



INFORME

Setor Elétrico

JULHO/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 aflúências 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 O MÊS DE JULHO DE 2026 COM PROJEÇÕES PARA AGOSTO DE 2026.

DESTAQUES

EPE DESTACA FLEXIBILIDADE COMO DIFERENCIAL NOS FUTUROS LEILÕES DE ENERGIA

O presidente da EPE, Thiago Prado, destacou que os futuros leilões do setor elétrico deverão incorporar de forma crescente atributos como flexibilidade operacional, armazenamento, localização dos recursos e capacidade de resposta. A mudança acompanha a expansão das fontes eólica e solar e a necessidade de adaptar o sistema a uma matriz cada vez mais renovável. Segundo a EPE, a evolução dos modelos de contratação também exigirá novos critérios de precificação, capazes de reconhecer o valor desses atributos para a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico.

Flexibilidade será o diferencial nos futuros leilões, diz EPE

[SAIBA MAIS](#)

PROJETO PIRAQUÊ AMPLIA TRANSMISSÃO E PODE REDUZIR CURTAILMENT SOLAR NO NORTE DE MINAS

A entrada em operação do Projeto Piraquê, complexo de transmissão da ISA Energia formado por cerca de 1.000 km de linhas e oito subestações entre Minas Gerais e Espírito Santo, amplia a capacidade de escoamento da geração solar do Norte de Minas. O empreendimento já permite integrar cerca de 2 GW ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e poderá alcançar até 6 GW com a entrada de novos projetos na região. A nova infraestrutura tende a reduzir os cortes de geração associados a limitações da rede, contribuindo para maior aproveitamento da energia renovável produzida no Norte de Minas e reforçando um corredor estratégico de transmissão entre Minas Gerais, Bahia e o Sudeste.

Novo polo de transmissão reduzirá curtailment no Norte de Minas | Editora Brasil Energia

[SAIBA MAIS](#)

CMSE ANTECIPA 1,8 GW PARA REFORÇAR SEGURANÇA DO SISTEMA DIANTE DO EL NIÑO

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) aprovou a antecipação de 1,8 GW em contratos de reserva de capacidade para reforçar o atendimento do Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir de setembro de 2026. A medida responde à elevada probabilidade de ocorrência do El Niño no segundo semestre, que pode reduzir a geração na região Norte e elevar o consumo de energia com o aumento das temperaturas. A decisão também considera incertezas geopolíticas e possíveis impactos sobre os preços dos combustíveis. A antecipação busca recompor parte da capacidade não contratada no LRCAP 2026 e ampliar a segurança do suprimento ao longo de 2026 e início de 2027.

CMSE aprova medidas para preparar o sistema elétrico para os impactos do El Niño e do cenário geopolítico — Ministério de Minas e Energia

[SAIBA MAIS](#)

DATA CENTERS ACELERAM DEMANDA E DESAFIAM EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

A expansão da inteligência artificial e dos data centers está alterando o planejamento do sistema elétrico brasileiro ao concentrar grandes blocos de demanda em regiões com capacidade limitada de conexão à rede. O principal desafio não está na oferta de energia, mas na infraestrutura necessária para levar essa energia aos novos polos consumidores. O aumento dos pedidos de acesso já levou à revisão de regras regulatórias, à criação de mecanismos para organizar a fila de conexão e à antecipação de investimentos em transmissão. O cenário também reforça a necessidade de novas tecnologias e maior agilidade no planejamento para que o país consiga aproveitar a crescente demanda por infraestrutura digital.

Data centers aceleram corrida por conexão e mudam expansão

[SAIBA MAIS](#)

TEMA DA EDIÇÃO

DATA CENTERS E A NOVA FRONTEIRA DE DEMANDA ELÉTRICA NO BRASIL

Debate promovido pela FGV Energia em 18 de agosto colocou em perspectiva os investimentos associados à expansão dos data centers e os desafios de energia, infraestrutura e regulação para sua viabilização no país.

No dia 18 de agosto, a FGV Energia promoveu, no Centro Cultural FGV, no Rio de Janeiro, o evento “Desafios para Data Centers no Brasil: Energia, Infraestrutura Digital e Regulação”, reunindo representantes dos setores público e privado para discutir as condições para a expansão dessa indústria no país. O debate ocorre em um momento em que o avanço da inteligência artificial e da computação em nuvem transforma os data centers em uma nova fronteira de demanda para o setor elétrico. A escala dos projetos aumentou, assim como a velocidade de formação dessa carga, trazendo para o planejamento questões relacionadas à disponibilidade de energia, conexão à rede, segurança de suprimento e competitividade dos investimentos.

As projeções apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ajudam a dimensionar esse movimento. A demanda associada a data centers pode alcançar cerca de 20 GW em dez anos, enquanto a estimativa para 2030 chegou a 5,6 GW após uma revisão que acrescentou aproximadamente 2,2 GW em poucos meses. Mais do que um exercício de projeção, esses números sinalizam a possível incorporação de uma carga de grande porte, concentrada e com elevada exigência de disponibilidade. O Brasil, por sua vez, reúne atributos relevantes para disputar esses investimentos, entre eles uma matriz elétrica de baixo carbono, a dimensão do Sistema Interligado Nacional, ampla disponibilidade de recursos renováveis, infraestrutura de conectividade internacional e posição favorável no mercado latino-americano.

A materialização dessa vantagem depende, porém, da capacidade de oferecer energia firme e conexão em prazos compatíveis com os projetos. Entre janeiro de 2025 e julho de 2026, o ONS processou 137 pedidos de acesso de data centers à rede básica, somando 12 GW de demanda solicitada. Pareceres de viabilidade foram emitidos para 8 GW e mais de 2 GW já haviam formalizado contratos de uso do sistema de transmissão. Os números indicam uma carteira relevante de projetos em avaliação e contratação, mas também evidenciam a pressão potencial sobre a infraestrutura. Data centers de centenas de megawatts podem demandar reforços de transmissão, subestações e equipamentos cuja implantação segue ciclos mais longos que os prazos normalmente considerados pela indústria de tecnologia.

Esse descompasso amplia a importância de soluções capazes de complementar a expansão convencional da rede. A geração próxima à carga pode contribuir para antecipar o atendimento e aumentar a segurança do suprimento, enquanto o gás natural aparece como uma alternativa para oferecer potência firme durante a implantação ou até a conexão plena ao sistema. O armazenamento em baterias também tende a ganhar espaço ao suavizar variações de curto prazo, reduzir picos e sustentar a operação diante de contingências. Em conjunto com mecanismos de modulação de consumo e resposta da demanda, essas tecnologias permitem que grandes data centers sejam tratados de forma mais flexível pelo sistema elétrico, inclusive com potencial para integrar melhor sua carga à disponibilidade de geração renovável.

A discussão sobre infraestrutura se conecta diretamente ao ambiente regulatório e tributário. O debate sobre o Redata evidencia o peso da tributação dos equipamentos na decisão de localização dos investimentos, enquanto requisitos de conexão, licenciamento, proteção de dados e regras aplicáveis aos setores de energia e telecomunicações influenciam a previsibilidade dos projetos. Para empreendimentos intensivos em capital e sujeitos à concorrência internacional, prazos elevados e incerteza regulatória podem reduzir a atratividade do país mesmo quando há disponibilidade de recursos energéticos. Ao mesmo tempo, os mecanismos de acesso à rede precisam preservar a disciplina necessária para limitar solicitações especulativas sem criar custos desproporcionais para projetos efetivamente maduros.

A dimensão econômica também reforça a relevância do tema. Estimativa apresentada pelo BNDES situa o investimento em data centers em torno de US\$ 10 milhões por megawatt de capacidade, o que levaria um empreendimento de 1 GW à ordem de US\$ 10 bilhões apenas na instalação do próprio data center. A esses valores se somam investimentos em geração, redes, subestações, sistemas de armazenamento e outras infraestruturas necessárias à sua operação. Projetos dessa escala podem ainda mobilizar fornecedores de equipamentos elétricos, refrigeração, construção civil e serviços especializados, criando uma interface crescente entre as cadeias de energia e infraestrutura digital.

A disponibilidade de energia de baixo carbono constitui, portanto, uma vantagem relevante, mas não assegura por si só a atração dos projetos. A competitividade brasileira dependerá da capacidade de coordenar planejamento elétrico, expansão da transmissão, alternativas de suprimento, tributação, regulação e infraestrutura digital em prazos compatíveis com o ritmo de decisão dessa indústria. Como a localização dos data centers é disputada internacionalmente e pode ser redefinida em horizontes mais curtos que os ciclos tradicionais de expansão do setor elétrico, transformar vantagens estruturais em projetos concretos exige coordenação e velocidade. Para o setor elétrico, o desafio é incorporar essa nova carga com antecedência, flexibilidade e segurança, de modo que a expansão da infraestrutura digital possa avançar sem comprometer a confiabilidade do sistema e com condições efetivas de competitividade para os investimentos.

1. CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS E CLIMÁTICAS

Nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Madeira, Tapajós e na incremental à UHE Itaipu, as precipitações ficaram, de forma geral, mais próximas da média. Já nas demais bacias de interesse do SIN, predominou um cenário de tempo mais seco e manutenção da estiagem, principalmente em áreas do Sudeste e Centro-Oeste. Assim, julho foi marcado por um contraste regional, com maior atividade de chuva no Sul e persistência de condições mais secas em boa parte das demais regiões relevantes para o SIN.

