

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação – CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 1ª semana operativa

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção ‘PLD’ pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção ‘PLD’ pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 6 a 12 de dezembro de 2025. Apesar da entrada do modelo DESSEM, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos com base na FCF do modelo DECOMP. Ressaltamos que esses resultados não possuem valor comercial, e destacamos que não aplicamos os limites de PLD mínimo e máximo nos valores apresentados na Tabela 2 com o intuito de apresentar de maneira mais detalhada o comportamento da FCF do modelo DECOMP. A aplicação dos limites mínimo e máximos ocorre apenas após o processamento do modelo DESSEM.

Tabela 1 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	299,51	299,51	299,51	299,51
Média	295,54	295,54	295,54	295,54
Leve	290,57	290,57	290,57	290,57
Média semanal	294,44	294,44	294,44	294,44

A Tabela 2 traz a comparação entre a FCF média da primeira e da segunda semana de dezembro.

Tabela 2 – Comparação entre a FCF da primeira e da segunda semana de dezembro (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	1ª sem - dez	2ª sem - dez	Variação %
SE/CO	318,14	294,44	-7,4%
S	318,14	294,44	-7,4%
NE	318,14	294,44	-7,4%
N	318,14	294,44	-7,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 6 a 12 de dezembro, apresentaram variações de: -7,4%, fechando a R\$ 294,44/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas vazões, menor nível de armazenamento verificado no SIN e uma expectativa de aumento na carga esperada para o mês de dezembro.

Para dezembro de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 82% da MLT para o sistema, sendo 89% no Sudeste; 78% no Sul; 50% no Nordeste e 82% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.529 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.462 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 883 MWmédios no submercado Sul, 98 MWmédios no submercado Nordeste e 86 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -3.024 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -2.262 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -388 MWmédios no submercado Sul, -155 MWmédios no submercado Nordeste, -219 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 1 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

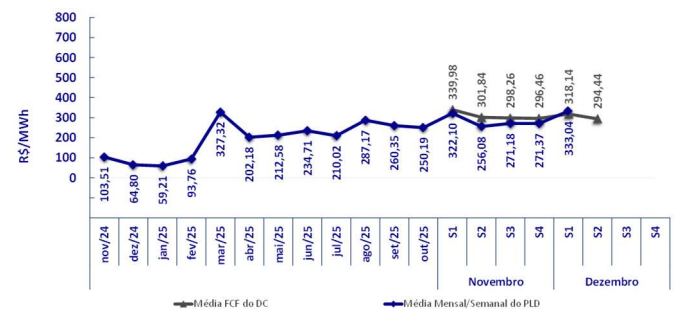


Gráfico 1 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção ‘PLD’ pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

Energia Natural Afluente - ENA

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo poderá ser consultado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Armazenamento inicial

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, o conteúdo poderá ser consultado no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Carga - DECOMP

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

O Gráfico 2 apresenta a variação da carga prevista para a segunda semana de dezembro.

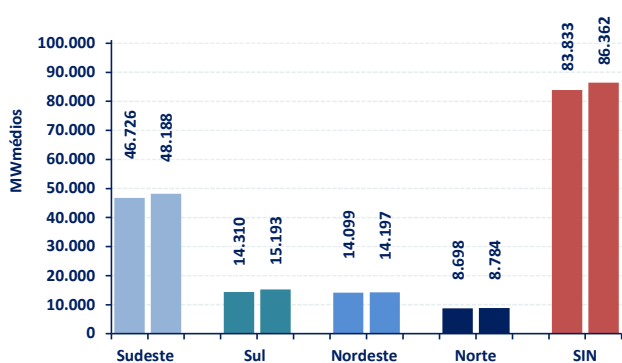


Gráfico 2 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 2 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de dezembro na RV0 de dezembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de dezembro (2ª coluna). A Tabela 3 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de dezembro.

Tabela 3 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.462	883	98	86

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o índice ISM de Serviços avançou 0,2 ponto, alcançando 52,6 em novembro. A categoria de novos pedidos desacelerou para 52,9, ante 56,2, enquanto a atividade empresarial apresentou melhora em relação ao mês anterior. A produção industrial subiu 0,1% em setembro, em linha com as expectativas do mercado, e a média móvel trimestral desacelerou para 1,1% ao ano no terceiro trimestre.

