



INFORME

Setor Elétrico

MAIO/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 afluências 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 Afluyente	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

ESTE INFORME APRESENTA ASPECTOS DO ATENDIMENTO ENERGÉTICO AO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) ATÉ O MÊS DE MAIO DE 2026 COM PROJEÇÕES PARA JUNHO DE 2026.

DESTAQUES

CONSULTA PÚBLICA DA ANEEL: RESPONSABILIDADE REGULATÓRIA E DEFESA DA REVOLUÇÃO SOLAR

A Consulta Pública nº 009/2026, aberta pela ANEEL, discute novas regras de fiscalização para sistemas de geração distribuída solar que foram ampliados ou modificados sem autorização das concessionárias. O tema é central porque a geração distribuída já alcança cerca de 47 GW de potência instalada, consolidando-se como a segunda maior fonte da matriz elétrica brasileira. A proposta prevê medidas como exclusão do sistema de compensação de créditos e cobrança retroativa em casos de irregularidade.

SAIBA MAIS

ANEEL HOMOLOGA LEILÕES DE RESERVA DE CAPACIDADE E REFORÇA A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO ELÉTRICO NOS PRÓXIMOS ANOS.

A homologação dos leilões de reserva de capacidade pela ANEEL marca mais um passo no fortalecimento do sistema elétrico brasileiro. Os certames garantiram a contratação de potência adicional proveniente de fontes hidrelétricas e termelétricas, impulsionando investimentos bilionários e assegurando recursos energéticos estratégicos para o atendimento da demanda futura. Os resultados também evidenciam ganhos de eficiência, com economias significativas decorrentes da competitividade observada nos leilões.

SAIBA MAIS

RETORNO DO EL NIÑO ACENDE ALERTA PARA OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

A possibilidade de formação de um novo episódio de El Niño em 2026 passou a ser acompanhada com atenção pelo setor elétrico brasileiro diante dos potenciais impactos sobre consumo de energia, geração hidrelétrica e segurança operativa do sistema. Segundo levantamento da empresa de inteligência climática Nottus, o fenômeno pode elevar temperaturas no Centro-Oeste e Sudeste pressionando o consumo e o despacho termelétrico, além de reduzir aflúências no Norte e Nordeste, afetando a geração hídrica em momentos de maior demanda.

SAIBA MAIS

INVESTIMENTOS EM ENERGIA SOLAR SUPERAM R\$ 300 BILHÕES, MAS CURTAILMENT LIMITA CRESCIMENTO DO SETOR.

Investimentos em energia solar no Brasil ultrapassaram R\$ 300 bilhões, consolidando a fonte como a segunda maior da matriz elétrica nacional. Apesar do avanço, o setor enfrentou desaceleração em 2025, influenciado por cortes de geração renovável (curtailment) e dificuldades de conexão à rede elétrica. Segundo a Absolar, esses fatores têm limitado novos investimentos e a expansão da fonte no país.

SAIBA MAIS

1. CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS E CLIMÁTICAS

Em maio de 2026, as condições climáticas, marcadas por frentes frias e chuvas acima da média no Sul e Sudeste, impactaram diretamente a Energia Natural Afluente das bacias hidrográficas, gerando uma recuperação histórica de vazões no Sul e superando as estimativas iniciais projetadas pelo ONS. Esse aumento no volume de água que entrou no sistema impulsionou diretamente a Energia Armazenada do país, permitindo que os reservatórios do SIN atingissem uma média sólida de 71,34% de sua capacidade máxima, o que consolida a recomposição dos estoques hídricos e garante a segurança energética nacional.

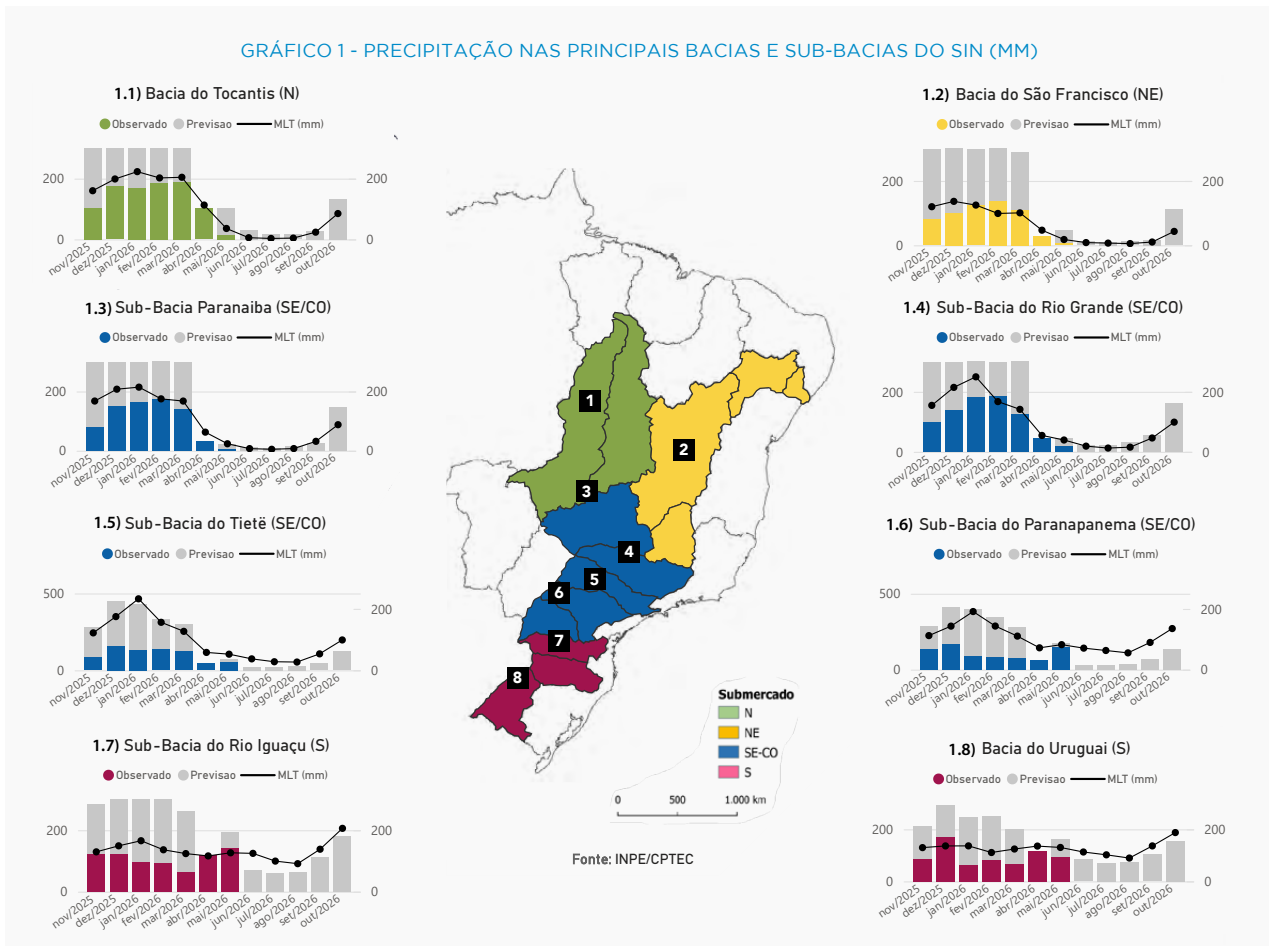
Sudeste, além da atuação de áreas de instabilidade, favorecendo a ocorrência de precipitações acima da média mensal em importantes bacias hidrográficas de interesse do Sistema Interligado Nacional (SIN). Destacaram-se os rios Iguazu e Paranapanema, que registraram acumulados superiores aos valores esperados para o período em decorrência da passagem dessas frentes frias. De forma geral, o cenário climático do país foi caracterizado pela distribuição irregular das chuvas e pelo predomínio de temperaturas acima da média em grande parte do território nacional.

1.1 CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o mês de maio foi marcado pelo avanço de frentes frias nas regiões Sul e no litoral da Região

Entre as bacias hidrográficas do SIN, os maiores volumes de precipitação foram observados nas regiões Sul e Sudeste, com totais acima da média mensal. Nas demais bacias, apesar da ocorrência de chuvas pontuais ao longo do mês, os volumes permaneceram abaixo da média climatológica para o período.