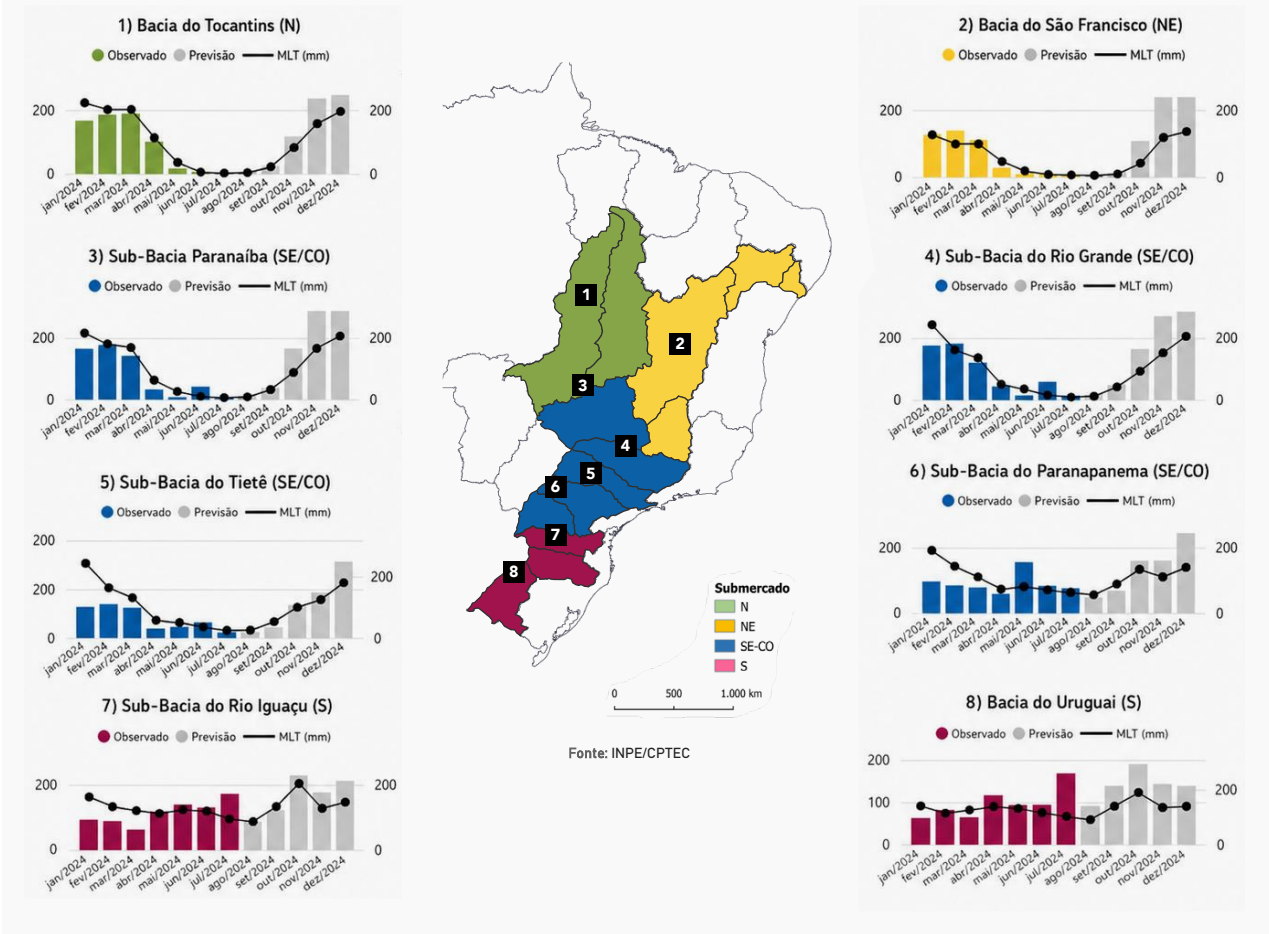
1.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Ao longo de julho de 2026, as condições meteorológicas favoreceram maior ocorrência de chuvas sobre a Região Sul, especialmente nas áreas associadas às bacias dos rios Jacuí, Uruguai e Iguaçu, sob influência

recorrente de frentes frias e áreas de instabilidade. Esse comportamento está em linha com o observado nas bacias de interesse do SIN, onde essas regiões apresentaram precipitações mais significativas e, em alguns períodos, acima da média.

Em julho de 2026, as condições hidrológicas e climáticas do SIN foram marcadas por diferenças importantes entre os subsistemas, refletindo a distribuição irregular das chuvas pelo país. Enquanto o Sul apresentou condições mais favoráveis, com maior ocorrência de precipitações e recuperação das aflúências, outras regiões permaneceram sob influência do período seco. Ainda assim, os níveis de armazenamento dos reservatórios se mantiveram em patamar confortável, contribuindo para a segurança do atendimento energético.

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



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

1. COPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — semana operativa de 25/07 a 31/07/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_07_26%20a%2031_07_26.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informe do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — Revisão 4. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20JUL_2026%20-%20RV4.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.

1.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

Em julho/2026,

- **SE/CO:** No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a ENA alcançou 24.018,53 MWmed, resultado aproximadamente 18% superior ao registrado no mesmo período de 2025, quando atingiu 20.361,58 MWmed. Em relação a junho de 2026, quando foram observados 29.813,29 MWmed, houve redução de cerca de 19,4%, refletindo a continuidade do período sazonalmente mais seco. Ainda assim, as aflúncias corresponderam a 98,6% da MLT, patamar bastante próximo da média histórica para o mês e superior aos 95,2% registrados em junho, indicando condições hidrológicas relativamente próximas do padrão esperado para o período.

- **S:** A Energia Natural Afluente apresentou forte recuperação no mês de julho, revertendo o quadro de aflúncias reduzidas observado no mês anterior. Após registrar 7.155,69 MWmed e 60,48% da MLT em junho, a ENA avançou para cerca de 28.549,01 MWmed em julho, alcançando 267,73% da MLT. O resultado também ficou expressivamente acima do observado em julho de 2025, mais que dobrando o volume registrado naquele período. Com esse desempenho, o subsistema alcançou a 95ª posição no ranking histórico, evidenciando um mês de aflúncias excepcionalmente elevadas em relação ao padrão sazonal.

- **NE:** No subsistema Nordeste, a ENA alcançou 2.332,82 MWmed, volume aproximadamente 34,2% superior ao registrado no mesmo mês de 2025, quando foram observados 1.738,85 MWmed. Na comparação com junho de 2026, entretanto, houve recuo de cerca de 12%, ante os 2.650,42 MWmed registrados no mês anterior. Apesar da redução em termos absolutos, as aflúncias passaram de 56,54% para 62,89% da MLT, indicando melhora em relação ao padrão sazonal. Ainda assim, a ENA permaneceu abaixo da média histórica para julho, colocando o subsistema na 12ª posição no ranking analisado.

- **N:** No subsistema Norte, a Energia Natural Afluente manteve trajetória de redução em julho de 2026, alcançando cerca de 3,7 mil MWmed, ante 6.619,89 MWmed registrados em junho. O movimento acompanha a redução sazonal das aflúncias característica deste período do ano. Em relação à Média de Longo Termo, o indicador passou de 74,74% em junho para 71% em julho, mantendo as aflúncias abaixo do padrão histórico mensal.

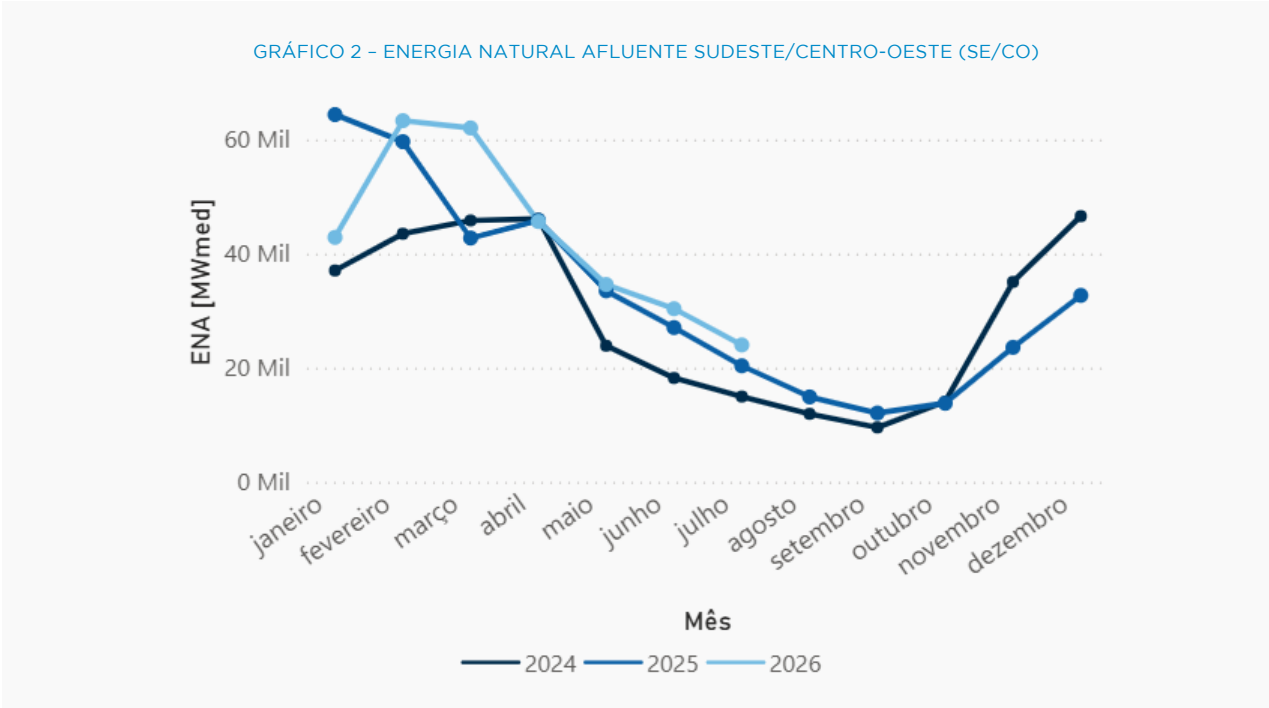
De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS, foram informados os seguintes valores de previsão para o final do mês de julho em relação à MLT (%):

