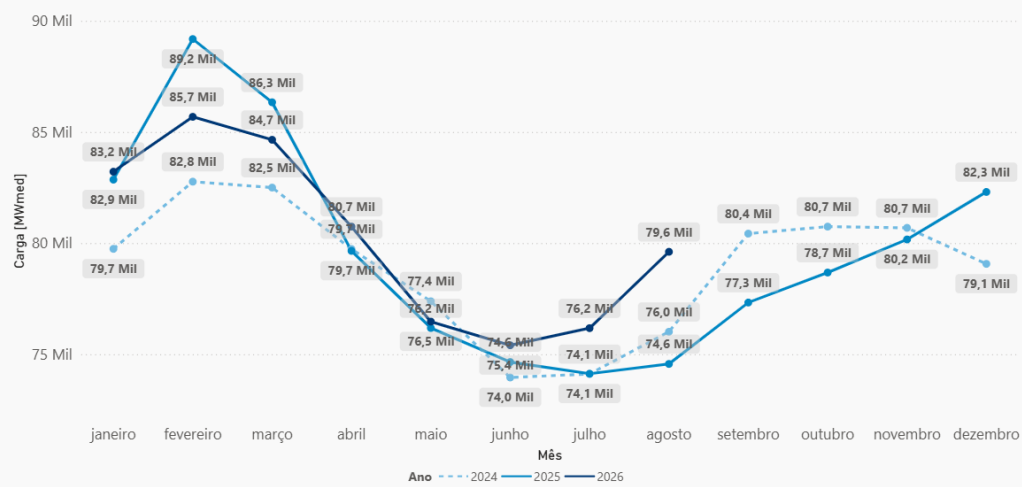
9. AGÊNCIA CANALENERGIA. Carga no SIN em agosto terá crescimento de 6,3%, aponta ONS. 21 ago. 2026. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53354355/carga-no-sin-em-agosto-tera-crescimento-de-63-aponta-ons>. Acesso em: 24 set. 2026.

10. MEGAWHAT. Carga deve crescer 5,9% em setembro com alta das temperaturas. 27 ago. 2026. Disponível em: <https://megawhat.uol.com.br/mercado-energetico/carga-deve-crescer-59-em-setembro-com-alta-das-temperaturas/>. Acesso em: 24 set. 2026.

11. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 22/08 a 28/08/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_08_26%20a%2028_08_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.

12. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 29/08 a 04/09/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_08_26%20a%2004_09_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.

GRÁFICO 7 - CARGA DE ENERGIA MEDIDA EM MEGAWATTS (MW)



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.2 ATENDIMENTO À CARGA

Em agosto/2026, as seguintes observações puderam ser feitas a partir da geração no SIN:

- **Geração Hidrelétrica:** O atendimento à carga pelas hidrelétricas permaneceu relativamente estável ao longo de agosto de 2026, oscilando entre aproximadamente 41,6 mil MWmed e 44 mil MWmed. Na primeira semana do mês, a geração ficou em 44.031,72 MWmed, recuando para 41.632,34 MWmed na semana seguinte. Posteriormente, houve recuperação para 42.933,44 MWmed na terceira semana e novo avanço para 43.933,44 MWmed na quarta semana operacional. De forma geral, a geração hidrelétrica manteve-se em patamar elevado durante todo o mês, com pequenas oscilações semanais e sem variações tão acentuadas quanto as observadas em julho.

- **Geração Térmica e Nuclear:** A geração térmica e nuclear apresentou oscilações ao longo de agosto. O mês começou com 10.267,61 MWmed, seguido por uma redução mais expressiva na segunda semana, quando a geração recuou para 8.588,46 MWmed. Na terceira semana operativa, houve recuperação, com o atendimento alcançando 10.541,93 MWmed, o maior valor do período. Já na quarta semana, a geração voltou a diminuir, encerrando o mês em 9.886,85 MWmed. De forma geral, o mês para geração térmica e nuclear foi marcado pela alternância entre períodos de maior e menor participação dessas fontes no atendimento à carga, sem apresentar uma trajetória contínua de crescimento ou redução ao longo do período.

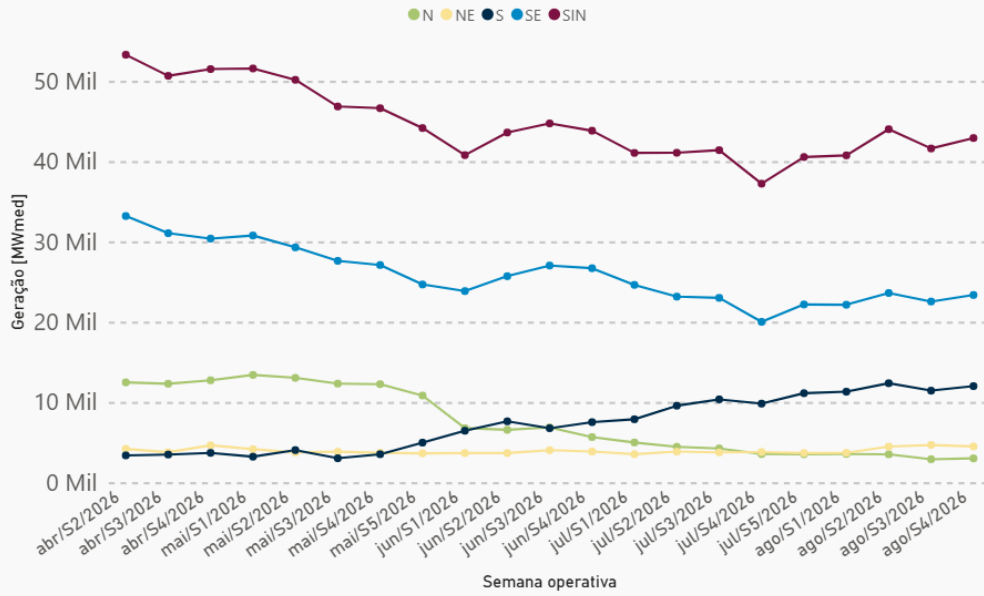
- **Geração Eólica:** A geração eólica apresentou avanço em agosto. O mês começou em 14.427,77 MWmed e recuou na segunda semana para 13.423,82 MWmed, menor valor do período. A

partir daí, a produção voltou a crescer, alcançando 15.438,31 MWmed na quarta semana. De forma geral, agosto foi marcado por uma recuperação da geração eólica após a queda observada no início do mês, encerrando o período em nível superior ao registrado na primeira semana e reforçando a contribuição da fonte para o atendimento à carga.