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



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

1.1 Fonte: <https://www.noticiasagricolas.com.br/noticias/clima/420222-inmet-divulga-projecao-climatica-para-maio-e-aponta-impactos-no-campo.html>

1.2 ENERGIA NATURAL AFLUENTE – ENA

Em maio/2026,

- **SE/CO:** Conhecido como a principal reserva de armazenamento do SIN, o subsistema SE/CO alcançou 34.771,38 MWmed em maio de 2026, frente aos 33.501,09 MWmed registrados em maio de 2025, o que representa um crescimento de aproximadamente 3,8% em relação ao mesmo período do ano anterior. Ele concentra a maior capacidade de armazenamento do SIN e, por conta disso, é acompanhado de perto pelos agentes do setor, uma vez que influencia as condições de operação do sistema e as expectativas para o Custo Marginal de Operação.

Apesar da redução em relação ao mês anterior, quando atingiu 45.643,57 MWmed, o subsistema manteve níveis elevados de afluência. O resultado indica uma melhora das condições hidrológicas em relação aos anos anteriores, contribuindo para uma maior disponibilidade de recursos hídricos para a geração hidrelétrica.

- **S:** O subsistema Sul registrou um expressivo avanço em suas afluências no mês referente, alcançando 9.775,26 MWmed, em comparação aos 3.405,93 MWmed de maio de 2025, representando um crescimento de aproximadamente 187%. Esse desempenho também se sobressai na comparação com abril de 2026, quando a ENA foi de 3.451,30 MWmed, evidenciando uma recuperação significativa das condições hidrológicas da região.

Apesar de o subsistema Sul apresentar atualmente uma situação mais sensível em relação aos níveis de armazenamento do SIN, com cerca de 41,5% de energia armazenada, o cenário climático observado em maio indica uma perspectiva mais favorável para a região. O aumento das precipitações contribuiu para a recuperação das afluências e melhora das condições de operação do subsistema.

Segundo o ONS, a expectativa inicial para o armazenamento ao final do mês era de 42,6%. Contudo, com o aumento das afluências, essa projeção foi elevada para 67,8%. Além disso, a expectativa de ENA do subsistema Sul passou para 128% da Média de Longo Termo (MLT), superando os 79% inicialmente projetados.

- **NE:** O Nordeste apresentou ENA de 3.851,52 MWmed em maio de 2026, em comparação aos 10.047,38 MWmed registrados em abril do mesmo ano, representando uma redução de aproximadamente 61,7%. A queda reflete a diminuição das afluências observada ao longo do mês, indicando condições hidrológicas menos favoráveis em relação ao período anterior.

Apesar da redução em relação a abril, a ENA permaneceu acima do valor observado em maio de 2025 (3.184,41 MWmed), evidenciando um desempenho ainda superior ao registrado no mesmo período do ano anterior.

- **N:** O subsistema Norte apresentou ENA de 17.002,72 MWmed em maio de 2026, após registrar 22.544,74 MWmed em abril do mesmo ano, representando uma redução de aproximadamente 24,6%. Apesar da queda mensal, o resultado permaneceu superior ao observado em maio de 2025 (13.613,77 MWmed), registrando um crescimento de aproximadamente 24,9% na comparação anual. As perspectivas hidrológicas para a região Norte também apresentaram melhora ao longo do mês. Segundo o Programa Mensal de Operação (PMO), a estimativa de ENA para o fechamento de maio foi revisada de 79% para 86% da Média de Longo Termo (MLT), indicando condições de afluência mais favoráveis do que as projetadas inicialmente.

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 maio em relação à MLT (%):

• SE/CO	81%	• NE	58%
• S	75%	• N	69%

1. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – PMO (23/05/2026 a 29/05/2026). Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_04_26%20a%2001_05_26.pdf

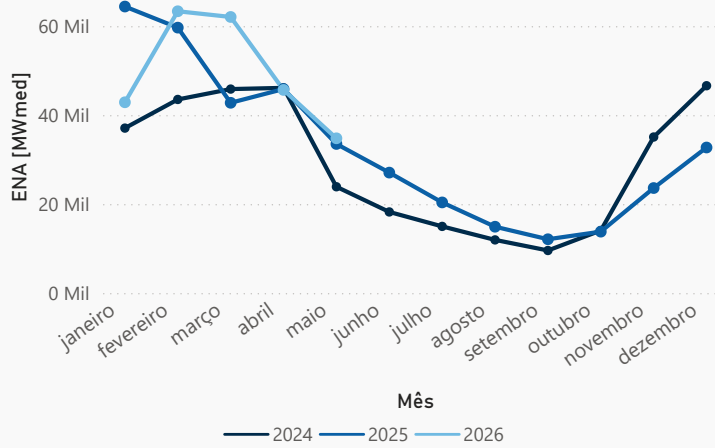
1.2 **Fonte ENA:** <https://cenarioenergia.com.br/2026/04/24/reservatorios-do-sudeste-devem-atingir-685-em-maio-sob-perspectiva-de-alta-na-carga-aponta-ons/>

Fonte ENA: <https://canalsolar.com.br/chuvas-maio-recuperar-reservatorios-sul/>

Fonte ENA: <https://cenarioenergia.com.br/2026/05/04/ons-projeta-melhora-nas-afluencias-do-norte-e-carga-do-sin-deve-crescer-44-em-maio/>

GRÁFICOS ENA

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



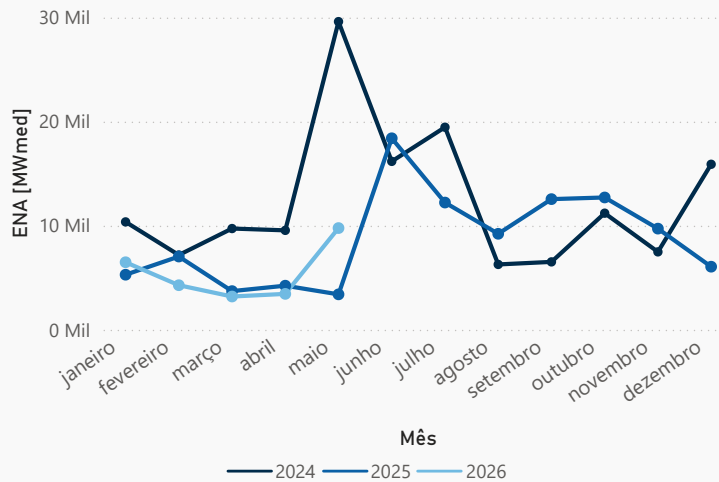
Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

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

2026	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
%MLT	68,4%	94,3%	95,4%	89,0%	93,2%							
RANKING*	12º	45º	43º	29º	95º							

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 3 - ENERGIA NATURAL AFLUENTE SUL (S)

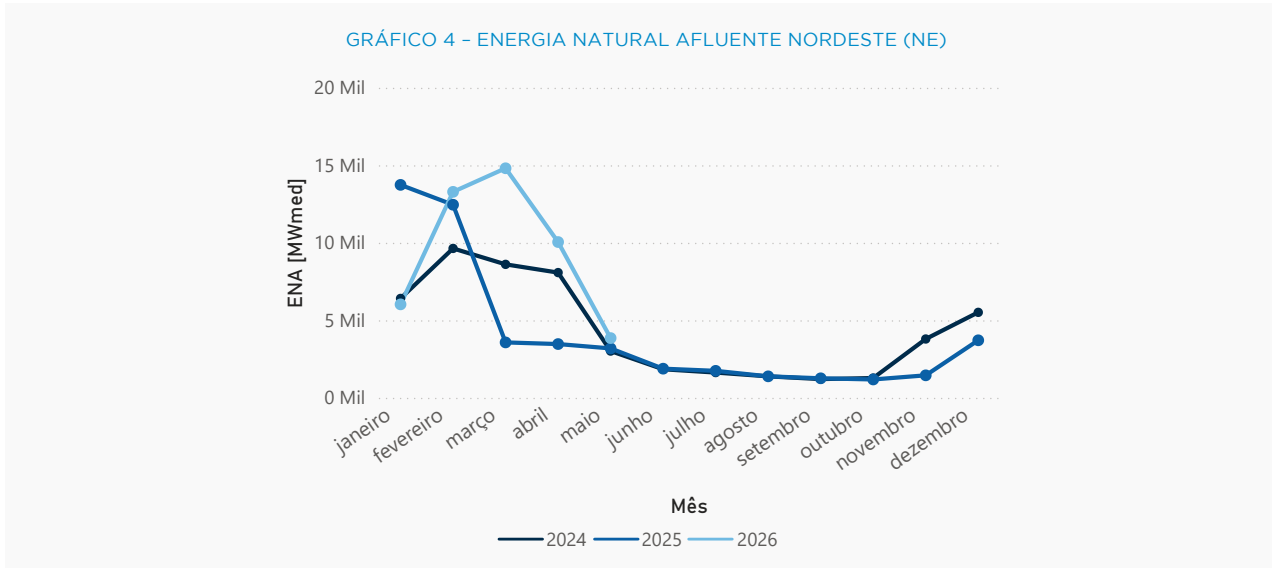


Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

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

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
%MLT	88,9%	53,84%	46,48%	54,27%	114,97%							
RANKING*	53º	24º	12º	24º	90º							