• SE/CO	91%	• NE	61%
• S	256%	• N	65%

3. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — semana operativa de 25/07 a 31/07/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_07_26%20a%2031_07_26.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.

4. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informe do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — Revisão 4. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20JUL_2026%20-%20RV4.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.

GRÁFICOS ENA



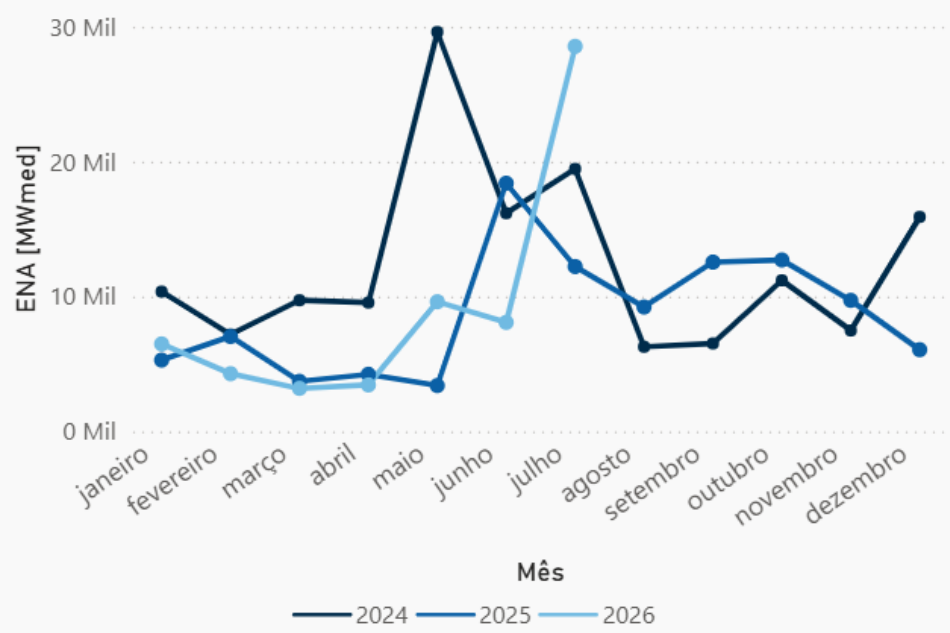
Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

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

	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
%MLT	78,1%	64,0%	58,6%	77,3%	-	68,4%	94,3%	95,4%	89,0%	93,2%	95,2%	98,6%
RANKING*	16º	16º	72º	88º	-	12º	45º	43º	29º	95º	43º	50º

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 3 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUL (S)



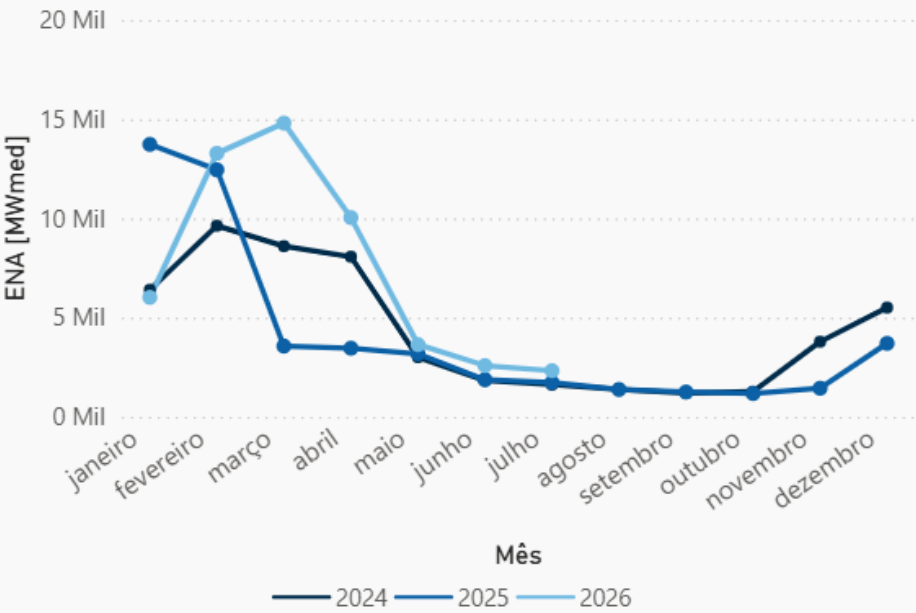
Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

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

	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	
%MLT	82,58%	113,40%	101,56%	108,32%	-	88,9%	53,84%	46,48%	54,27%	114,97%	60,48%	267,73%	
RANKING*	51º	90º	72º	88º	-	53º	24º	12º	24º	90º	33º	95º	

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 4 – ENERGIA NATURAL AFLUENTE NORDESTE (NE)



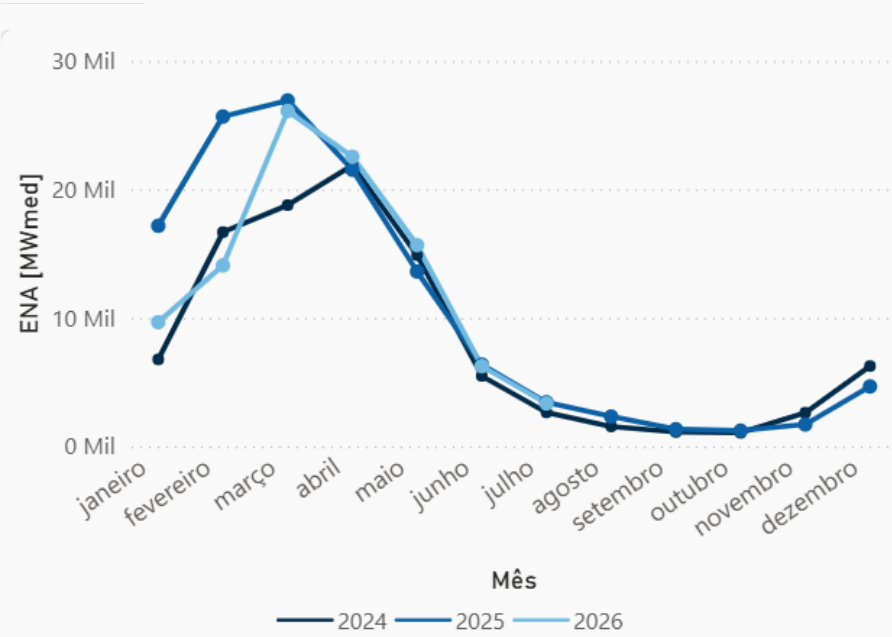
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

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

2025	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
%MLT	41,56%	43,43%	38,14%	22,15%	-	44,99%	93,63%	105,89%	88,87%	56,54%	56,54%	62,89%
RANKING*	4º	33º	24º	13º	-	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)

2025	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
%MLT	84,96%	63,86%	54,57%	42,73%	-	67,64%	69,07%	107,99%	92,37%	93,40%	74,74%	71%
RANKING*	26º	73º	56º	35º	-	23º	22º	57º	37º	96º	27º	21º