- **Geração Solar:** A geração solar apresentou crescimento ao longo de agosto de 2026, com avanço em todas as semanas do mês. A produção iniciou o período em 12.558,64 MWmed e recuou levemente para 12.399,42 MWmed na segunda semana. Em seguida, voltou a crescer, alcançando 13.518,86 MWmed na terceira semana e 13.588,51 MWmed na quarta. De forma geral, agosto foi marcado por uma trajetória de recuperação da fonte solar após a pequena redução inicial, encerrando o mês em nível superior ao observado na primeira semana e reforçando sua participação no atendimento à carga.

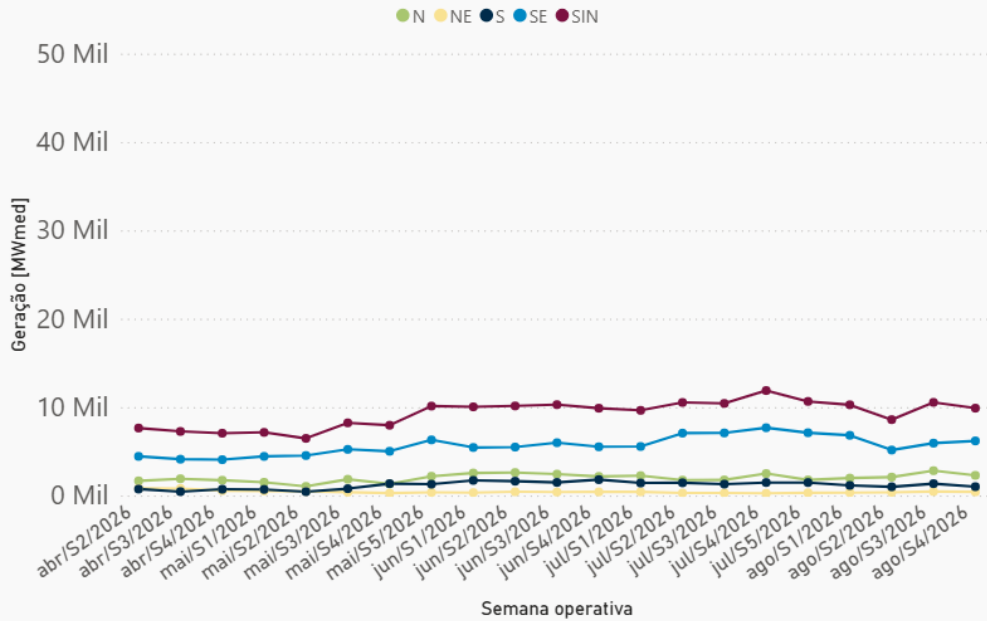
No mês de agosto, a geração hidrelétrica permaneceu como principal fonte de atendimento à carga do SIN, mantendo-se em patamar elevado e com relativa estabilidade ao longo das semanas. A geração térmica e nuclear apresentou maior oscilação, com recuo na segunda semana, recuperação na terceira e nova redução no fechamento do período. Entre as fontes renováveis, a geração eólica ganhou força na segunda metade do mês, encerrando agosto em nível superior ao observado no início, enquanto a geração solar também apresentou trajetória de crescimento, com avanço nas últimas semanas. Assim, agosto foi marcado pela manutenção da predominância hidrelétrica, por variações na participação da geração térmica e nuclear e pelo fortalecimento das fontes eólica e solar ao longo do mês.

GRÁFICO 8 - GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR SUBMERCADO



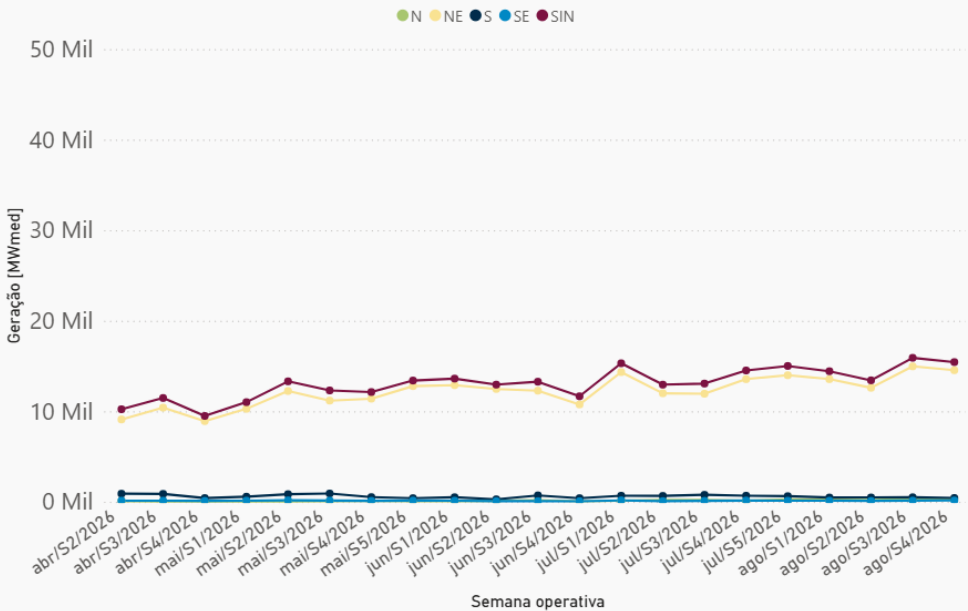
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 9 - GERAÇÃO TÉRMICA E NUCLEAR POR SUBMERCADO