Fonte: Dados da ONS | Elaboração: FGV Energia

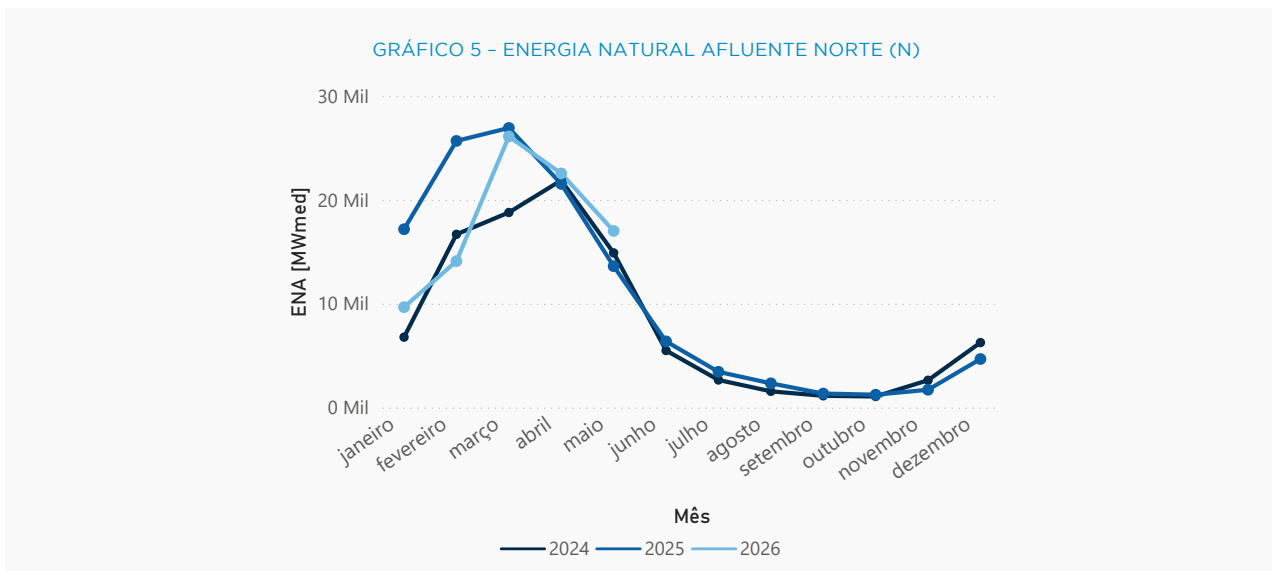


Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

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

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
%MLT	44,99%	93,63%	105,89%	88,87%	56,54%							
RANKING*	8º	41º	64º	49º	66º							

Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

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

2025	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
%MLT	67,64%	69,07%	107,99%	92,37%	93,40%							
RANKING*	23º	22º	57º	37º	96º							

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

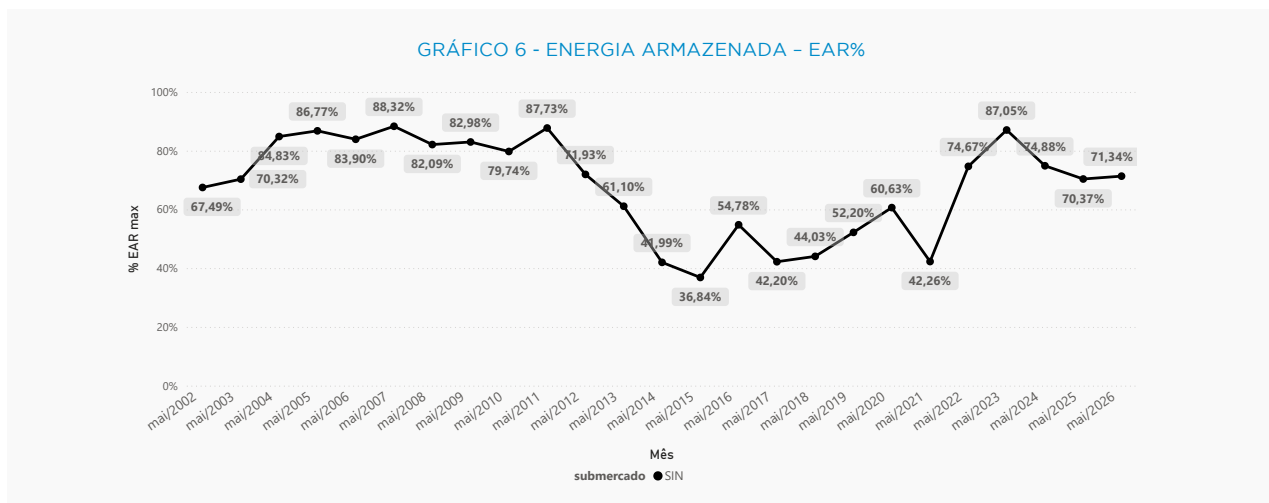
Em maio de 2026, os percentuais de EAR atingiram seus melhores desempenhos nos subsistemas Norte e Nordeste, ambos superando a marca de 90% da capacidade máxima de armazenamento, resultado das condições hidrológicas favoráveis e dos elevados estoques hídricos nessas regiões.

No âmbito do SIN, os reservatórios registraram média de 71,34% da EAR Máxima. O índice mantém a trajetória de crescimento observada desde abril de 2026 (70,67%) e supera o verificado no mesmo período de 2025, conforme apresentado no gráfico a seguir. Essa evolução consolida a recomposição dos níveis de armazenamento e reforça a segurança operativa para o atendimento da demanda de energia no país.

Por sua vez, os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, que concentram cerca de 70% da capacidade de armazenamento nacional, e Sul encerraram o mês com volumes entre 55% e 66% da EAR Máxima, patamares considerados adequados para garantir o suprimento da demanda e a confiabilidade do sistema elétrico.

De acordo com o Informe do Programa Mensal de Operação do ONS da última semana operativa de maio (semana de 30/05/2026 a 05/06/2026), com relação aos submercados, as projeções para o final do mês de maio ficaram em:

• SE/CO	66,1%	• NE	93,7%
• SUL	56,2%	• N	96,6%



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

- 1.3 EAR - [https://br.investing.com/news/commodities-news/ons-ve-principais-reservatorios-de-hidreletricas-em-...//Chuvas em maio devem recuperar reservatórios da região Sul // \(NE\) ONS projeta alta de até 5,8% na demanda de energia em maio - Agência INFRA // https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=12717](https://br.investing.com/news/commodities-news/ons-ve-principais-reservatorios-de-hidreletricas-em-...//Chuvas-em-maio-devem-recuperar-reservatorios-da-regiao-Sul-//-(NE)-ONS-projeta-alta-de-até-5,8%na-demanda-de-energia-em-maio-Agência-INFRA//https://www.ons.org.br/paginas/noticias/details.aspx?i=12717)
2. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO (23/05/2026 a 29/05/2026). Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-25_04_26%20a%2001_05_26.pdf