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

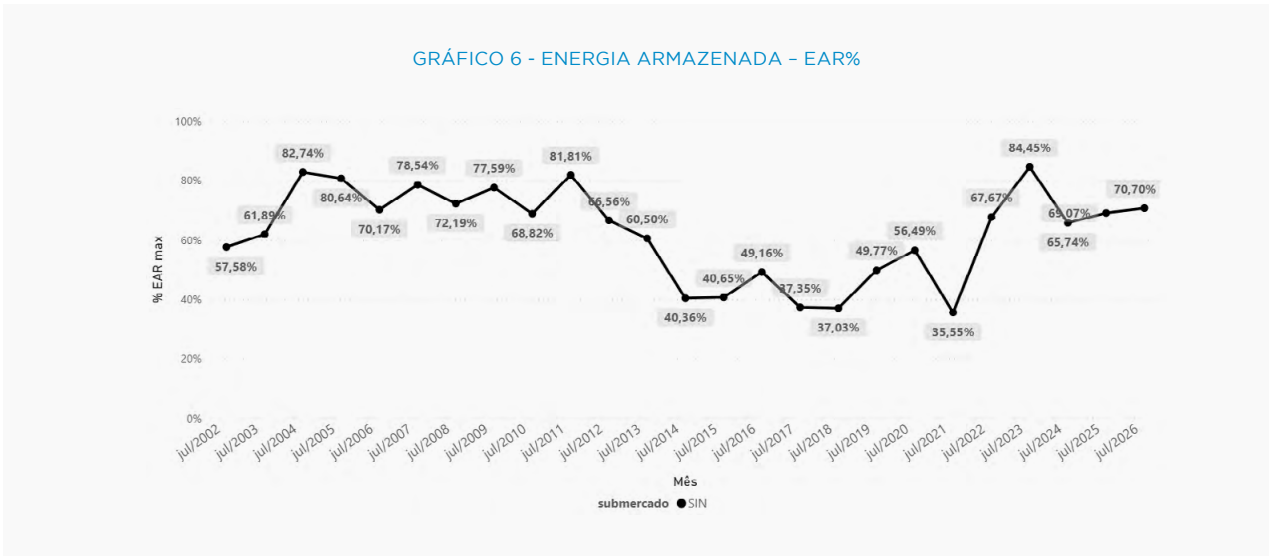
Os reservatórios do Sistema Interligado Nacional mantiveram uma condição favorável em julho de 2026, encerrando o mês com 70,70% da capacidade máxima, segundo o ONS. O resultado ficou ligeiramente abaixo do registrado em junho, representando uma redução de 0,27%. Ainda assim, o nível permaneceu acima do observado no mesmo período dos dois anos anteriores, indicando maior disponibilidade de energia armazenada.

O principal destaque foi o subsistema Sul, beneficiado pelas melhores condições hidrológicas do período. Segundo a Agência Canal Energia, as aflúências chegaram a mais que o dobro da média histórica no início do mês, contribuindo para a recuperação e preservação dos reservatórios da região.

Mesmo com o avanço do período seco, os elevados estoques de água, especialmente no Norte e Nordeste, mantiveram o sistema em uma situação confortável para o atendimento da demanda de energia.

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

- SE/CO 63,1%
- SUL 88,4%
- NE 83,3%
- N 90,8%



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

5. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — semana operativa de 25/07 a 31/07/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_07_26%20a%2031_07_26.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
6. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informe do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — Revisão 4. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20JUL_2026%20-%20RV4.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
7. CANAL ENERGIA. Reservatórios do Sul contam com 79,8% da capacidade. 7 jul. 2026. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53351055/reservatorios-do-sul-contam-com-798-da-capacidade>. Acesso em: 25 ago. 2026.

2. OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Em julho de 2026, a operação do SIN refletiu o aumento da demanda de energia, com a carga avançando em relação a junho e ao mesmo mês de 2025. A geração hidrelétrica manteve a maior participação no atendimento ao sistema, enquanto térmicas e nucleares ganharam espaço em momentos de maior necessidade operativa; eólica e solar, por sua vez, encerraram o mês em recuperação. Os intercâmbios entre os subsistemas permaneceram relevantes para o equilíbrio da operação, com destaque para os fluxos partindo do Centro-Oeste e do Sudeste, além da importação de energia do sistema internacional. O período também foi acompanhado pelos Encargos de Serviços do Sistema referentes a junho, último dado disponível, que somaram R\$ 77,37 milhões, com maior participação do Constrained-off e da Compensação Síncrona.

2.1 CARGA DE ENERGIA

A carga de energia do Sistema Interligado Nacional alcançou 76.174,51 MWmed em julho de 2026, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O resultado ficou aproximadamente 2,8% acima do registrado em julho de 2025, quando

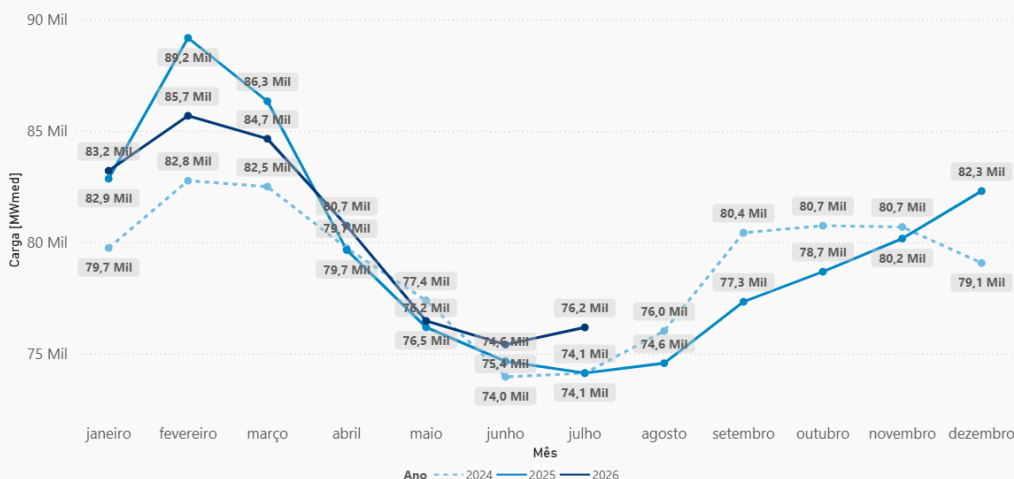
a carga foi de 74.124,86 MWmed, evidenciando aumento da demanda no comparativo anual.

Ao longo do mês, o ONS já sinalizava essa tendência de crescimento. Em 24 de julho, a projeção para a carga do SIN indicava avanço anual de 2,4%, acima da estimativa anterior de 2,1%. Segundo a Agência Canal Energia, com base nas informações do ONS, o movimento era puxado principalmente pelos subsistemas Nordeste e Norte, com altas projetadas de 8,3% e 7,8%, respectivamente. O resultado realizado ao final do mês confirmou o crescimento esperado, em intensidade ligeiramente superior à projeção divulgada.

Na comparação com junho de 2026, quando a carga atingiu 75.354,85 MWmed, houve aumento de aproximadamente 1,1%, revertendo a redução observada no mês anterior. Com isso, julho apresentou crescimento tanto na comparação mensal quanto na anual, indicando uma retomada da carga após os níveis mais baixos registrados no início do período de inverno.

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

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



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — semana operativa de 25/07 a 31/07/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_07_26%20a%2031_07_26.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informe do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — Revisão 4. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20JUL_2026%20-%20RV4.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.

2.2 ATENDIMENTO À CARGA

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

- **Geração Hidrelétrica:** O atendimento à carga pelas hidrelétricas apresentou relativa estabilidade nas três primeiras semanas de julho de 2026, mantendo-se acima de 41 mil MWmed e alcançando 41.420,51 MWmed na terceira semana. Na quarta semana, houve uma redução mais acentuada, para 37.247,16 MWmed, seguida de recuperação na última semana do mês, quando o atendimento atingiu 40.568,51 MWmed. De forma geral, a geração hidrelétrica permaneceu em patamar elevado durante a maior parte do período, apesar da queda pontual observada na quarta semana.

- **Geração Térmica e Nuclear:** A geração térmica e nuclear ganhou espaço ao longo de julho, após iniciar o mês em 9.638,71 MWmed. Depois de avançar para patamares superiores a 10 mil MWmed na segunda e na terceira semanas, a produção atingiu seu pico mensal na quarta semana, com 11.879,09 MWmed. Na última semana, houve recuo para 10.651,30 MWmed, ainda acima do nível observado no início do mês. O movimento evidencia uma maior participação dessas fontes no atendimento à carga ao longo de julho, com destaque para a intensificação do despacho na segunda metade do período.

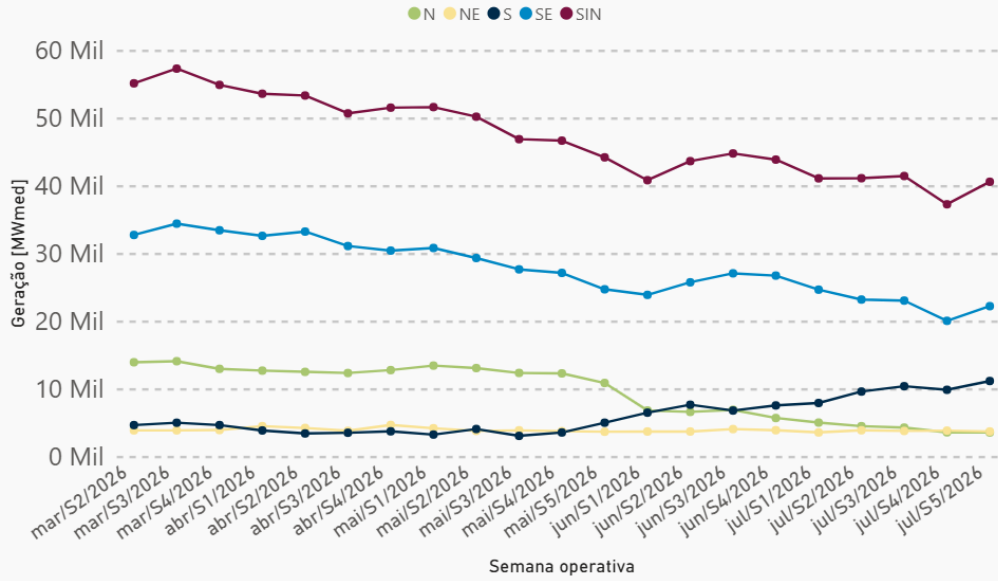
- **Geração Eólica:** A geração eólica iniciou julho em 15.306,83 MWmed, mas perdeu força na segunda semana, quando recuou para 12.945,94 MWmed, menor patamar do período. A partir daí, a produção entrou em trajetória de recuperação: avançou para 13.065,94 MWmed na terceira semana e ganhou maior impulso na quarta, alcançando

14.513,00 MWmed. O movimento se manteve na última semana, com a geração chegando a 15.011,52 MWmed, praticamente retomando o nível observado no início do mês. Assim, apesar da queda mais acentuada nas primeiras semanas, a fonte eólica encerrou julho em recuperação, reforçando sua participação no atendimento à carga.