Na Zona do Euro, o PMI da indústria recuou para 49,6 em novembro, ante 50,0 em outubro. Itália e Espanha registraram expansão, enquanto Alemanha e França permaneceram abaixo da linha de 50,0. No setor de serviços, o PMI avançou para 53,3, ante 53,0 no mês anterior, marcando a maior expansão desde maio de 2023; Alemanha e Espanha apresentaram desaceleração na comparação com outubro.

Na China, o PMI da indústria aumentou para 49,2 em novembro, ante 49,0 em outubro, impulsionado principalmente pelos bens de consumo, que recuaram para 49,4. No setor

não manufatureiro, o PMI caiu para 49,5, ante 50,2 no mês anterior, pressionado pelo segmento de serviços.

No Brasil, o PIB registrou alta de 0,1% t/t no terceiro trimestre de 2025, com ajuste sazonal, enquanto na comparação interanual a economia cresceu 1,8%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,20% em novembro, ante 0,27% em outubro. Contribuíram para a desaceleração os grupos Habitação (-0,34%, ante 0,22%), Alimentação (-0,27%, ante 0,38%) e Saúde (-0,37%, ante 0,37%). Quanto à produção, segundo a Fenabreve, os emplacements de veículos recuaram 0,9% m/m em novembro, após quatro meses de alta, com avanço apenas no segmento de ônibus (+17,3% m/m). A produção industrial cresceu 0,1% m/m em outubro, impulsionada pelos aumentos de 1,1% em Bens de Consumo e 1,0% em Bens de Capital, enquanto Bens Intermediários recuaram 0,8% na comparação mensal. O PMI industrial ficou em 48,8 em novembro, ante 48,2 em outubro, permanecendo em contração pelo sétimo mês consecutivo, com destaque para a forte queda nos novos pedidos devido à menor demanda interna e externa. No mercado de trabalho, segundo a PNAD Contínua, a taxa de desocupação atingiu 5,4% no trimestre encerrado em outubro, queda de 0,2 p.p. em relação ao trimestre móvel anterior e de 0,7 p.p. na comparação anual. O nível de ocupação foi de 58,8%, estável na comparação interanual. O rendimento real habitual alcançou R\$ 3.528, recorde da série, com alta de 3,9% no ano, enquanto a massa de rendimento real habitual totalizou R\$ 357,3 bilhões, estabilidade no trimestre e aumento de 5,0% (equivalente a mais de R\$ 16,9 bilhões) no ano. O Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) recuou 3,04% m/m em novembro, pressionado pela queda de 5,43% no grupo Agropecuária, enquanto metal avançou 1,29% e Energia teve alta de 2,51%. A balança comercial registrou superávit de US\$ 5,8 bilhões (-13,4% a/a) em novembro, com exportações de US\$ 28,5 bilhões (+2,4%) e importações de US\$ 22,7 bilhões (+7,4%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 317,8 bilhões (+1,8%) e as importações, US\$ 260,0 bilhões (+7,2%), resultando em superávit de US\$ 57,8 bilhões (-16,8% a/a). De acordo com o Relatório Focus, a projeção para o PIB de 2025 permaneceu em 2,16%.

O Gráfico 3 apresenta a carga de dezembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de dezembro indicou uma expectativa de carga no valor de 82.225 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 83.890 MW médios (+2,0%). Comparando com os valores verificados em dezembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 3.488 MW médios (+4,3%) e 3.858 MW médios (+4,8%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de dezembro é de 7.575 MW médios, sendo parte integrante da carga de 83.890 MW médios da 1ª revisão do PMO.

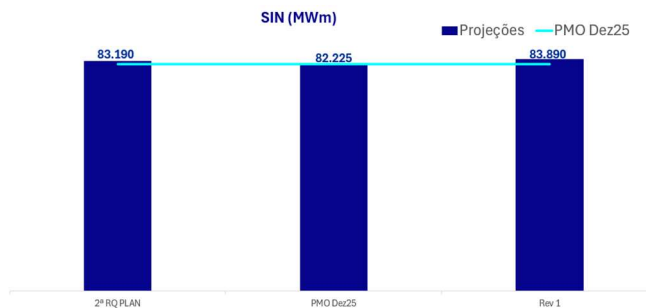


Gráfico 3 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de dezembro.