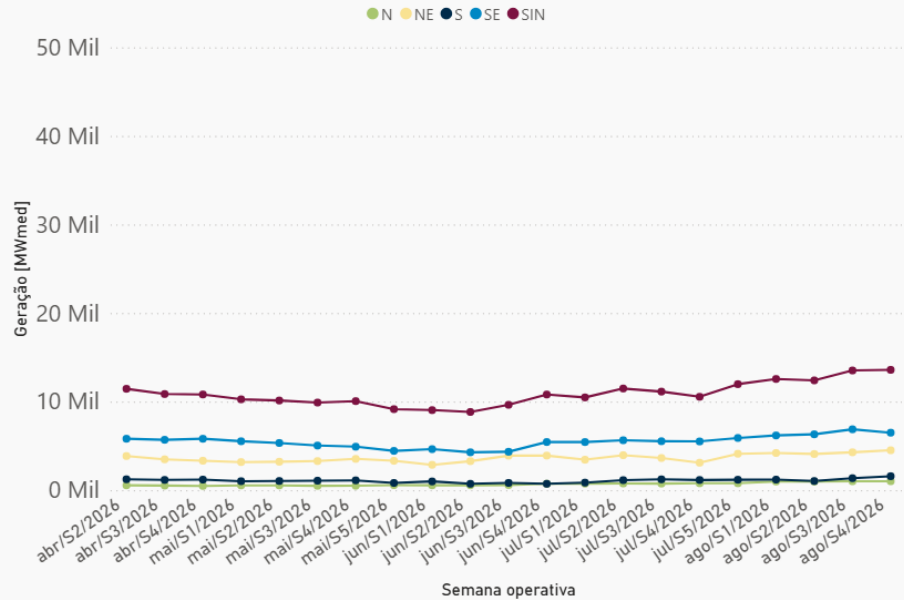
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 10 – GERAÇÃO EÓLICA POR SUBMERCADO



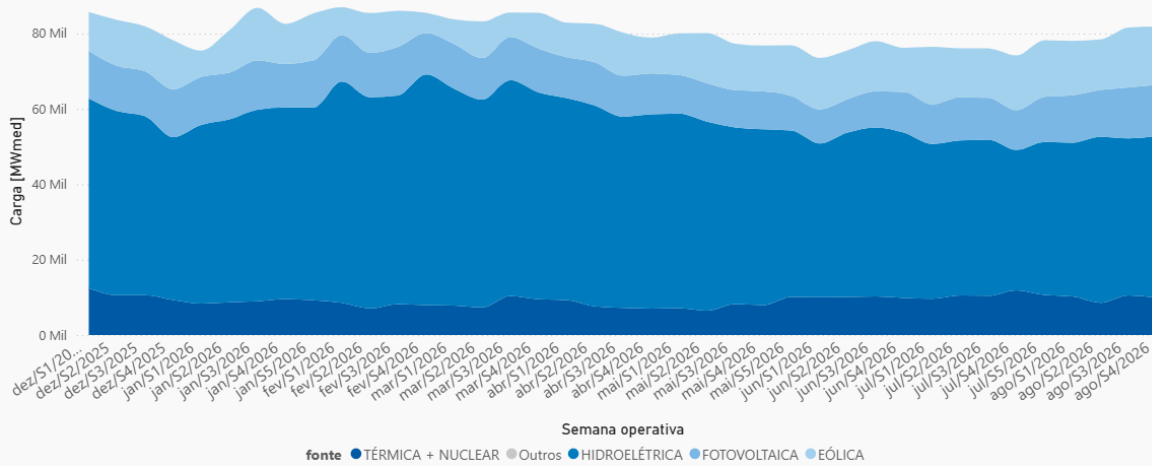
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 11 – GERAÇÃO SOLAR POR SUBMERCADO



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 12 - ATENDIMENTO À CARGA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.3 INTERCÂMBIO DE ENERGIA

Em agosto de 2026, os intercâmbios de energia no SIN apresentaram maior intensidade nas interfaces NE-CO e SE-CO, que registraram fluxos médios de 5,84 GWmed e 5,73 GWmed, respectivamente. Nas interfaces N-CO e S-SE, os valores ficaram em 1,79 GWmed e 1,90 GWmed. Já no intercâmbio inter-

nacional, o SIN apresentou importação média de 0,63 GWmed. Dessa forma, os principais fluxos do mês ficaram concentrados nas interligações envolvendo as regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, enquanto os demais intercâmbios ocorreram em menor magnitude.

FIGURA 1 - MAPA DO BRASIL E FLUXO DO INTERCÂMBIO DE ENERGIA

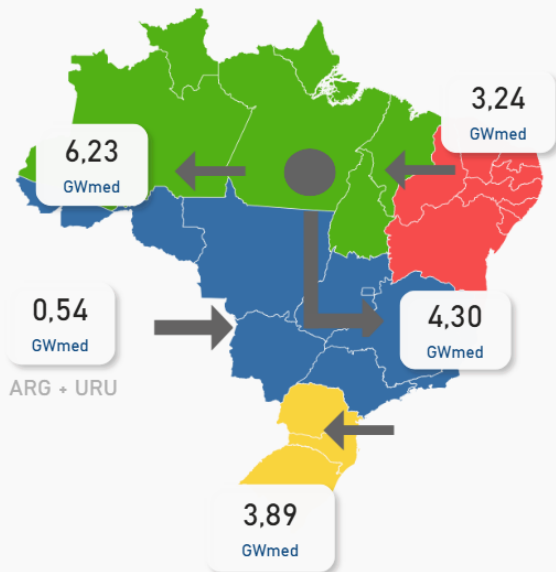


TABELA 1 - INTERCÂMBIO DE ENERGIA ENTRE CONEXÕES

Mês	N-CO	NE-CO	SE-CO	SIN-INT	S-SE
fevereiro	8,10 ←	0,99 ←	4,83 →	0,16 ←	4,26 ←
março	9,04 ←	1,27 ←	2,34 →	0,07 →	7,97 ←
abril	8,71 ←	2,85 ←	3,15 →	0,09 ←	8,41 ←
maio	8,14 ←	4,18 ←	5,35 →	0,74 ←	6,97 ←
junho	4,82 ←	3,78 ←	4,36 →	1,14 ←	4,24 ←
julho	3,01 ←	3,73 ←	4,33 →	0,92 ←	2,42 ←
agosto	1,79 ←	5,84 ←	5,73 →	0,63 ←	1,90 ←

Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.4 ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA - ESS

De acordo com os dados da CCEE referentes a julho de 2026, os Encargos de Serviços do Sistema totalizaram aproximadamente R\$ 63,89 milhões, valor 22,1% inferior ao registrado em junho, quando os encargos somaram cerca de R\$ 81,97 milhões. Esses custos estão associados às medidas necessárias para manter a operação do SIN dentro dos critérios de segurança, estabilidade e confiabilidade, especialmente quando as condições efetivas de operação exigem ajustes em relação à programação inicialmente prevista.

Entre os componentes registrados no mês, a Compensação Síncrona apresentou o maior valor, alcançando aproximadamente R\$ 24,29 milhões. Esse serviço está relacionado à operação de unidades geradoras voltada ao controle de tensão e à estabilidade elétrica do sistema, mesmo quando a produção de energia não constitui sua principal finalidade naquele momento. Na comparação com junho, quando esse encargo ficou em cerca de R\$ 25,56 milhões, houve redução de aproximadamente 5%.

O Constrained-off também teve participação relevante em julho, somando cerca de R\$ 19,31 milhões. Esse encargo está associado à redução da geração determinada pelo ONS em função de restrições ou necessidades operativas do sistema. Em relação a junho, quando alcançou aproximadamente

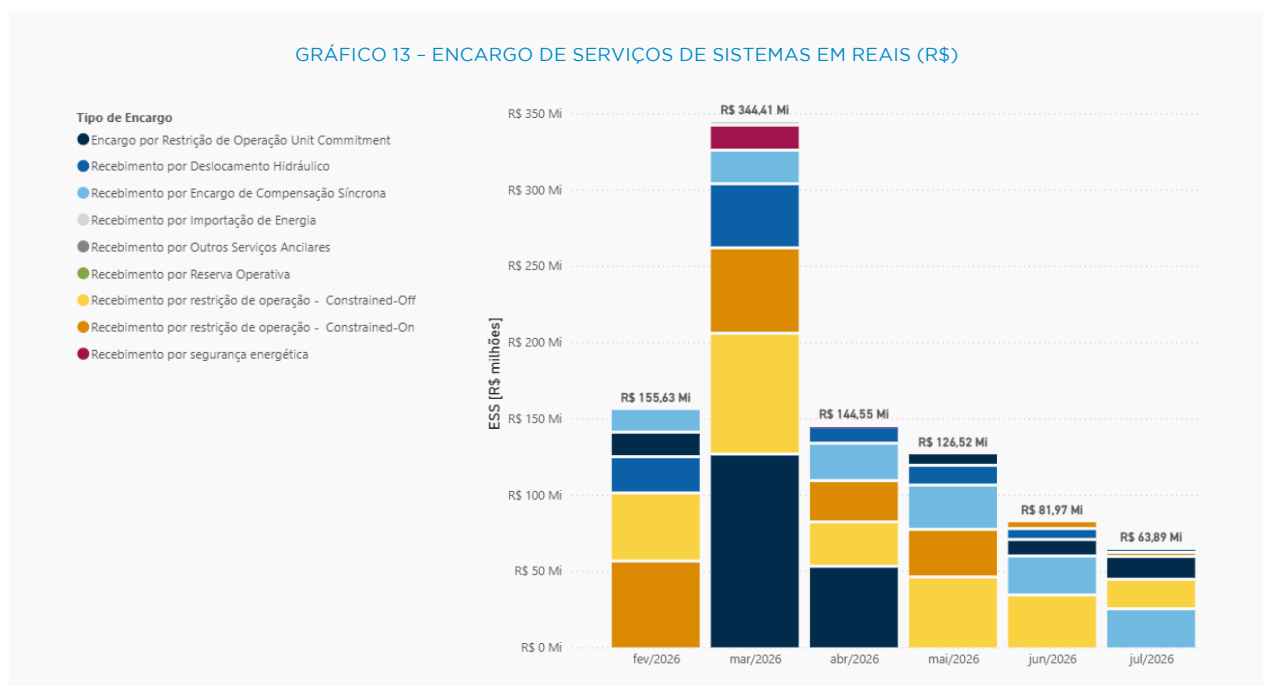
R\$ 33,33 milhões, o valor recuou cerca de 42,1%. Já o Constrained-on totalizou aproximadamente R\$ 2,75 milhões, abaixo dos R\$ 5,12 milhões registrados no mês anterior.

Em sentido contrário, o Unit Commitment apresentou aumento no período, passando de aproximadamente R\$ 10,81 milhões em junho para R\$ 14,95 milhões em julho, crescimento de cerca de 38,4%. Esse encargo está relacionado às restrições técnicas envolvidas na operação das unidades geradoras, principalmente termelétricas, como tempo mínimo de funcionamento, condições de partida e desligamento e limites para aumento ou redução da geração.

O Recebimento do Encargo por Deslocamento Hidráulico atingiu aproximadamente R\$ 2,58 milhões, ante R\$ 7,15 milhões no mês anterior, uma redução de cerca de 63,9%. Esse mecanismo busca compensar usinas hidrelétricas que tiveram sua geração reduzida em função do despacho de outras fontes por razões externas à ordem de mérito econômico.

Assim como em junho, não foram registrados valores para Segurança Energética, Importação de Energia, Outros Serviços Ancilares e Reserva Operativa. Os ressarcimentos referentes a serviços ancilares, custos de operação e manutenção, despesas emergenciais e aos demais componentes operativos também permaneceram zerados em julho.