- **Geração Solar:** A geração solar apresentou trajetória de crescimento em julho, apesar das oscilações observadas ao longo do mês. Após iniciar o período em 10.475,04 MWmed, a produção avançou para 11.482,26 MWmed na segunda semana, antes de recuar moderadamente nas duas semanas seguintes. Na última semana, porém, a geração ganhou novo impulso e atingiu 11.973,54 MWmed, o maior valor do mês e cerca de 14,3% acima do patamar registrado na primeira semana. O desempenho evidencia um fechamento de julho mais robusto para a fonte solar, ampliando sua contribuição para o atendimento à carga.

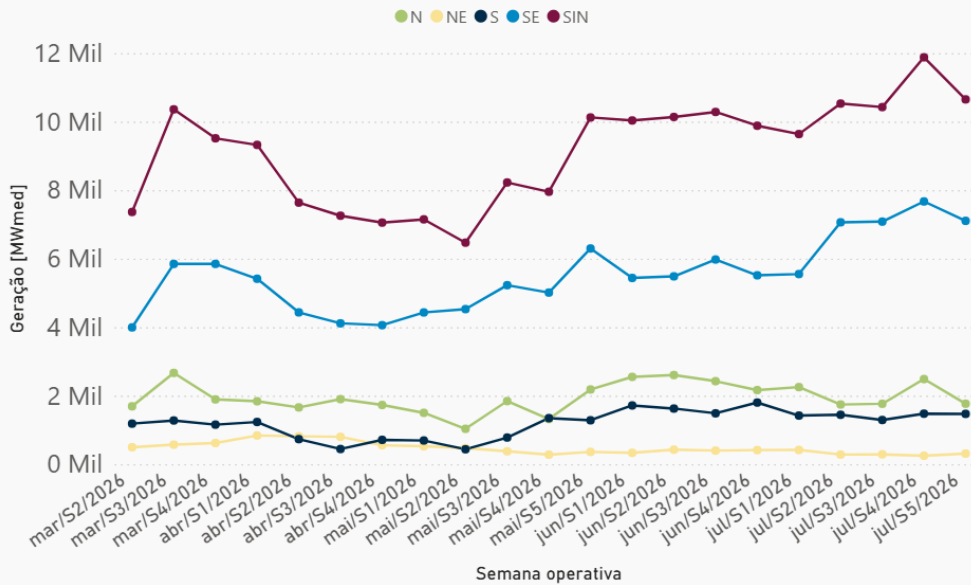
No mês de julho, a geração hidrelétrica permaneceu como principal fonte de atendimento à carga do SIN, mantendo-se em patamar elevado durante a maior parte do período, apesar da queda registrada na quarta semana. A geração térmica e nuclear ganhou participação ao longo do mês, com destaque para a elevação mais acentuada na quarta semana, antes de recuar no fechamento. Entre as renováveis, a geração eólica apresentou queda no início do período, seguida de recuperação gradual nas semanas seguintes, enquanto a solar encerrou julho em seu maior nível do mês. Assim, o período foi marcado pela predominância da geração hidrelétrica, pelo reforço pontual da geração térmica e nuclear e pela recuperação das fontes eólica e solar ao final do mês.

GRÁFICO 8 - GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR SUBMERCADO



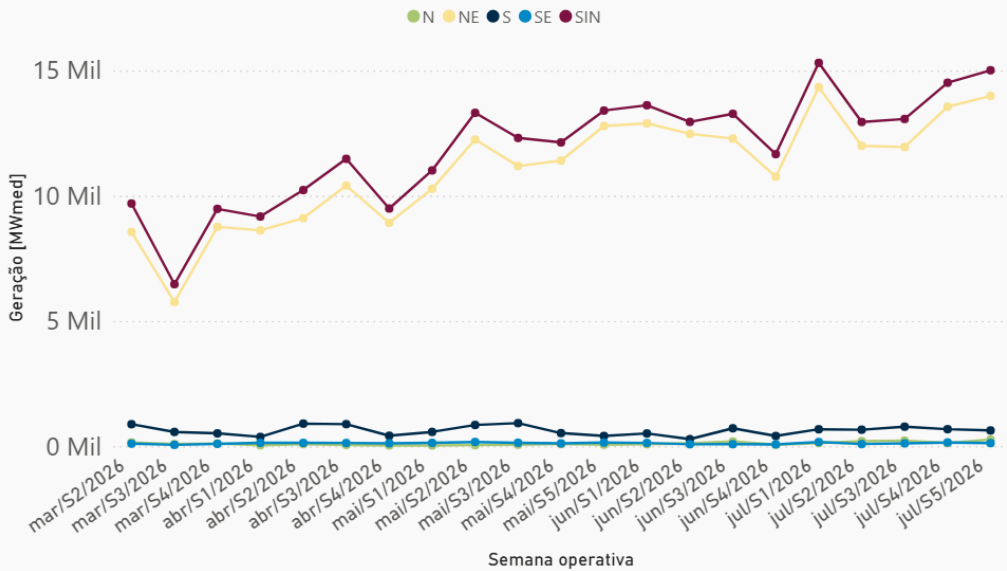
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 9 - GERAÇÃO TÉRMICA E NUCLEAR POR SUBMERCADO



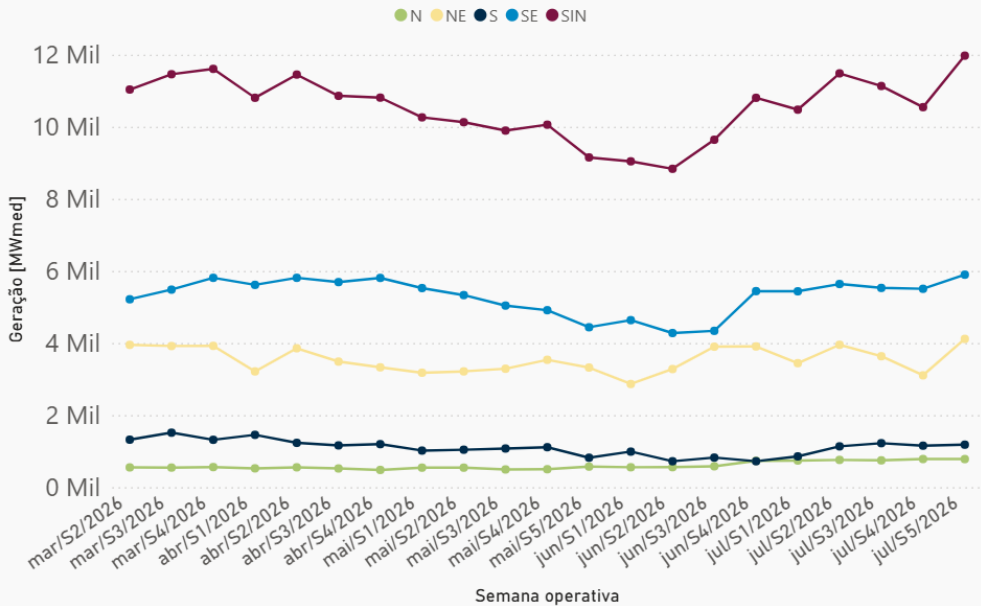
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 10 – GERAÇÃO EÓLICA POR SUBMERCADO



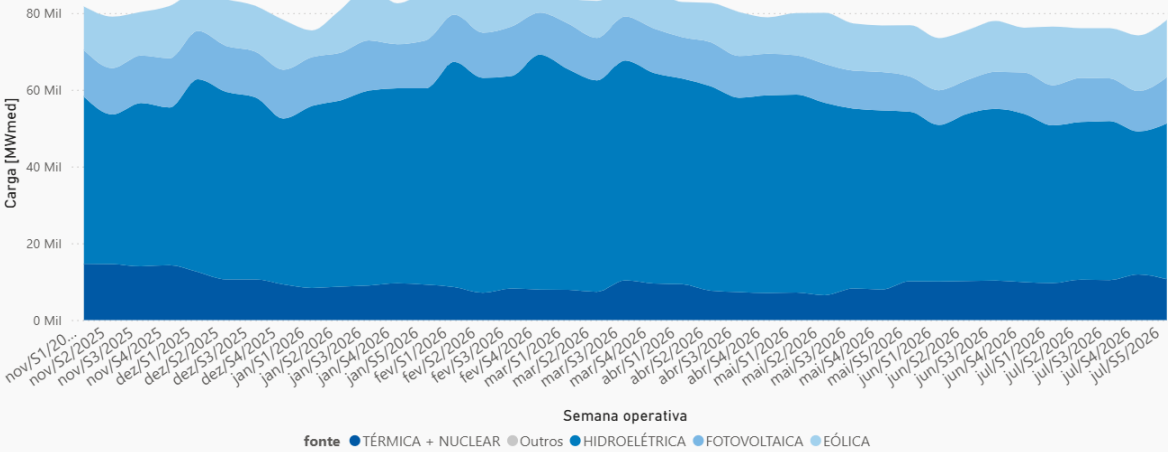
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

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

Com referência aos intercâmbios de energia elétrica, em julho de 2026, o Centro-Oeste exportou 4,82 GWmed para o Norte e 3,78 GWmed para o Nordeste. Paralelamente, o Sudeste exportou

4,36 GWmed para o Centro-Oeste e 4,24 GWmed para o Sul. No intercâmbio internacional, o SIN importou 1,14 GWmed do sistema internacional.