A Tabela 4 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de dezembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em dezembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, com destaque para o Norte e para o Sul, que apresentaram aumentos de 885 MW médios (+11,3%) e 1.264 (+9,5%), respectivamente, o que totalizou 3.858 MW médios (+4,8%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se o aumento no Norte, totalizando um aumento de 699 MW médios (+0,8%) na carga do SIN.

Tabela 4 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de dez/25, a carga observada em dez/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	nov/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+1.253 (+2,8%)	-152 (-0,3%)

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

S	+1.264 (+9,5%)	+108 (+0,7%)
NE	+455 (+3,3%)	+120 (+0,9%)
N	+885 (+11,3%)	+622 (+7,7%)
SIN	+3.858 (+4,8%)	+699 (+0,8%)

O Gráfico 4 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO aumentou a projeção de carga de todas as semanas operativas.



Gráfico 4 - Projeção da carga do PMO de dezembro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de dezembro com a projeção do PMO, nota-se aumento em todos os submercados, exceto o Norte, que totalizou 3.773 MW médios (+5,1%). Para a 2ª semana operativa, houve aumento em todos os submercados, totalizando 2.529 MW médios (+3,0%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 86.363 MW médios (vide Gráfico 4).

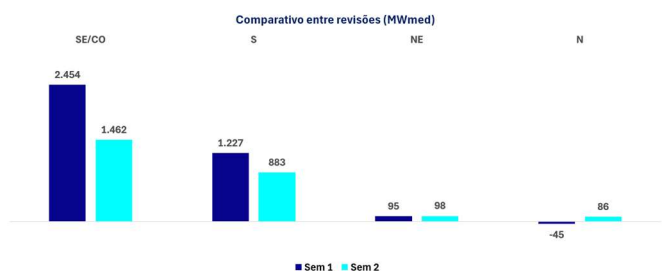


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

A Tabela 5 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 5 – Carga prevista para o mês de dezembro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	82.991	83.834	83.234	79.972	80.951
RV1	86.722	86.363	84.837	80.205	81.426

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Os Gráfico 5, Gráfico 6 e Gráfico 7 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