GRÁFICO 13 - ENCARGO DE SERVIÇOS DE SISTEMAS EM REAIS (R\$)



Fonte: Dados da CCEE | Elaboração: FGV Energia

3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em agosto de 2026, o mercado de energia elétrica foi marcado pela redução do PLD médio, que ficou entre R\$ 125,27/MWh e R\$ 128,12/MWh nos submercados, mantendo elevada convergência regional, apesar de o PLD horário ter registrado picos de até R\$ 1.611,04/MWh. A bandeira tarifária amarela permaneceu vigente pelo quarto mês consecutivo, em um contexto ainda influenciado pelo período seco e pela redução das afluições e dos níveis dos reservatórios em parte do sistema. No mercado forward, os produtos trimestrais e de longo prazo apresentaram valorização ao longo do mês, enquanto a Função de Custo Futuro recuou na comparação mensal. Já na liquidação financeira do MCP referente a julho, último dado disponível, foram contabilizados aproximadamente R\$ 2,13 bilhões em débitos, dos quais 79,65% foram efetivamente liquidados.

3.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS - PLD

3.1.1 Preço de Liquidação de Diferenças Mensal

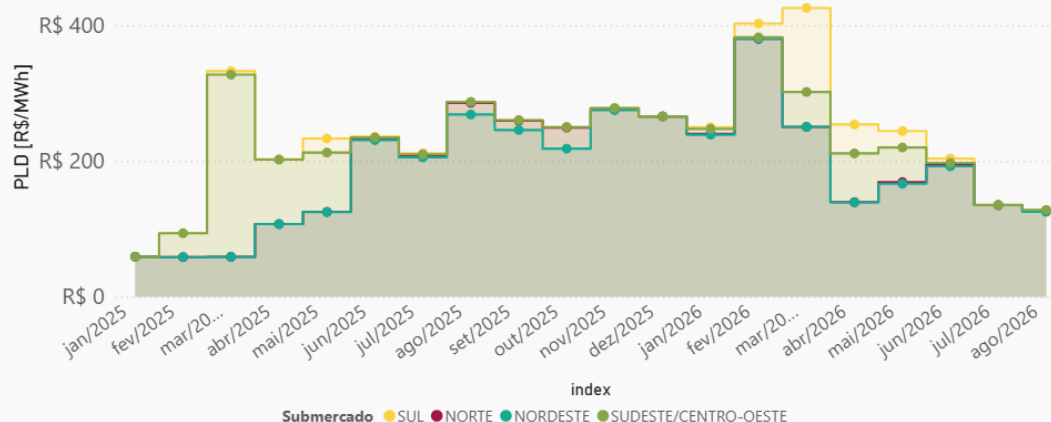
O Preço de Liquidação das Diferenças apresentou pouca variação entre os submercados em agosto de 2026. O Sudeste/Centro-Oeste registrou o maior valor médio mensal, de R\$ 128,12/MWh, praticamente

no mesmo patamar do Sul, com R\$ 128,10/MWh. No Norte, o PLD médio ficou em R\$ 126,70/MWh, enquanto o Nordeste apresentou o menor valor do mês, de R\$ 125,27/MWh. A diferença entre o maior e o menor preço foi de apenas R\$ 2,85/MWh, indicando maior convergência entre os submercados ao longo do período.

Apesar da proximidade entre os valores médios mensais, o comportamento do PLD ao longo das horas produziu efeitos diferentes sobre as fontes de geração. Segundo o levantamento da Dcide, a geração solar capturou preços inferiores ao PLD médio mensal em todos os submercados, em razão da concentração de sua produção em horários nos quais os preços tendem a ser mais baixos. No Norte, essa diferença chegou a R\$ 53,55/MWh, equivalente a 42,3% do PLD médio mensal, enquanto no Sudeste/Centro-Oeste alcançou R\$ 50,71/MWh, ou 39,6% do PLD.

Em sentido contrário, as fontes eólica e hidráulica apresentaram preços médios capturados superiores ao PLD médio do mês, mostrando que o perfil horário de geração continuou influenciando a remuneração das diferentes fontes mesmo em um cenário de preços mensais relativamente próximos entre os submercados.

GRÁFICO 14 - PLD MENSAL



Nota: Valores limites de PLD mensal – Teto: R\$ 1.611,04/MWh e Piso: R\$ 57,31/MWh.

Fonte: Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

3.1.2 Preço de Liquidação de Diferenças Horário

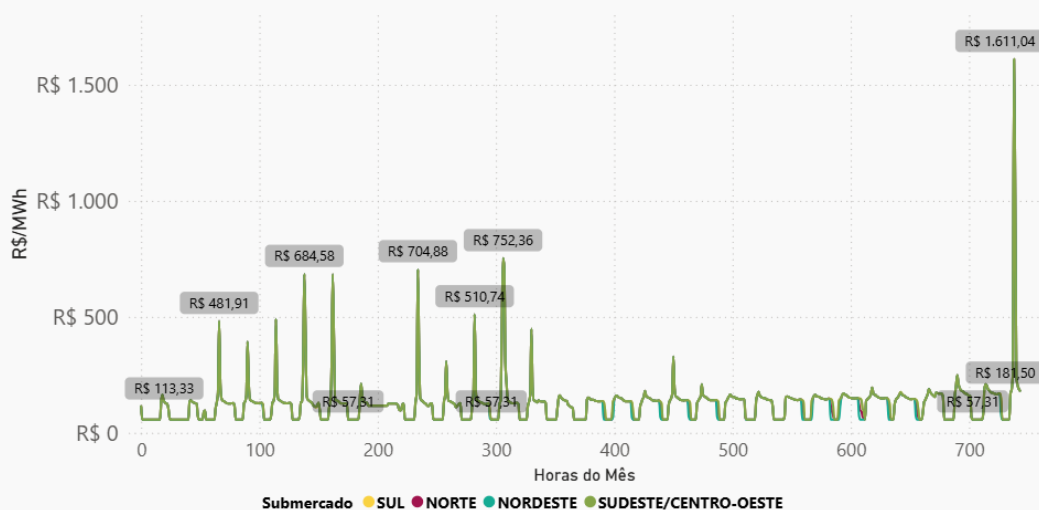
Em agosto de 2026, o PLD horário, que representa a variação do preço da energia ao longo das horas do mês, apresentou oscilações mais intensas do que em julho. Os valores partiram do piso de R\$ 57,31/MWh e chegaram a aproximadamente R\$ 1.611,04/MWh, patamar bastante superior ao máximo de R\$ 610,85/MWh registrado em julho. Esse comportamento mostra que, embora boa parte do mês tenha sido marcada por preços mais moderados, ocorreram episódios pontuais de forte valorização ao longo das horas.