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

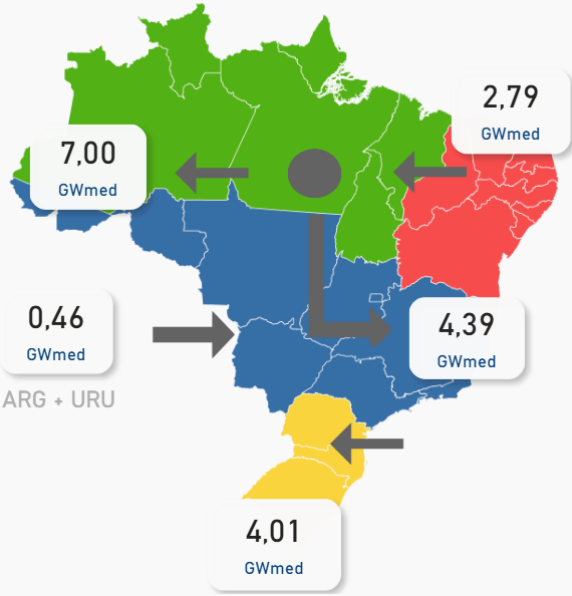


TABELA 1 - INTERCÂMBIO DE ENERGIA ENTRE CONEXÕES

Mês	N-CO	NE-CO	SE-CO	SIN-INT	S-SE
janeiro	7,18 ←	2,76 ←	6,40 →	0,08 ←	3,54 ←
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 ←

Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.4 ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA - ESS

Segundo os dados da CCEE referentes a junho de 2026, os Encargos de Serviços do Sistema totalizaram aproximadamente R\$ 77,37 milhões. Esses encargos representam custos associados a intervenções necessárias para que o ONS mantenha a operação do Sistema Interligado Nacional dentro dos critérios de segurança, estabilidade e confiabilidade, especialmente quando as condições reais de operação exigem alterações em relação à programação originalmente prevista.

Entre os encargos, o Constrained-off apresentou o maior valor no período somando aproximadamente R\$ 33,33 milhões, em que está associado à redução da geração determinada pelo ONS em função de restrições ou necessidades operativas do sistema. Já o Constrained-on apresentou valor significativamente menor, de aproximadamente R\$ 0,51 milhão, e ocorre quando é necessário aumentar ou manter a geração de determinadas usinas por razões relacionadas à segurança e à estabilidade da rede.

A Compensação Síncrona também teve participação relevante em junho, alcançando cerca de R\$ 25,56 milhões. Esse serviço ocorre quando unidades gera-

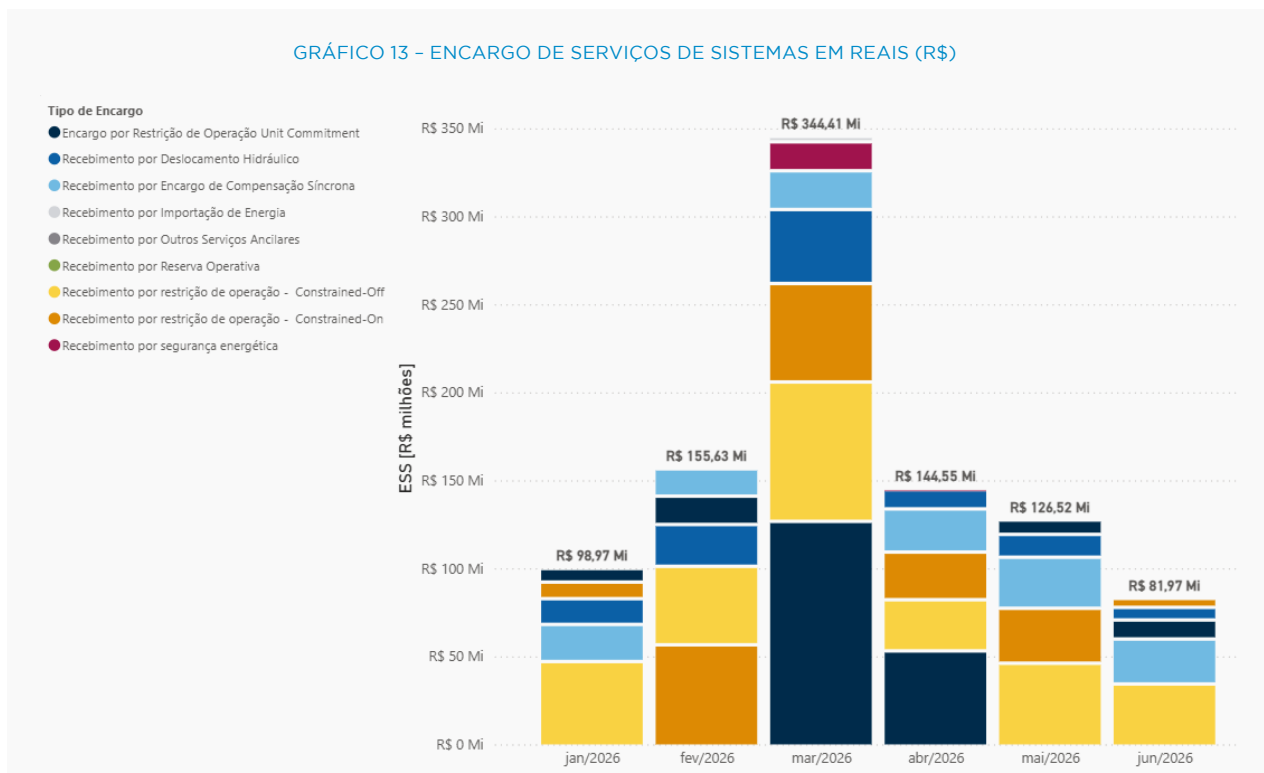
doras operam de forma específica para contribuir com o controle de tensão e a estabilidade elétrica do sistema, sem que sua principal finalidade naquele momento seja a produção de energia.

O Recebimento do Encargo por Deslocamento Hidráulico atingiu aproximadamente R\$ 7,15 milhões. Esse mecanismo busca compensar usinas hidrelétricas que tiveram sua geração reduzida em função do despacho de outras fontes de geração por razões externas à ordem de mérito econômico.

Também foram registrados cerca de R\$ 10,81 milhões relacionados ao Unit Commitment. Esse encargo está associado 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.

Por outro lado, não foram registrados valores para Segurança Energética, Importação de Energia, Outros Serviços Ancilares e Reserva Operativa no período. Os ressarcimentos referentes a serviços ancilares, custos de operação e manutenção, despesas emergenciais e demais componentes operativos também permaneceram zerados em junho.

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



Fonte: Dados da CCEE | Elaboração: FGV Energia

3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em julho de 2026, o mercado de energia elétrica foi marcado pela redução do PLD médio para cerca de R\$ 135/MWh em todos os submercados, com forte convergência regional, apesar de o PLD horário ter registrado picos de até R\$ 610,85/MWh. A bandeira tarifária amarela foi mantida pelo terceiro mês consecutivo, refletindo as condições menos favoráveis de geração durante o período seco. No mercado forward, os produtos trimestrais apresentaram queda, enquanto os contratos de longo prazo permaneceram mais estáveis e valorizados na comparação anual. Já na liquidação financeira do MCP referente a junho, último dado disponível, foram contabilizados R\$ 2,35 bilhões em débitos, dos quais 81,3% foram efetivamente liquidados.