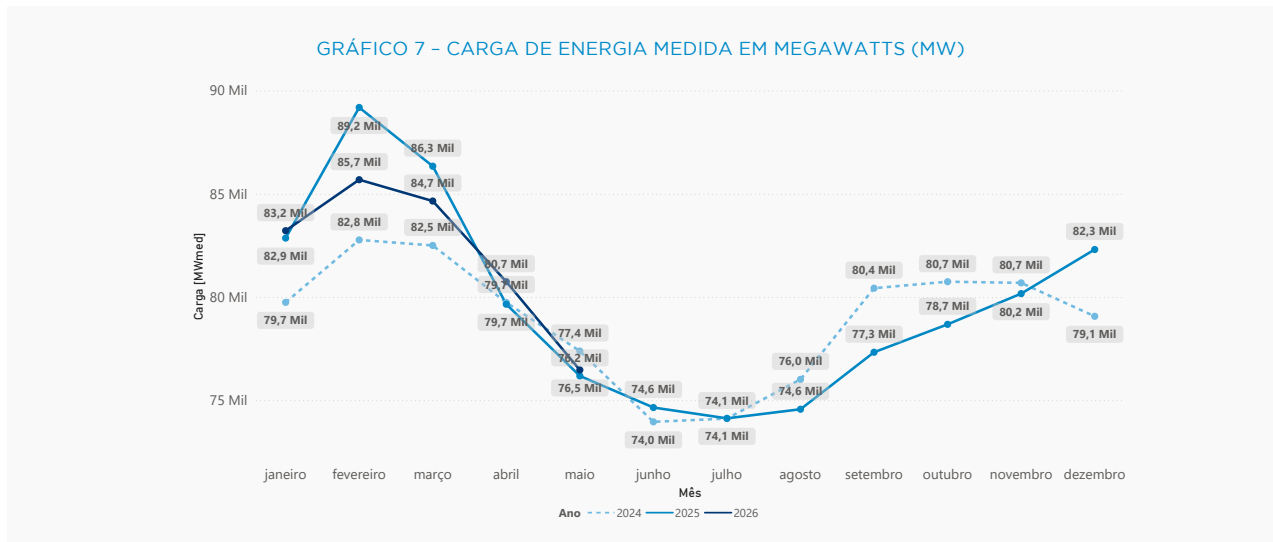
2. OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

No mês de maio a demanda de energia do SIN estabilizou-se no comparativo anual, mas registrou uma queda expressiva em relação a abril devido a fatores sazonais, cenário que reorganizou a matriz de geração e o fluxo de intercâmbio entre as regiões. Diante da redução gradual da liderança hidrelétrica e de uma leve queda na fonte solar ao longo das semanas, o sistema compensou a carga com o forte crescimento da geração eólica e com o acionamento estratégico da geração térmica e nuclear na última semana. Para equilibrar esse atendimento, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste funcionou como o grande eixo de transmissão, recebendo maciços volumes de energia do Norte e do Nordeste e escoando 6,97 GWmed para suprir a região Sul. Toda essa complexidade na coordenação do atendimento e no gerenciamento das restrições operativas do sistema refletiu-se diretamente nos encargos de abril divulgados pela CCEE.

2.1 CARGA DE ENERGIA

A demanda de energia do SIN, em maio, foi estimada em 76.469,48 MWmed, valor ligeiramente superior ao registrado no mesmo período de 2025, quando a carga foi de 76.179,72 MWmed. Esse resultado representa um crescimento de aproximadamente 0,38% no comparativo anual, indicando uma estabilização do consumo de energia no país em relação ao ano anterior.

Em relação ao mês de abril, quando a carga do sistema alcançou 80.743,05 MWmed, observa-se uma redução expressiva no nível de demanda ao longo de maio. Esse comportamento pode estar associado a fatores sazonais, como a transição do período chuvoso para o seco e temperaturas mais amenas, que reduzem a necessidade de refrigeração em parte do país, além de diferenças no ritmo das atividades econômicas e industriais no período. Os valores a partir de maio de 2023 consideram a inclusão do atendimento à carga da micro e minigeração distribuída (MMGD).



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

3. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação - PMO (02/05/2026 a 08/05/2026). Disponível em: https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RELATORIO-PMO-02_05_26%20a%2008_05_26.pdf

2.2 ATENDIMENTO À CARGA

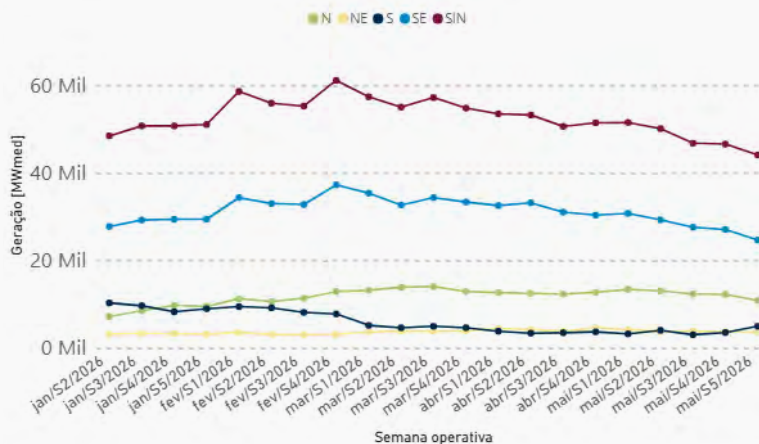
Em maio/2026, as seguintes observações puderam ser feitas a partir da geração no SIN:

- Geração Hidrelétrica:** A geração hidrelétrica apresentou trajetória de redução ao longo das semanas operativas de maio, passando de 51.601,42 MWmed na primeira semana para 44.176,32 MWmed na quinta semana operativa. O comportamento observado indica diminuição gradual da participação hídrica na matriz elétrica ao longo do mês.
- Geração Térmica e Nuclear:** A geração térmica e nuclear apresentou oscilações ao longo de maio, iniciando o período em 7.148,19 MWmed, atingindo 6.468,24 MWmed na segunda semana e encerrando o mês em 10.123,00 MWmed. O aumento observado na última semana sugere maior necessidade de despacho dessas fontes para complementar o atendimento da demanda do sistema.
- Geração Eólica:** A geração eólica manteve participação expressiva durante todo o mês, apresentando variações associadas às condições dos ventos. A produção passou de 11.013,51 MWmed na primeira semana para 13.401,44 MWmed na quinta semana operativa, evidenciando crescimento da contribuição da fonte eólica na matriz elétrica ao final do período.

- Geração Solar:** A geração solar apresentou oscilações moderadas ao longo de maio, com valores próximos entre as semanas operativas. A produção iniciou o mês em 10.261,62 MWmed e encerrou a quinta semana operativa em 9.150,16 MWmed, refletindo uma leve redução da geração solar em comparação ao início do período.

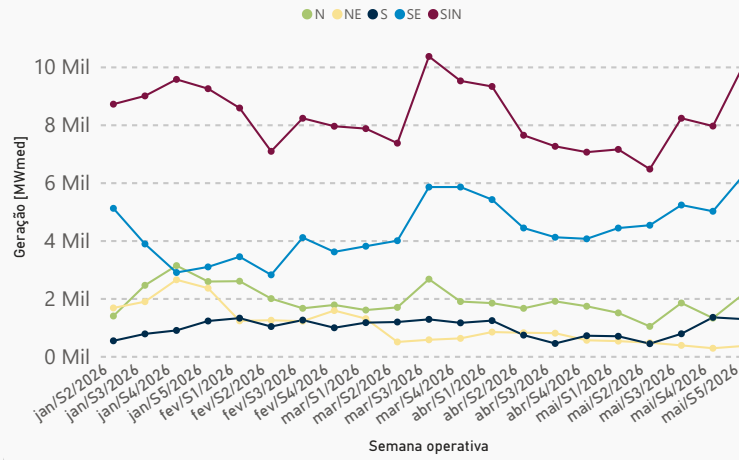
No mês de maio, a geração hidrelétrica continuou predominando na matriz elétrica do SIN, apesar da trajetória de redução observada ao longo das semanas operativas. Ao mesmo tempo, a geração térmica e nuclear apresentou oscilações no decorrer do mês, com aumento expressivo na última semana operativa, indicando maior necessidade de despacho dessas fontes para complementar o atendimento da demanda. Já as fontes renováveis apresentaram comportamentos distintos: a eólica manteve participação expressiva e em crescimento ao longo do mês, enquanto a solar registrou leve redução em comparação ao início do período. Com isso, o mês apresentou um cenário de maior necessidade de despacho térmico associado à redução gradual da geração hidrelétrica, ainda que as fontes renováveis tenham contribuído de forma relevante para o suprimento de energia do sistema.