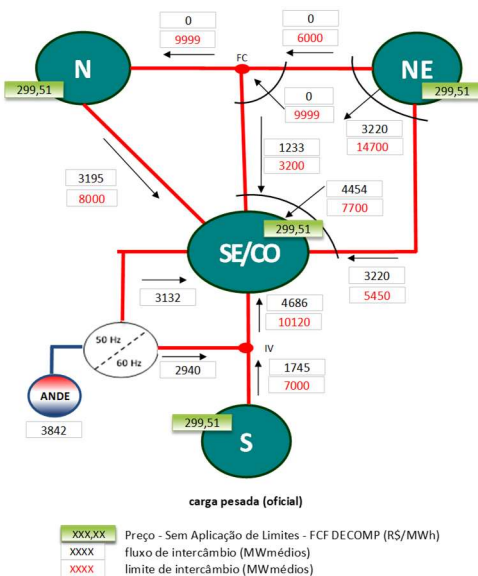


Gráfico 5 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

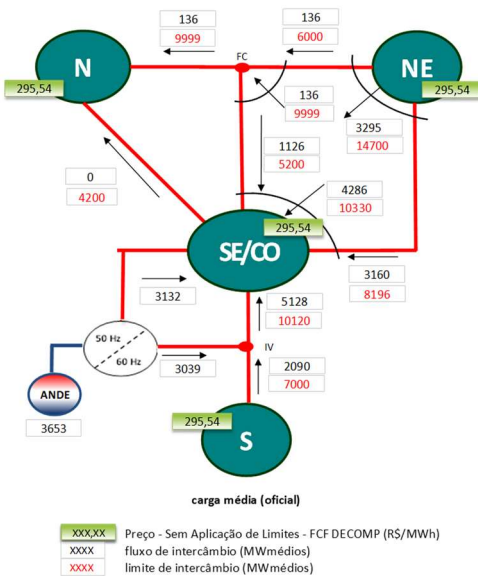


Gráfico 6 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

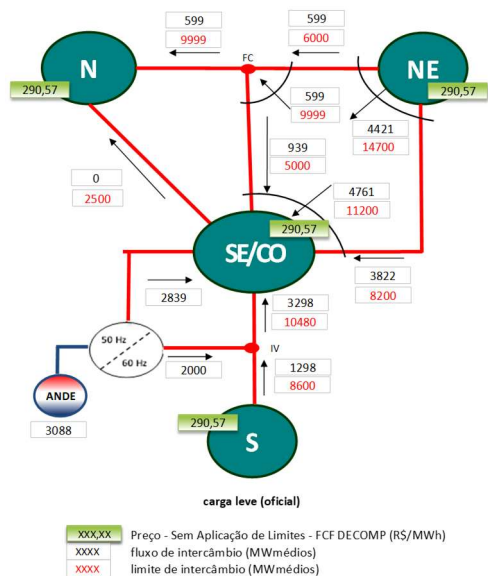


Gráfico 7 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 6 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de dezembro de 2025.

Tabela 6 - Declaração de CVU para a segunda semana operativa de dezembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	970,65	1.074,80
ARAUCARIA	780,00	1.033,46
BARRA BONITA	778,35	814,78

Decomposição da FCF do DECOMP

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 8 ilustra os principais impactos na FCF.

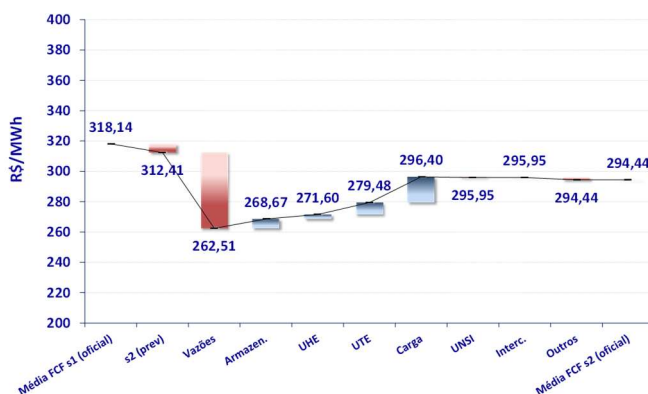


Gráfico 8 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 50/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 6/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 9/MWh de aumento. Por fim, uma expectativa de aumento na carga elevou a FCF em R\$ 17/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

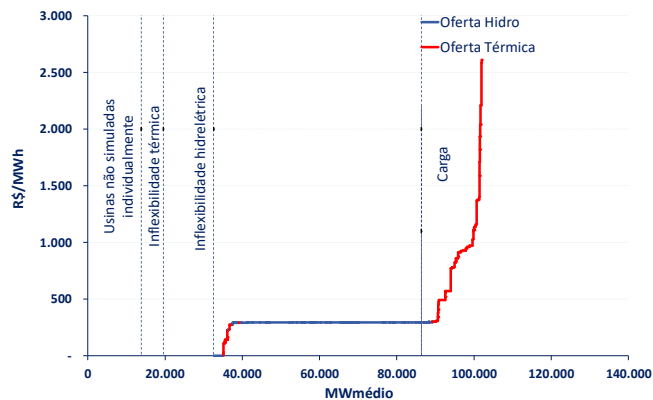


Gráfico 9 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul / todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – novembro e dezembro de 2025

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

O Gráfico 10 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2025.

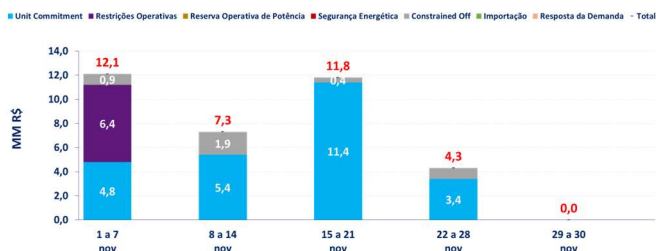


Gráfico 10 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de novembro.