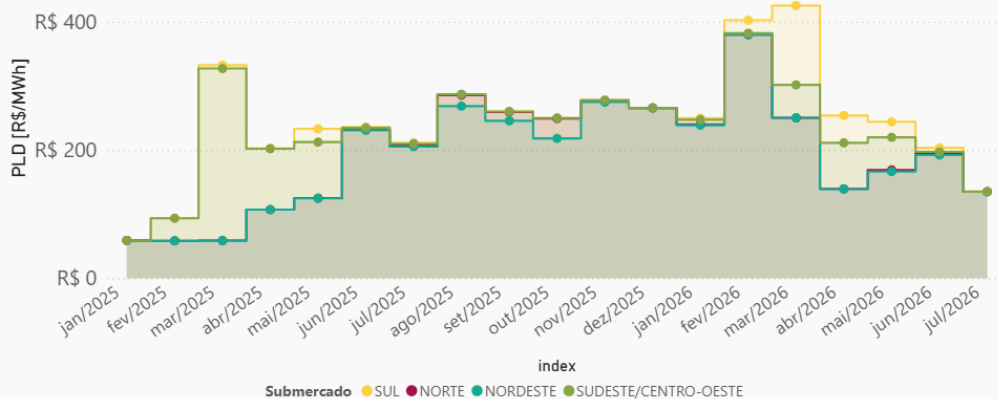
3.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS - PLD

3.1.1 Preço de Liquidação de Diferenças Mensal

Em julho de 2026, o PLD mensal, que corresponde à média dos preços registrados ao longo do mês em cada submercado, apresentou queda em todas as regiões do SIN. O PLD é utilizado no Mercado de Curto Prazo para valorar as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente produzida ou consumida. No mês, os preços médios ficaram fortemente alinhados entre as regiões, em torno de R\$ 135/MWh, abaixo dos valores observados em junho, quando variaram entre R\$ 192,42/MWh, no Nordeste, e R\$ 203,67/MWh, no Sul.

Na comparação mensal, a redução ficou próxima de 30% a 34%, sendo mais acentuada no Sul. Além da queda dos preços, julho reforçou o movimento de convergência entre os submercados: a diferença entre o maior e o menor PLD, que havia recuado de R\$ 77,64/MWh em maio para R\$ 11,25/MWh em junho, tornou-se praticamente nula em julho. Esse comportamento indica menor influência das diferenças regionais de oferta e demanda sobre a formação do preço, em um cenário de maior equilíbrio no intercâmbio de energia entre as regiões.

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

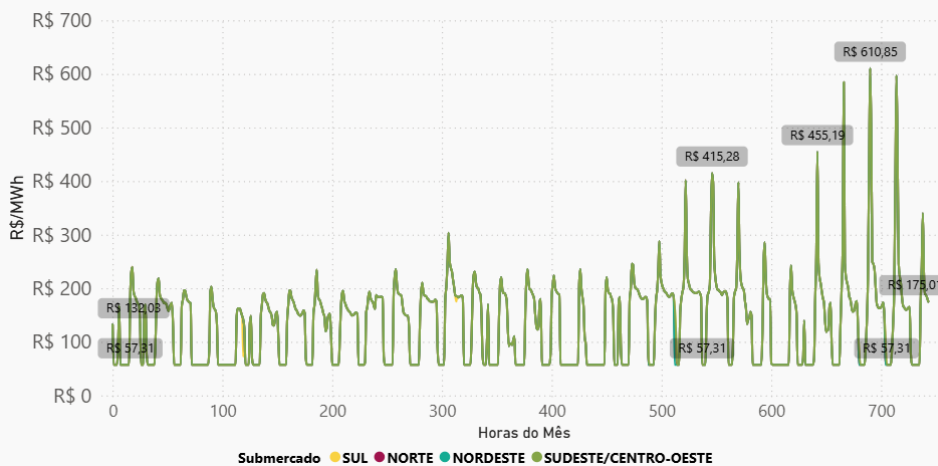
Em julho de 2026, o PLD horário, que representa a variação do preço da energia ao longo das horas do mês, apresentou forte oscilação. Os valores partiram do preço mínimo de R\$ 57,31/MWh e atingiram um pico de aproximadamente R\$ 610,85/MWh. O valor máximo ficou bem acima dos R\$ 344,48/MWh registrados em junho, indicando episódios de elevação de preços mais intensos ao longo de julho.

Durante boa parte do mês, o PLD permaneceu em níveis mais moderados, com retornos frequentes ao valor mínimo. Entretanto, principalmente na segunda metade de julho, foram observados

picos mais acentuados, com registros próximos de R\$ 415,28/MWh, R\$ 455,19/MWh e, posteriormente, R\$ 610,85/MWh. Essas oscilações refletem as mudanças nas condições de oferta e demanda ao longo do dia, incluindo a redução da geração solar no final da tarde e à noite, quando pode haver maior necessidade de atendimento por fontes de custo mais elevado.

Apesar dos picos pontuais, os preços médios mensais permaneceram bastante próximos entre os submercados, variando de R\$ 135,03/MWh no Nordeste a R\$ 135,38/MWh no Sudeste/Centro-Oeste. Assim, julho combinou uma média relativamente baixa e homogênea entre as regiões com episódios específicos de forte valorização do PLD em determinadas horas do mês.

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

No mês de julho de 2026, manteve-se a manutenção da bandeira tarifária amarela, terceiro mês consecutivo nessa condição, com acréscimo de R\$ 1,885 a cada 100 kWh consumidos na conta de luz. Segundo a ANEEL, a permanência da sinalização esteve associada às condições menos favoráveis de geração observadas durante o período seco, caracterizado pela redução das afluições e maior atenção às condições dos reservatórios hidrelétricos.

Nesse contexto, cresce a possibilidade de acionamento de usinas termelétricas, cuja geração apresenta custos mais elevados em comparação à fonte hidráulica.

Ao final de julho, a Agência confirmou ainda a manutenção da bandeira amarela para agosto, indicando a continuidade de um cenário de custos de geração mais pressionados no Sistema Interligado Nacional.

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					



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

- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — semana operativa de 25/07 a 31/07/2026. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_07_26%20a%2031_07_26.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informe do Programa Mensal de Operação: PMO julho de 2026 — Revisão 4. 2026. Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Informe%20do%20PMO%20-%20JUL_2026%20-%20RV4.pdf. Acesso em: 25 ago. 2026.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Bandeira tarifária em julho permanece amarela. 3 jul. 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026-defeso-eleitoral/bandeira-tarifaria-em-julho-permanece-amarela>. Acesso em: 25 ago. 2026.

3.3 PREÇOS DE CONTRATO NO ACL

Ao final de julho, o mercado forward de energia apresentou movimentos distintos entre os horizontes de negociação. Os índices trimestrais, que refletem os preços de referência da energia para os três meses seguintes, apresentaram retração tanto na comparação semanal quanto mensal. Já os índices de longo prazo, associados aos preços médios esperados para os anos de 2027 a 2030, mostraram maior estabilidade e pequenas valorizações. Na comparação anual, os produtos trimestrais permaneceram abaixo dos níveis observados em 2025, enquanto os índices de longo prazo continuaram valorizados.

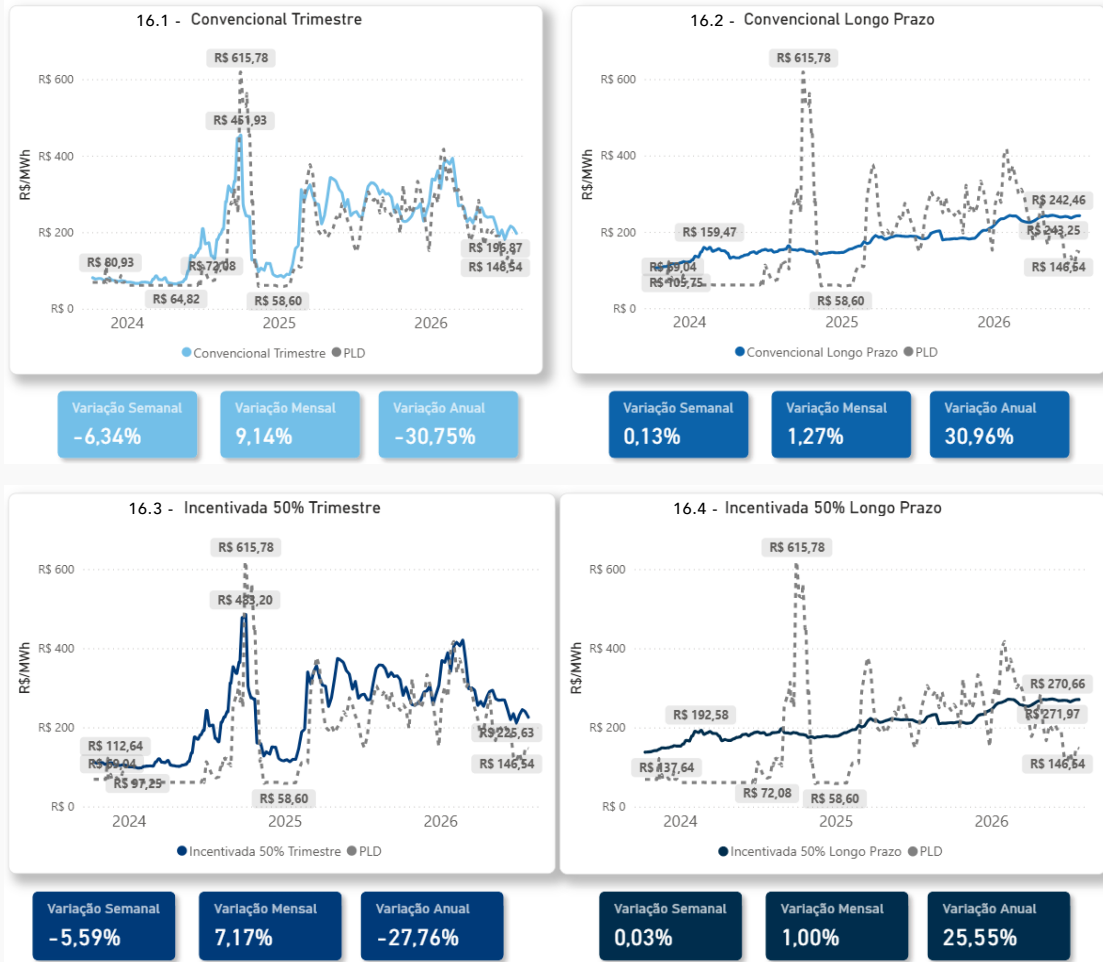
O índice trimestral de energia convencional, composto pelos produtos de agosto a outubro de 2026, alcançou R\$ 196,87/MWh, registrando queda de 6,34% na semana, de 4,41% no mês e de 18,63% em relação ao mesmo período de 2025. A energia incentivada 50%, relacionada aos produtos de fontes que contam com desconto de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), apresentou comportamento semelhante. O índice trimestral dessa modalidade atingiu R\$ 225,63/MWh, com retrações de 5,59% na semana, 3,79% no mês e 16,67% na comparação anual.