GRÁFICO 8 - GERAÇÃO HIDRELÉTRICA POR SUBMERCADO



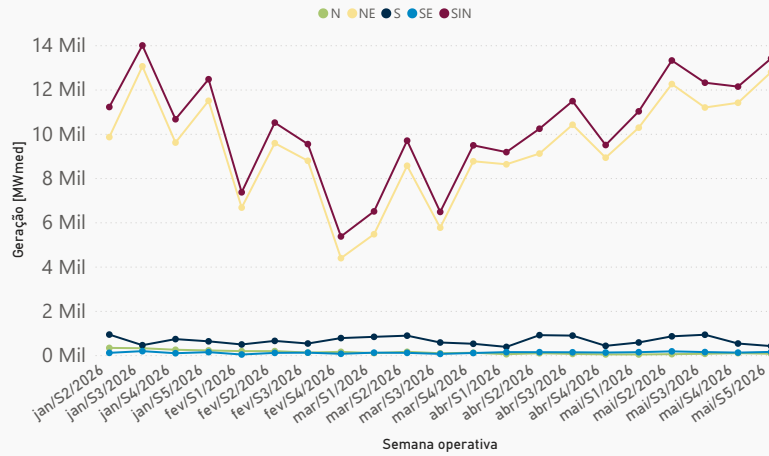
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 9 – GERAÇÃO TÉRMICA E NUCLEAR POR SUBMERCADO



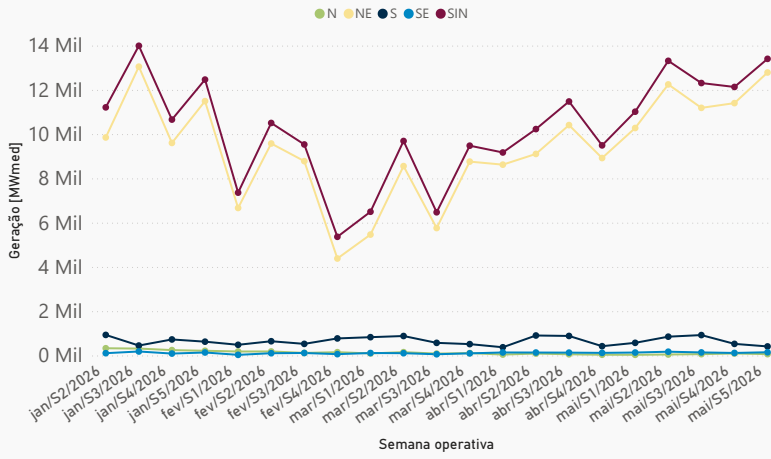
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 10 – GERAÇÃO EÓLICA POR SUBMERCADO



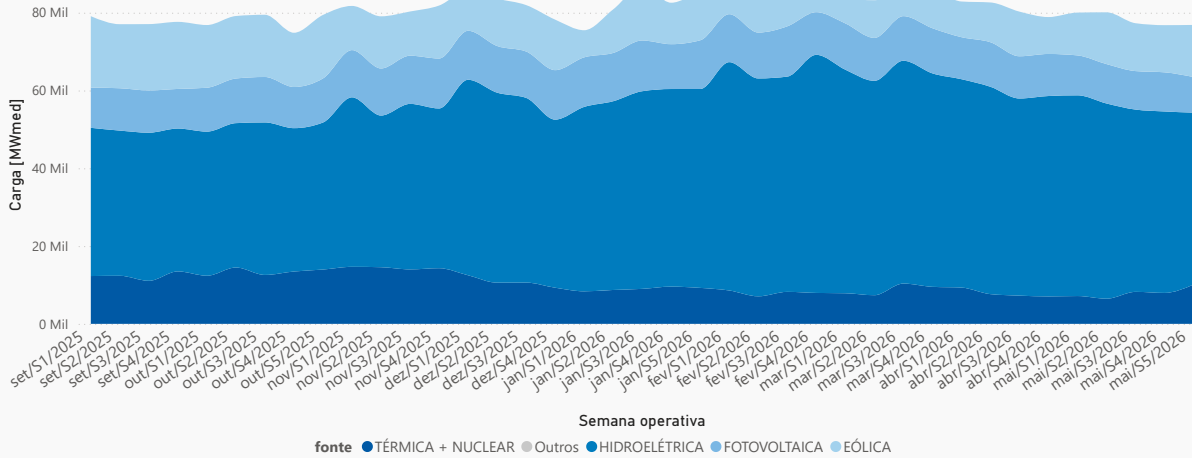
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 11 - GERAÇÃO SOLAR POR SUBMERCADO



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

GRÁFICO 12 - ATENDIMENTO À CARGA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL



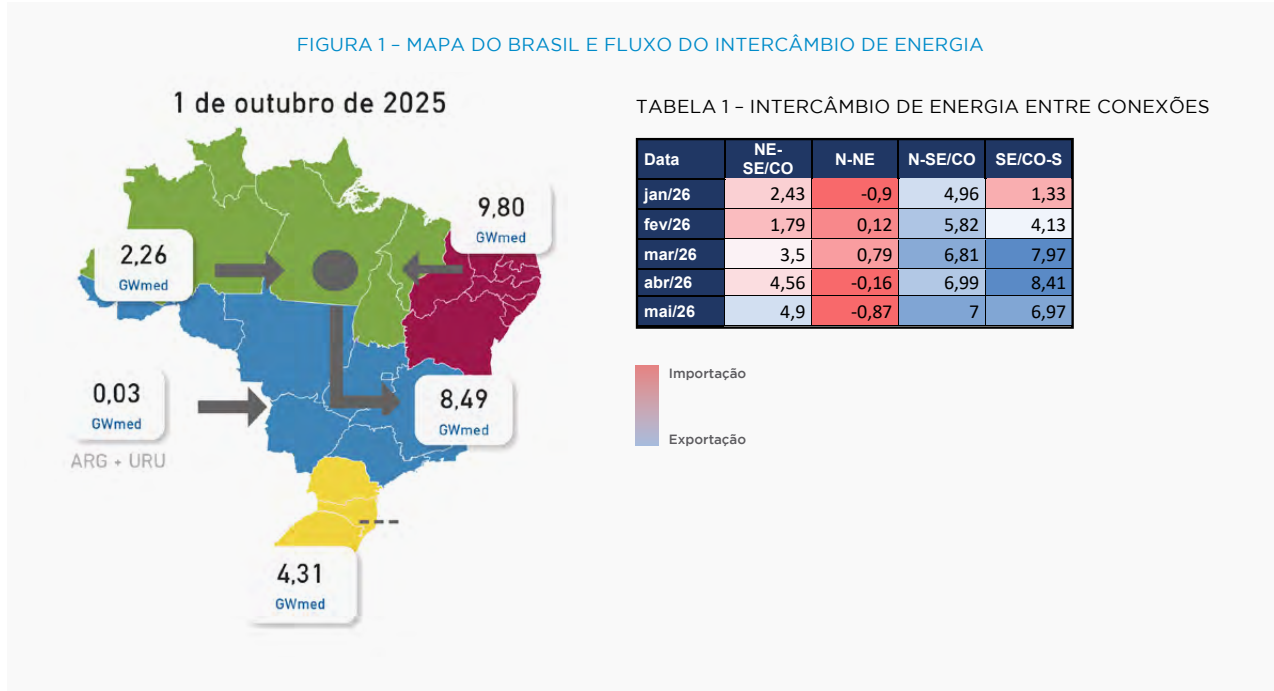
Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.3 INTERCÂMBIO DE ENERGIA

Com referência aos intercâmbios de energia elétrica entre os submercados, em maio de 2026, o NE exportou 5,27 GWmed para o SE/CO. Concomitantemente, o SE/CO exportou 6,97 GWmed para a região Sul.

Além disso, o N exportou 7,00 GWmed para o SE/CO e importou 1,02 GWmed do NE. No intercâmbio internacional, o SIN exportou 0,74 GWmed para o sistema internacional.