Na comparação entre os submercados, o comportamento foi bastante semelhante, com diferenças pequenas nos valores médios mensais. O Sudeste/Centro-Oeste apresentou a maior média, de R\$

128,12/MWh, praticamente no mesmo nível do Sul, com R\$ 128,10/MWh. No Norte, o preço médio ficou em R\$ 126,70/MWh, enquanto o Nordeste registrou a menor média do mês, de R\$ 125,27/MWh. Apesar dessa proximidade entre as médias, todos os submercados apresentaram forte amplitude entre os menores e os maiores valores horários, refletindo a variação das condições de oferta e demanda ao longo do dia.

De forma geral, agosto combinou médias mensais inferiores às observadas em julho com picos horários significativamente mais elevados. Isso indica que o mês apresentou preços médios relativamente contidos entre os submercados, mas com momentos específicos de maior pressão sobre o PLD, especialmente nas horas em que há redução da geração solar e maior necessidade de atendimento da carga por outras fontes.

GRÁFICO 15 - PLD NO MÊS DE JULHO DE 2026 POR HORA



Nota: Valores limites de PLD horário – Teto: R\$ 1.611,04/MWh e Piso: R\$ 57,31/MWh.

Fonte: Dados do CCEE| Elaboração: FGV Energia

3.2 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Em agosto de 2026, permaneceu vigente a bandeira tarifária amarela, repetindo o cenário observado desde maio. A manutenção da sinalização ocorreu em um contexto de período seco, no qual, apesar dos maiores volumes de precipitação observados nas bacias da Região Sul e de episódios de chuva em outras bacias de interesse do SIN, a estiagem permaneceu em parte relevante do sistema.

Esse cenário de chuvas distribuídas de forma irregular contribuiu para a manutenção de condições menos favoráveis à geração hidrelétrica. Segundo a ANEEL¹³, a redução das aflúências e dos níveis dos reservatórios durante o período seco aumenta a necessidade de utilização de fontes de geração com custos mais elevados. Dessa forma, a permanência da bandeira amarela em agosto esteve associada às condições hidrológicas observadas no período, mantendo a cobrança adicional de R\$ 1,885 a cada 100 kWh consumidos.

TABELA 2- BANDEIRAS TARIFÁRIAS DOS ÚLTIMOS 7 ANOS

Ano	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
2020		 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 62,43
2021	 13,43	 13,43	 13,43	 13,43	 41,69	 62,43	 94,92	 94,92	 142,00	 142,00	 142,00	 142,00
2022	 142,00	 142,00	 142,00	 71,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00
2023	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00
2024	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 18,85	 0,00	 44,63	 78,77	 18,85	 0,00
2025	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 18,85	 44,63	 44,63	 78,77	 78,77	 44,63	 44,63	 18,85
2026	 0,00	 0,00	 0,00	 0,00	 18,85	 18,85	 18,85	 18,85				

 **Bandeira Amarela**
 **Bandeira Vermelha patamar 1**
 **Bandeira Vermelha patamar 2**
 **Bandeira Verde**
 **Bandeira Escassez Hídrica**

Nota 1: Em 2020, no período de junho a novembro, a bandeira verde foi acionada como medida emergencial devido pandemia da Covid-19.

Nota 2: Conforme determinação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), a bandeira tarifária Escassez Hídrica ficou em vigor de setembro de 2021 a meados de abril de 2022.

Fonte: Dados da ANEEL | Elaboração: FGV Energia

13. Fonte: ANEEL. **Bandeira tarifária continua amarela em agosto**. 2026. Disponível em: gov.br/aneel. Acesso em: 25 set. 2026.
14. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 22/08 a 28/08/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-22_08_26%20a%2028_08_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.
15. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO agosto de 2026 — semana operativa de 29/08 a 04/09/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-29_08_26%20a%2004_09_26.pdf. Acesso em: 22 set. 2026.

3.3 PREÇOS DE CONTRATO NO ACL

Ao final de agosto, o mercado forward de energia apresentou valorização nos diferentes horizontes de negociação. Os índices trimestrais, que representam os preços de referência da energia para os três meses seguintes, avançaram tanto na comparação semanal quanto mensal. Apesar desse movimento de alta mais recente, os valores permaneceram abaixo dos registrados no mesmo período de 2025. Já os índices de longo prazo, associados aos preços médios esperados para os anos de 2027 a 2030, também registraram crescimento na semana e no mês, além de permanecerem valorizados na comparação anual.

O índice trimestral de energia convencional, formado pelos produtos de setembro a novembro de 2026, encerrou o período em R\$ 241,23/MWh, com avanço de 0,89% na semana e de 14,77% no mês. Na comparação com o mesmo período de 2025, entretanto, o índice apresentou retração de 26,41%. A energia incentivada 50%, referente à energia proveniente de fontes que contam com desconto de 50% na TUSD, acompanhou esse movimento. O índice trimestral dessa modalidade alcançou R\$ 269,85/MWh, registrando alta de 0,87% na semana e de 12,91% no mês, enquanto, na comparação anual, ficou 24,47% abaixo do nível observado no ano anterior.