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de novembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	6,37	-	-	-	-	-	6,37
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	2,12	2,47	8,45	1,01	1,47	-	15,52
Norte	1,36	1,77	2,84	2,29	2,24	-	10,50
Total	4,77	5,42	11,40	3,36	3,76	0,00	28,71
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,28	1,18	0,11	0,06	0,05	-	2,68
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	0,02	0,46	0,15	0,42	-	-	1,05
Norte	0,04	0,21	0,09	0,12	-	-	0,46
Total	0,95	1,94	0,39	0,88	0,01	0,00	4,17
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 10 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R\$ 44,85 milhões, sendo R\$ 0,00 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 28,71 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,00 milhões devido a importação, R\$ 4,17 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 6,37 milhões devido a restrições operativas e R\$ 5,60 milhões por resposta da demanda por disponibilidade.

O Gráfico 11 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2025.

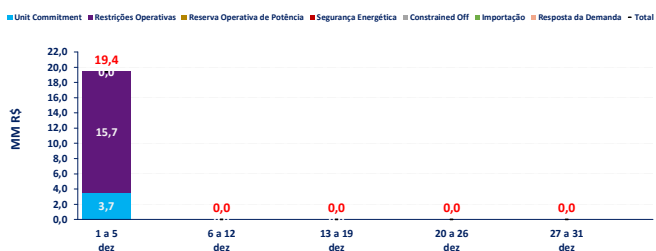


Gráfico 11 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 8 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro.

Tabela 8 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	11,04	-	-	-	-	-	11,04
Sul	0,05	-	-	-	-	-	0,05
Nordeste	4,61	-	-	-	-	-	4,61
Total	15,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,70
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	2,96	-	-	-	-	-	2,96
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	0,78	-	-	-	-	-	0,78
Total	3,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,74
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,25

O total dos valores apresentados no Gráfico 11 e na Tabela 8 resulta na expectativa de R\$ 25,69 milhões, sendo R\$ 0,00 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 3,74 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,00 milhões devido a importação, R\$ 0,00 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 15,70 milhões devido a restrições operativas e R\$ 6,25 milhões por resposta da demanda por disponibilidade.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro a 4 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de dezembro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 a 31 de dezembro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 1 de dezembro de 2025.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Anel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para novembro é apresentada no Gráfico 12.

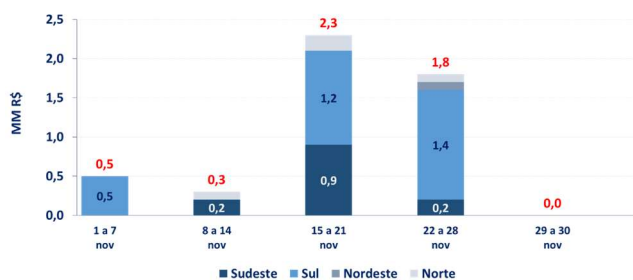


Gráfico 12 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 12 resulta na expectativa de R\$ 5,90 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro é apresentada no Gráfico 13.

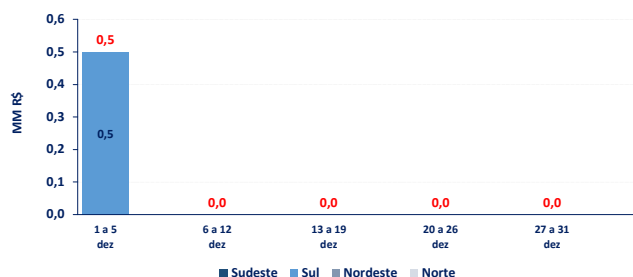


Gráfico 13 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 13 resulta na expectativa de R\$ 0,50 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

Fator de Ajuste do MRE

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro a 4 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de dezembro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 a 31 de dezembro de 2025 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 1 de dezembro de 2025.

Além disso, sobre a geração hidráulica aplicou-se um fator de perdas totais (rede básica e internas), obtido a partir da análise do histórico a fim de emular o comportamento operativo e comercial do SIN.

A garantia física sazonalizada de 2025 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Abertos" e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 071/25, de 24 de janeiro de 2025.