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



Fonte: Dados do ONS | Elaboração: FGV Energia

2.4 ENCARGOS DE SERVIÇO DO SISTEMA – ESS

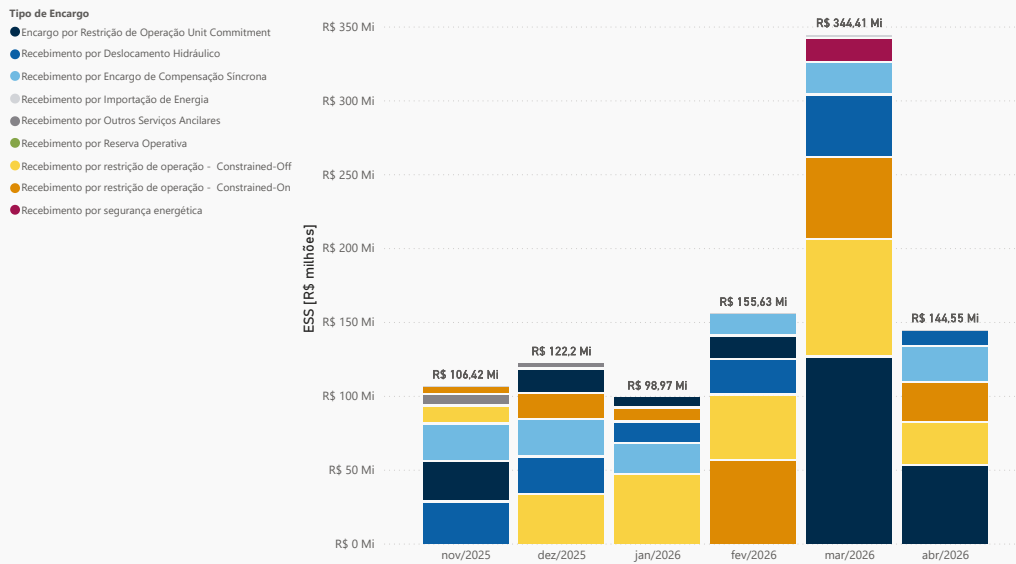
Conforme os dados divulgados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), os Encargos de Serviço do Sistema (ESS) referentes a abril de 2026 apresentaram valores expressivos. O encargo associado ao Constrained-off totalizou aproximadamente R\$ 29,08 milhões; esse valor representa o custo para indenizar as usinas que foram impedidas de gerar energia devido a gargalos e restrições na rede de transmissão. Em contrapartida, o Constrained-on somou cerca de R\$ 27,07 milhões, refletindo os gastos com o acionamento obrigatório e excepcional de usinas fora da ordem de mérito econômico para garantir a estabilidade local do SIN.

A segurança sistêmica também gerou despesas significativas, com o encargo por segurança energética alcançando R\$ 661,90 mil para cobrir o despacho preventivo de usinas de reserva, e o Constrained Security registrando cerca de R\$ 24,53 milhões para custear ações que evitam sobrecargas na rede elétrica

nacional. Adicionalmente, os valores destinados ao Encargo de Energia de Despacho Hidráulico somaram aproximadamente R\$ 10,86 milhões, cobrindo os custos de oportunidade de usinas hidrelétricas acionadas por razões estritamente elétricas, enquanto a importação de energia demandou cerca de R\$ 219,99 mil para complementar o suprimento do SIN em momentos de ponta.

O maior impacto financeiro do mês veio do Unit Commitment, que atingiu cerca de R\$ 52,13 milhões. Essa marca reflete os custos de ressarcimento para iniciar o funcionamento, processo de partida e sincronização, de usinas termelétricas que precisavam ficar prontas para entrar na matriz. Por outro lado, o sistema não registrou gastos relevantes com serviços ancilares, reserva operativa, custos de manutenção ou emergenciais. De forma geral, esse balanço de abril demonstra que os custos do sistema estiveram fortemente concentrados nas restrições físicas de transmissão e na necessidade de garantir a disponibilidade imediata de geração térmica.

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



Fonte: Dados da CCEE | Elaboração: FGV Energia

3. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

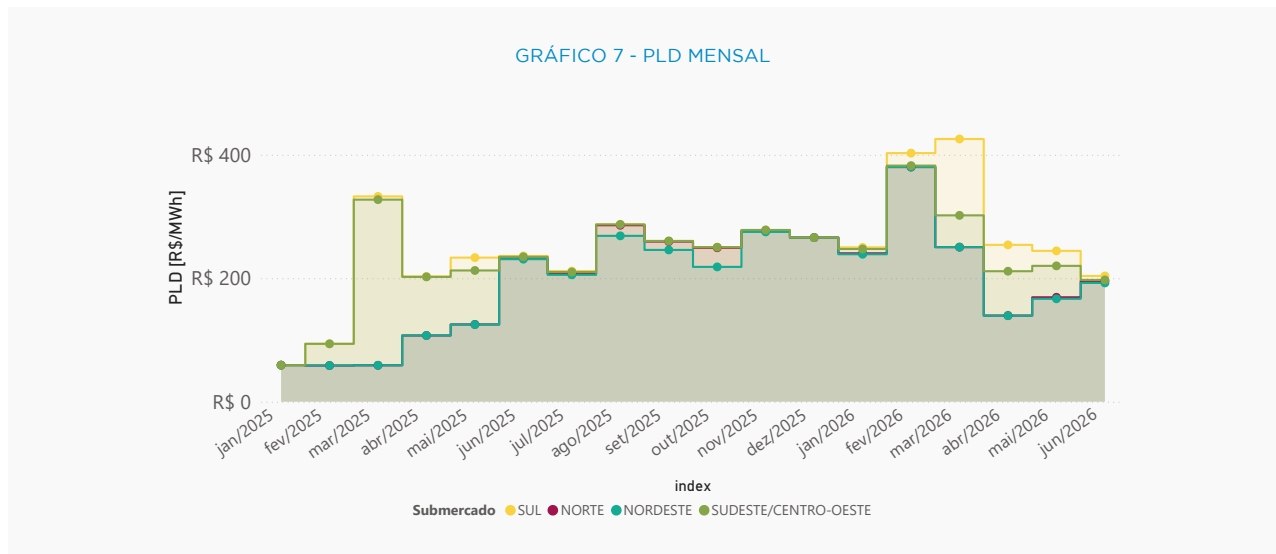
O mercado de energia elétrica brasileiro foi marcado pelo fim da bandeira verde e pelo acionamento da bandeira tarifária amarela devido à transição para o período seco, o que reduziu as afluições hidrelétricas e elevou os preços no atacado. Esse cenário resultou em um comportamento de preço heterogêneo entre os submercados em maio de 2026, variando desde o menor valor, no Nordeste, até o maior patamar, na região Sul. Além disso, os preços horários mostraram forte volatilidade intradiária: batiam no piso regulatório de R\$ 57,31/MWh durante o pico da geração solar diurna e saltavam para picos noturnos de até R\$ 441,58/MWh. Enquanto a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo em abril arrefeceu para R\$ 3,15 bilhões em comparação aos meses anteriores, as expectativas futuras de médio e longo prazo seguiram em trajetória de valorização, com a energia convencional de longo prazo subindo para R\$ 243,25/MWh.

3.1 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS - PLD

3.1.1 Preço de Liquidação de Diferenças Mensal

Os preços da energia elétrica no mercado de curto prazo apresentaram comportamento heterogêneo entre as regiões do SIN em maio de 2026. O submercado Sul registrou o maior valor do período, atingindo R\$ 244,33/MWh, seguido de perto pelo Sudeste/Centro-Oeste, com R\$ 220,05/MWh. Na outra ponta, o Norte registrou um PLD médio de R\$ 169,13/MWh, enquanto o Nordeste apresentou o menor patamar do mês, fechando em R\$ 166,69/MWh.

Esse cenário evidencia uma expressiva divergência regional, com o Sul e o Sudeste/Centro-Oeste operando em patamares significativamente mais elevados que o Norte e o Nordeste, uma diferença que chegou a R\$ 77,64/MWh entre os extremos do país. Na comparação com abril de 2026, quando a região sulista já liderava a R\$ 254,03/MWh, houve uma leve retração local. Em contrapartida, as demais regiões registraram elevação de preços, movimento alinhado ao maior acionamento do despacho térmico na última semana operativa de maio.