No horizonte de longo prazo, que considera os preços médios de referência dos produtos negocia-

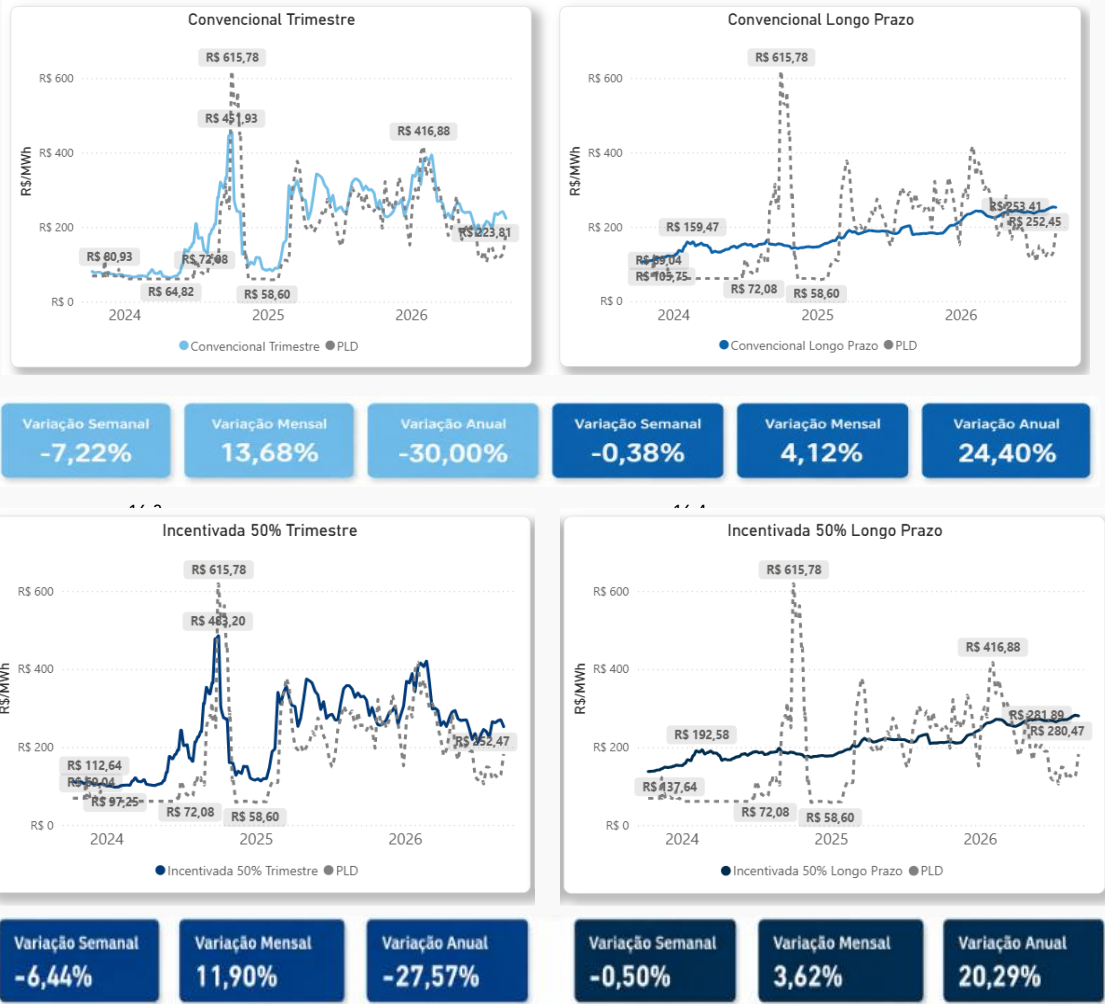
dos para o período de 2027 a 2030, as altas foram mais moderadas na comparação mensal. A energia convencional atingiu R\$ 253,41/MWh, com valorização de 0,97% na semana e de 4,65% no mês, além de aumento de 25,55% em relação ao mesmo período de 2025. Para a energia incentivada 50%, o índice chegou a R\$ 281,89/MWh, apresentando crescimento de 0,92% na semana, de 4,18% no mês e de 21,48% na comparação anual. Quando considerados somente os produtos equivalentes presentes nos índices dos dois períodos, as altas anuais foram mais expressivas, alcançando 44,77% para a energia convencional e 37,67% para a incentivada 50%.

Por sua vez, a Função de Custo Futuro, calculada pelo modelo DECOMP, funciona como uma referência para o custo esperado de operação do sistema nos períodos futuros e contribui para a decisão sobre a utilização dos diferentes recursos de geração. Ponderada pelo submercado Sudeste, a FCF encerrou a semana em R\$ 144,84/MWh, com aumento de 3,67% frente à semana anterior. No acumulado mensal, entretanto, houve queda de 14,31%, enquanto, na comparação com o mesmo período de 2025, a retração chegou a 55,88%.

Dessa forma, o fechamento de agosto foi caracterizado pela recuperação dos preços no mercado forward, principalmente entre os produtos trimestrais, enquanto a FCF apresentou comportamento distinto, com alta apenas na comparação semanal e redução nas bases mensal e anual.

16. DCIDE. Boletim Semanal da Curva Forward: semana 35 — 26/08/2026. 2026. Disponível em: <https://www.dcide.com.br/>. Acesso em: 25 set. 2026.