Em relação ao longo prazo, que considera os preços médios de referência para os produtos de 2027 a 2030, as variações foram mais moderadas. A energia convencional foi negociada a R\$ 242,46/MWh, com alta de 0,13% na semana e de 0,81% no mês, além de valorização de 33,12% em relação ao ano anterior. Para a energia incentivada 50%, o índice alcançou R\$ 270,66/MWh, permanecendo praticamente estável na semana, com avanço de 0,03%, e registrando alta de 0,70% no mês e de 27,18% na comparação anual. Considerando apenas os produtos equivalentes presentes nos índices dos dois períodos, as valorizações anuais alcançaram 48,55% para a energia convencional e 40,13% para a incentivada 50%.

Por sua vez, a Função de Custo Futuro (FCF), calculada pelo modelo DECOMP, representa uma referência associada ao custo esperado de operação do sistema nos períodos futuros e auxilia na tomada de decisão sobre o uso dos recursos de geração. Ponderada pelo submercado Sudeste, a FCF encerrou a semana em R\$ 169,02/MWh, apresentando queda de 10,83% na comparação semanal, apesar da alta de 12,68% no mês. Na comparação com o mesmo período de 2025, o indicador ficou 44,91% abaixo. Assim, o final de julho foi marcado pela redução dos preços no horizonte trimestral, enquanto os índices de longo prazo mantiveram comportamento mais estável e níveis superiores aos observados no ano anterior.

13. DCIDE. Boletim Semanal – Curva Forward (Semana 31 de 2026). Disponível em: <https://www.dcide.com.br/wp-content/uploads/2026/07/Boletim-S31.26.pdf>. Acesso em: 25 de agosto de 2026.

GRÁFICO 16 – CURVA FORWARD - MERCADO LIVRE



Fonte: Dados do DCIDE | Elaboração: FGV Energia

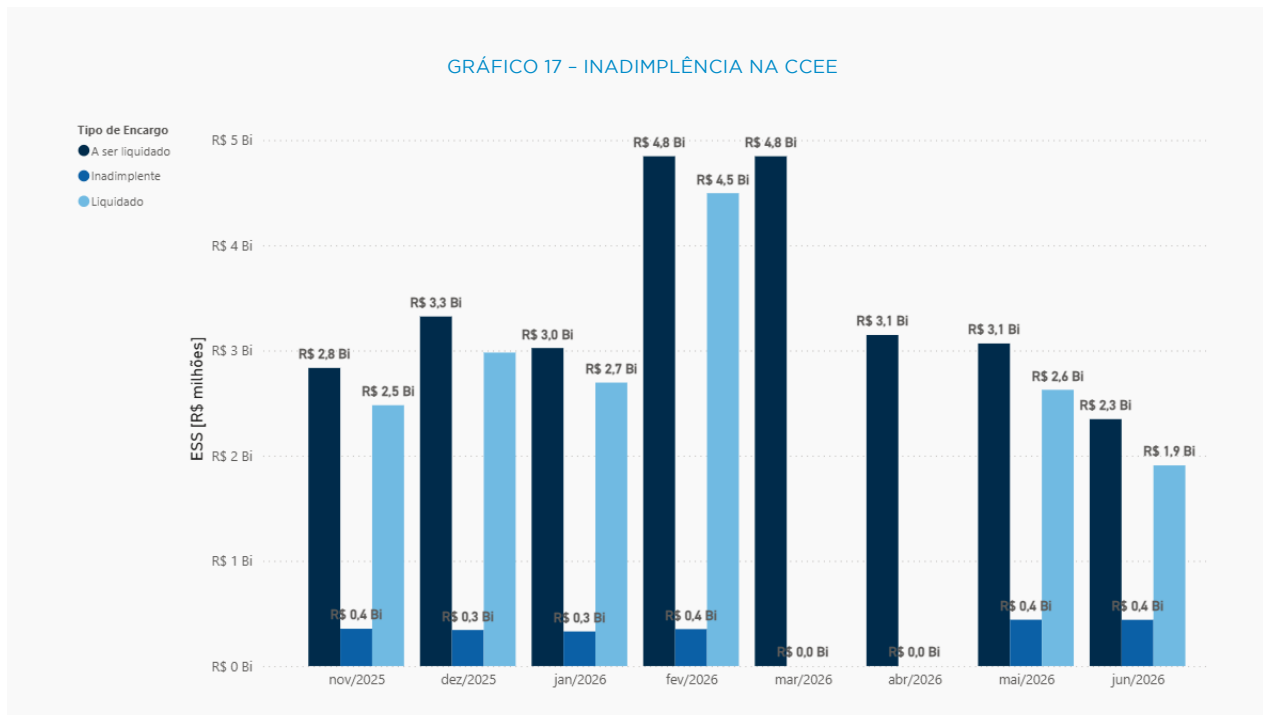
3.4 LIQUIDAÇÃO NA CCEE

De acordo com os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo referente a junho de 2026 contabilizou aproximadamente R\$ 2,35 bilhões em débitos. Desse total, cerca de R\$ 1,91 bilhão foi efetivamente liquidado, correspondendo a aproximadamente 81,3% do montante contabilizado.

Os valores não liquidados somaram cerca de R\$ 439,39 milhões, o equivalente a 18,7% do total. Esse montante representa a parcela dos débitos do MCP que permaneceu pendente após o processo de liquidação financeira do período.

Na comparação com maio, quando foram contabilizados aproximadamente R\$ 3,07 bilhões, houve redução de cerca de 23,5% no volume financeiro do mercado. O valor efetivamente liquidado também diminuiu, passando de aproximadamente R\$ 2,63 bilhões para R\$ 1,91 bilhão, uma retração de 27,4%.

Por outro lado, o montante não liquidado apresentou pouca variação entre os dois meses, passando de aproximadamente R\$ 440,39 milhões em maio para R\$ 439,39 milhões em junho, queda de apenas 0,2%. Como consequência, apesar da redução do volume total contabilizado, a participação dos valores não pagos aumentou de 14,4% para 18,7%, enquanto a parcela efetivamente liquidada recuou de 85,6% para 81,3%.



Fonte: Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

INFORME DO SETOR ELÉTRICO DE JULHO 2026 - FGV ENERGIA

Em julho de 2026, o setor elétrico brasileiro manteve a bandeira tarifária amarela pelo terceiro mês consecutivo, em um cenário ainda marcado pelo período seco. Mesmo com menor volume de chuvas em boa parte do país, os reservatórios permaneceram em níveis confortáveis, encerrando o mês com 70,70% da capacidade do Sistema Interligado Nacional.

As condições hidrológicas foram bastante diferentes entre as regiões. O Sul se destacou pelas chuvas mais intensas e pela forte recuperação das afluições, enquanto o Sudeste/Centro-Oeste apresentou condições próximas da média histórica. Já Norte e Nordeste permaneceram abaixo do padrão esperado para o período. Na operação do sistema, a demanda por energia aumentou em relação a junho e ao mesmo mês de 2025. As hidrelétricas continuaram responsáveis pela maior

parcela do atendimento, enquanto térmicas e nucleares ganharam espaço em alguns momentos e as fontes eólica e solar encerraram julho em recuperação.

No mercado de energia, os preços médios de curto prazo caíram e ficaram praticamente iguais entre as regiões, embora tenham ocorrido picos elevados em algumas horas do mês. No mercado futuro, os preços para os meses seguintes recuaram, enquanto os contratos de prazo mais longo permaneceram mais estáveis. Como destaque, julho trouxe a discussão sobre a expansão dos data centers no Brasil, impulsionada pelo avanço da inteligência artificial e dos serviços em nuvem, e os desafios que esse crescimento representa para a infraestrutura elétrica, especialmente em relação à disponibilidade de energia, conexão à rede e expansão da transmissão.

Fontes: ONS, CCEE e ANEEL.

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

GLOSSÁRIO DE SIGLAS**MANTENEDORES**