Fonte: Dados do CCEE| Elaboração: FGV Energia

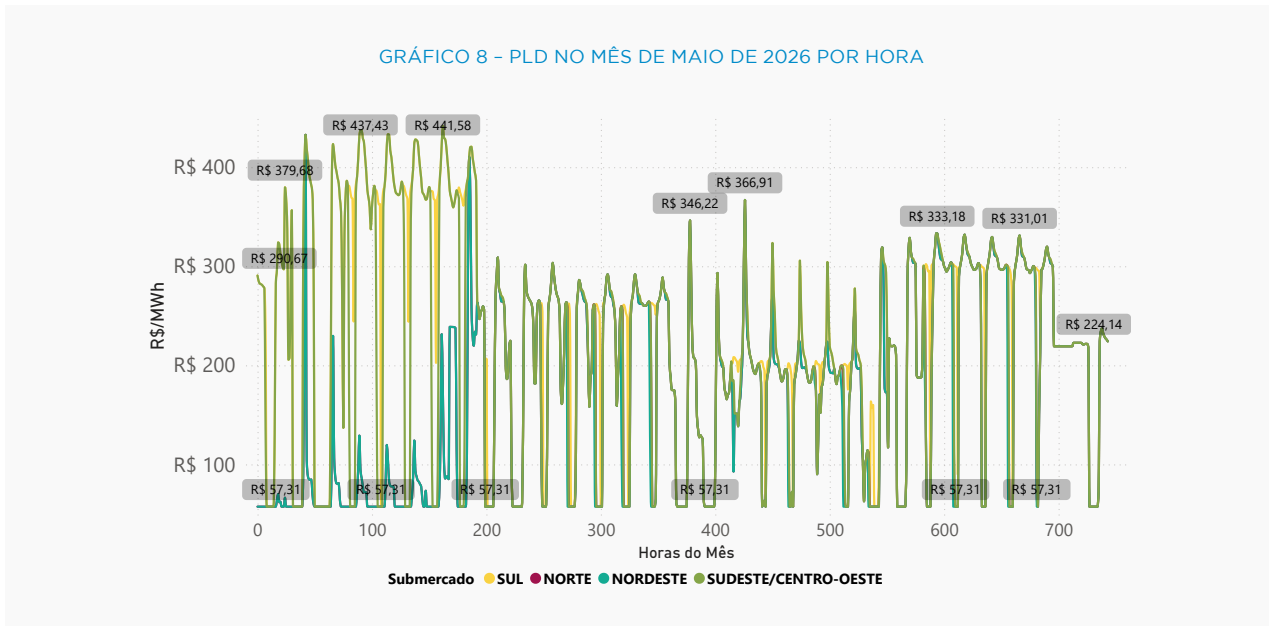
3.1.2 Preço de Liquidação de Diferenças Horário

O PLD horário apresentou volatilidade acentuada ao longo de maio de 2026, com oscilações recorrentes entre o piso regulatório, fixado em cerca de 57,31 reais por megawatt-hora (MWh), e patamares mais elevados em horários específicos. O valor máximo do mês atingiu 441,58 reais por MWh, registrado nos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste no dia 7, por volta das 18h. Esse teto ficou abaixo dos picos verificados em meses anteriores, sinalizando menor intensidade nos episódios de estresse operativo do sistema.

A dinâmica intradiária evidenciou um padrão claro de retorno ao piso regulatório no período diurno, entre 7h e 15h, momento em que o pico da gera-

ção solar reduz a necessidade de acionar fontes de energia mais caras. Esse preço mínimo foi registrado em aproximadamente 24% das horas do mês, com maior incidência entre 9h e 12h. Em contrapartida, as tarifas mais altas concentraram-se no período noturno, entre 17h e 23h, impulsionadas pelo aumento simultâneo da demanda e pelo declínio da produção solar nesse intervalo.

De maneira geral, as cotações horárias mantiveram-se majoritariamente na faixa de 200 a 300 reais por MWh, patamar presente em cerca de 36% das horas do período. Essa flutuação, intercalada por preços mínimos durante o dia e elevações pontuais no horário de ponta, reforça o papel protagonista da fonte fotovoltaica na modulação de mercado e evidencia a influência crescente da geração intermitente sobre a formação de preços no curto prazo.



Fonte: Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

3.2 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determinou a adoção da bandeira tarifária amarela para o mês de maio de 2026, indicando que os consumidores brasileiros terão cobrança adicional nas contas de energia elétrica. Segundo a ANEEL, a decisão foi tomada devido à redução das chuvas na transição do período chuvoso para o seco, o que leva a uma menor geração hidrelétrica e ao maior acionamento de usinas termelétricas, que possuem custo de geração mais elevado.

Em consequência, os consumidores de energia elétrica terão custo adicional de R\$ 1,885 a cada 100 kWh consumidos. Após quatro meses seguidos de bandeira verde, as tarifas dos consumidores brasileiros voltam a ter acréscimo, encerrando o período de condições favoráveis de geração observado desde janeiro de 2026.

A mudança de patamar reflete a sazonalidade típica do sistema elétrico brasileiro, marcada pela redução das afluências hídricas no início do período seco e pela necessidade de maior atenção às condições hidrológicas e aos custos de geração de energia no país.

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							



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

3.2 Fonte: [Bandeira Tarifária - Bandeira tarifária para o mês de maio será amarela – Agência Nacional de Energia Elétrica](#)

4. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Acervo Digital – Relatórios do Programa Mensal de Operação (PMO). Disponível em: Acervo Digital PMO ONS

3.3 PREÇOS DE CONTRATO NO ACL

No final de maio, os preços dos contratos no ACL apresentaram comportamentos distintos entre os horizontes de curto e longo prazo. Enquanto os produtos trimestrais registraram uma leve recuperação na comparação semanal, embora ainda acumulem perdas no fechamento do mês, os contratos de longo prazo mantiveram-se sustentados por uma trajetória de valorização tanto no comparativo semanal quanto no mensal.

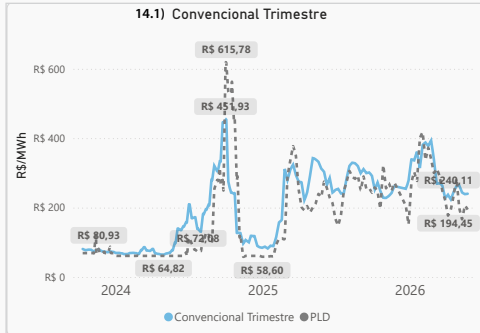
Para os contratos de curto prazo, que cobrem os próximos três meses (de junho a agosto de 2026), o valor de referência para a energia convencional vindas de grandes hidrelétricas ou térmicas, fixou-se em R\$ 240,11/MWh. Esse indicador avançou 0,47% na semana, mas registrou recuo de 2,13% frente ao mês anterior e uma expressiva queda de 27,71% em relação ao ano passado. No mesmo horizonte de curto prazo, a energia incentivada, oriunda de fontes renováveis como solar e eólica e que conta com desconto na tarifa de uso da rede, seguiu tendência similar ao alcançar R\$ 269,21/MWh, subindo 0,30% na semana, mas cedendo 1,95% no mês e 25,94% na comparação anual.

Já no cenário de longo prazo, focado nos contratos com entrega futura entre os anos de 2027 e 2030, os preços mantiveram uma tendência de

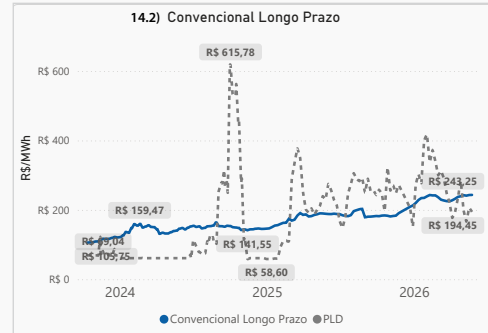
alta porque o mercado tenta se proteger preventivamente contra riscos de seca nos próximos anos. A energia convencional foi negociada na casa dos R\$ 243,25/MWh, apresentando variação positiva de 0,12% na semana e crescimento de 2,41% no mês, o que consolida uma expressiva valorização anual de 28,13%. Para a fonte incentivada de longo prazo, o índice atingiu R\$ 271,97/MWh, registrando aumento de 0,28% na semana, 2,19% no mês e 22,66% em relação ao mesmo período de 2025. Os dados mostram que, ao considerar e isolar apenas produtos exatamente equivalentes entre os períodos comparados, os ganhos anuais ficam ainda mais nítidos, superando 48% para a energia convencional e 39% para a incentivada.