GRÁFICO 16 – CURVA FORWARD - MERCADO LIVRE



Fonte: Dados do DCIDE | Elaboração: FGV Energia

3.4 LIQUIDAÇÃO NA CCEE

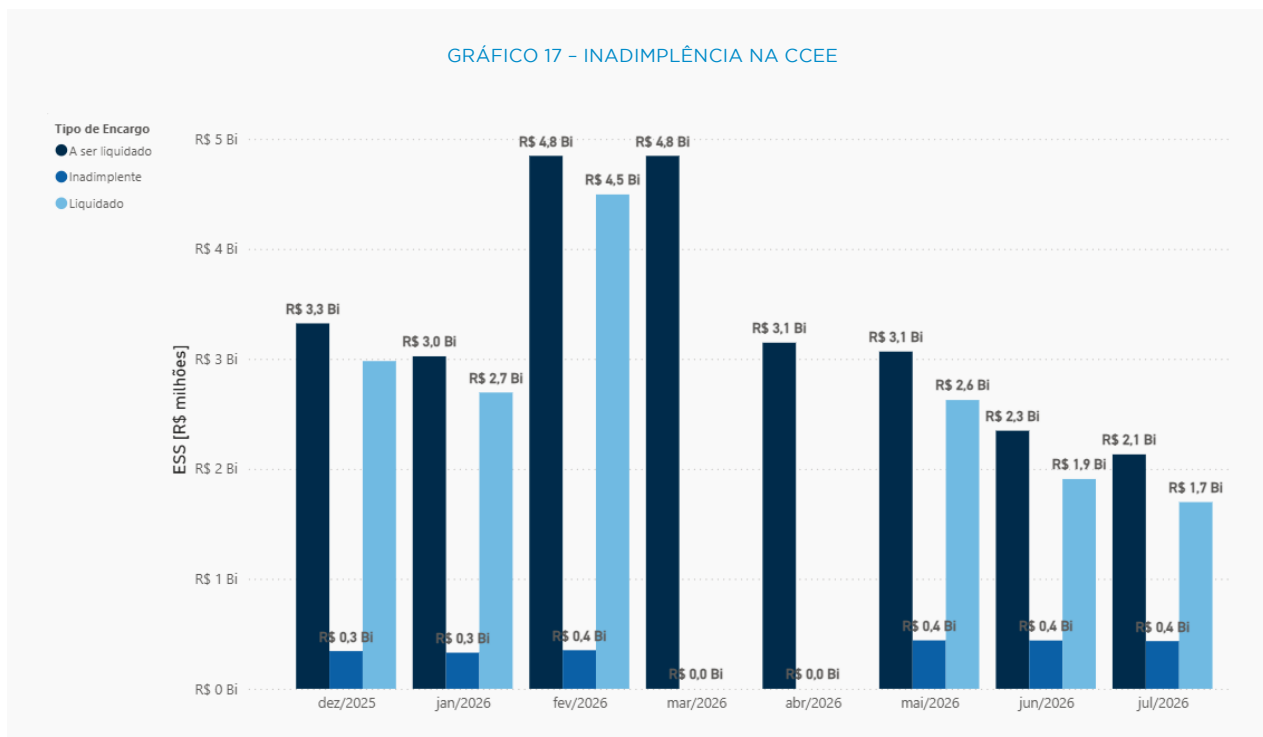
De acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo referente a julho de 2026 movimentou aproximadamente R\$ 2,13 bilhões em débitos. Desse montante, cerca de R\$ 1,70 bilhão foi efetivamente liquidado, o que corresponde a 79,65% do total contabilizado.

A parcela que permaneceu sem liquidação somou aproximadamente R\$ 433,72 milhões, equivalente

a 20,35% do total. Assim, cerca de um quinto dos débitos contabilizados no mês não foi depositado pelos agentes devedores ao final do processo de liquidação financeira.

Na comparação com junho, observa-se uma redução no volume financeiro do MCP. O total contabilizado passou de aproximadamente R\$ 2,35 bilhões para R\$ 2,13 bilhões, uma queda de cerca de 9,3%. O valor efetivamente liquidado acompanhou esse movimento, recuando de R\$ 1,91 bilhão para R\$ 1,70 bilhão, o que representa uma redução de aproximadamente 11,1%.

GRÁFICO 17 - INADIMPLÊNCIA NA CCEE



Fonte: Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

INFORME DO SETOR ELÉTRICO DE AGOSTO 2026 - FGV ENERGIA

Em agosto de 2026, o setor elétrico brasileiro apresentou condições distintas entre os subsistemas, refletindo a heterogeneidade do cenário hidrológico no país. A Região Sul registrou aflúências significativamente acima da média histórica, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste também apresentou condições favoráveis. As regiões Norte e Nordeste, por sua vez, permaneceram com aflúências abaixo da Média de Longo Termo. Mesmo com a redução sazonal dos reservatórios, a Energia Armazenada do SIN encerrou o mês em 64,18%, patamar superior ao observado no mesmo período dos dois anos anteriores.

Na operação do sistema, a carga de energia alcançou 79,6 mil MWmed, registrando crescimento em relação a julho e a agosto de 2025. A geração hidrelétrica manteve-se como a principal fonte de atendimento, ao passo que a geração térmica e nuclear apresentou maior oscilação ao longo do mês. As fontes eólica e solar registraram recuperação nas semanas finais.

No mercado de energia, o Preço de Liquidação das Diferenças médio manteve-se em patamares próximos entre os submercados, variando entre R\$ 125,27/MWh e R\$ 128,12/MWh, embora o PLD horário tenha registrado picos de até R\$ 1.611,04/MWh. A bandeira tarifária amarela permaneceu vigente, e o mercado forward apresentou valorização nos produtos trimestrais e de longo prazo.

O tema de destaque desta edição aborda a evolução da regulação dos Recursos Energéticos Distribuídos. Com a expansão da geração distribuída, dos sistemas de armazenamento, dos veículos elétricos e das cargas flexíveis, a agenda regulatória passa a incorporar não apenas os critérios tradicionais de conexão, mas também aspectos essenciais de observabilidade, operabilidade e controlabilidade. A proposta em debate na ANEEL sinaliza uma mudança estrutural relevante na forma como esses recursos poderão ser integrados e coordenados no sistema elétrico brasileiro.

Fontes: ONS, CCEE e ANEEL.

#SetorElétrico #EnergiaSolar #EnergiaEolica #EnergiaHidrica #Sustentabilidade #FGVEnergia #FGV

GLOSSÁRIO DE SIGLAS**MANTENEDORES**