Por fim, a Função de Custo Futuro do modelo DECOMP, que é uma ferramenta matemática oficial utilizada pelo setor para prever o custo de operação e a necessidade de gastos com energia nas semanas seguintes, ponderada pelo submercado Sudeste, encerrou o período em R\$ 294,25/MWh. Esse indicador apresentou uma forte elevação semanal, superior a 34%, acompanhada também de crescimento na análise mensal de 5,83% e um leve avanço de 0,32% na comparação anual, um salto que acende um alerta no mercado ao sinalizar que a geração de energia deve ficar mais cara e exigir mais usinas térmicas devido à chegada do período de seca.

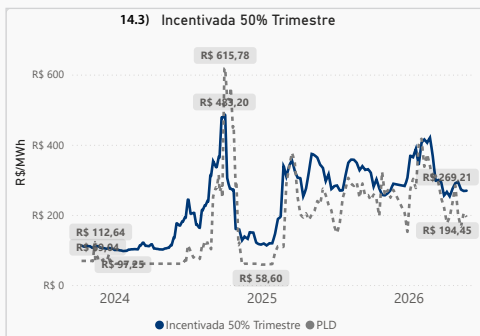
GRÁFICO 14 - CURVA FORWARD - MERCADO LIVRE



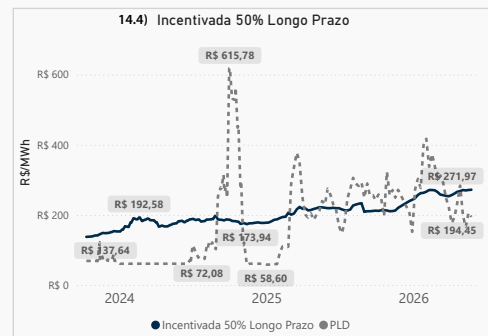
Variação Semanal: **(0,47%)**
 Variação Mensal: **(-2,13%)**
 Variação Anual: **(-27,71%)**



Variação Semanal: **(0,12%)**
 Variação Mensal: **(2,41%)**
 Variação Anual: **(28,13%)**



Variação Semanal: **(0,30%)**
 Variação Mensal: **(-1,95%)**
 Variação Anual: **(-25,94%)**



Variação Semanal: **(0,28%)**
 Variação Mensal: **(2,19%)**
 Variação Anual: **(22,66%)**

Fonte: Dados do DCIDE | Elaboração: FGV Energia

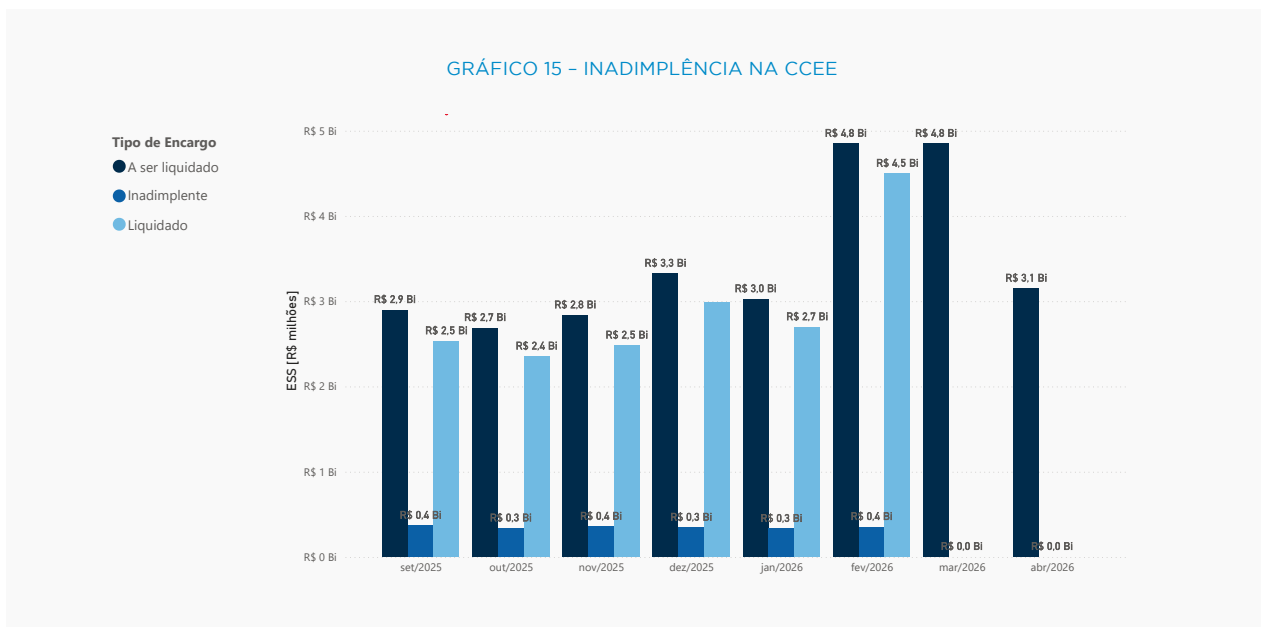
3.4 LIQUIDAÇÃO NA CCEE

Com base nos resultados divulgados pela CCEE para o mês de abril de 2026, a liquidação financeira do Mercado de Curto Prazo (MCP), que funciona como um acerto de contas onde as empresas que consumiram mais energia do que tinham contratado pagam a diferença para aquelas que geraram sobras, registrou um montante total apurado de aproximadamente R\$ 3,15 bilhões.

Até o momento da elaboração deste informe, os dados referentes à liquidação efetiva, que é o dinheiro que de fato entrou no caixa por meio do pagamento dos agentes devedores, e aos valo-

res de inadimplência, que representam as dívidas de quem não realizou os depósitos obrigatórios, ainda não se encontravam disponíveis na base de dados para o mês de abril.

Da mesma forma, não foram identificados registros de valores em parcelamento, que ocorre quando o mercado autoriza o pagamento dessas diferenças de forma parcelada para o período. Os números indicam uma redução no montante total apurado em relação aos meses anteriores, visto que fevereiro e março registraram cerca de R\$ 4,85 bilhões cada, refletindo o menor preço da energia e a menor necessidade de ajustes comerciais no período.



Fonte: Dados do CCEE | Elaboração: FGV Energia

INFORME DO SETOR ELÉTRICO DE MAIO 2026 - FGV ENERGIA

No mês de maio, o setor elétrico brasileiro iniciou a transição para o período seco com um importante sinal de alerta: o retorno da bandeira tarifária amarela, interrompendo uma sequência de quatro meses de bandeira verde. Esse movimento reflete diretamente a redução das chuvas e a necessidade estratégica de acionar as usinas termelétricas, especialmente na reta final do mês, para garantir o suprimento seguro do país enquanto os reservatórios mantêm seus níveis sob controle.

O mapa hidrológico do país desenhou cenários distintos para cada região. O avanço de frentes frias disparou uma recuperação histórica e expressiva nas afluições da região Sul, acompanhada por um crescimento sólido no Sude-

te e Centro-Oeste. Paralelamente, o Norte e o Nordeste começaram a sentir o recuo natural das águas em relação aos meses anteriores, redesenhando o fluxo de energia entre os submercados nacionais.

No gerenciamento da produção, a matriz elétrica brasileira demonstrou toda a sua versatilidade. Embora a fonte hidrelétrica tenha reduzido gradualmente o seu ritmo ao longo das semanas, a segurança do sistema foi garantida pelo crescimento robusto da geração eólica e pelo avanço estratégico do despacho térmico e nuclear na última semana. É o retrato de um sistema interligado maduro, que combina fontes renováveis e térmicas para atravessar com segurança as mudanças sazonais do país.

Fontes: ONS, CCEE e ANEEL.

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

GLOSSÁRIO DE SIGLAS



MANTENEDORES