As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2025, no perfil do MRE, de acordo com cronograma

da reunião do DMSE de novembro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 14 e no Gráfico 15 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2025. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

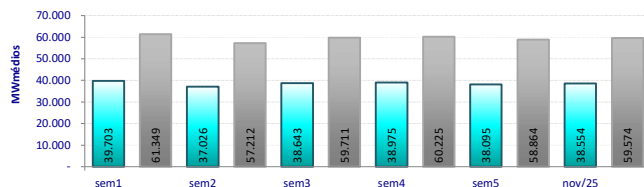


Gráfico 14 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2025

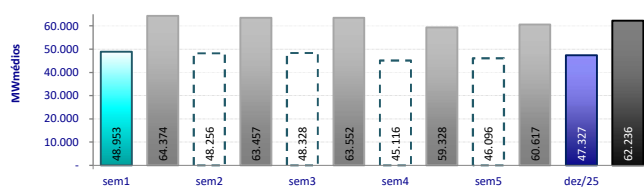


Gráfico 15 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2025

O Gráfico 16 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2025 (ainda não contabilizados).

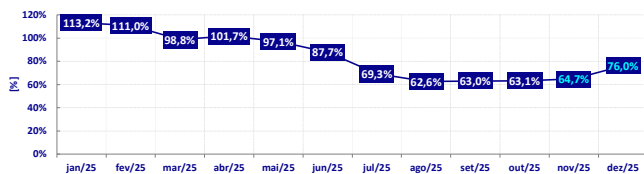


Gráfico 16 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 17 e no Gráfico 18 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

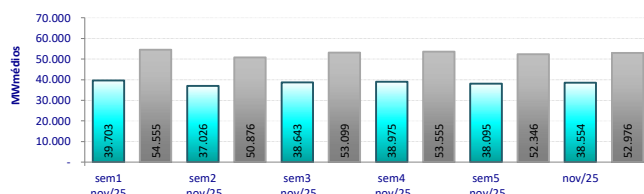


Gráfico 17 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2025

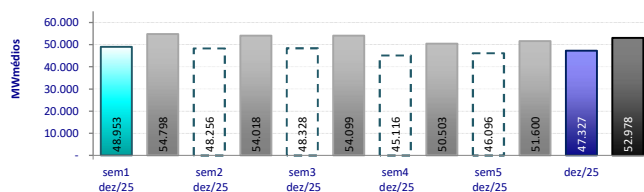


Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2025

O Gráfico 19 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de novembro e dezembro de 2025 (ainda não contabilizados).

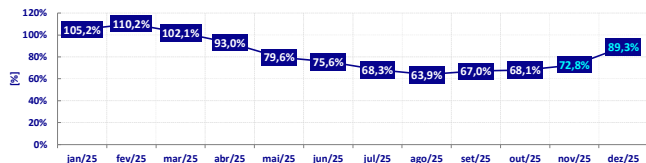


Gráfico 19 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a primeira semana operativa de dezembro de 2025 não foram identificadas inconsistências:

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a primeira semana operativa de dezembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Porto Primavera

Restrição: Defluência Mínima; Taxa de variação de defluência máxima; Nível Mínimo

Valor CCEE: 4.600 m³/s; n/a; n/a

Valor ONS: 3.900 m³/s; 100 m³/s; 257 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARHs 9101; 9125; 99219

Consideração no PLD: A partir de janeiro de 2026
- UHE Jirau

Restrição: Nível máximo; Nível mínimo; Taxa de replecionamento

Valor CCEE: 4.600 m³/s; n/a; n/a

Valor ONS: 3.900 m³/s; 100 m³/s; 20 cm/dia

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARHs 9104; 9105; 9107

Consideração no PLD: A partir de janeiro de 2026

- UHE Castro Alves

Restrição: Vazão Vertida Máxima

Valor CCEE: -

Valor ONS: 480 m³/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARHs 9086

Consideração no PLD: A partir de janeiro de 2026

- UTE Porto Sergipe 1

Restrição: Geração GNL

Valor CCEE: 1593 MWmed

Valor ONS: -

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP, DESSEM

Documento: DECOMP (RV3 e RV4 de Out/25)

Consideração no PLD: A partir de janeiro de 2026

Atos regulatórios associados ao PLD

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'PLD' pode ser consultada no boletim InfoPLD Diário, disponível no seguinte link (<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>).

Para a primeira semana operativa de dezembro, foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que impactam o PLD:

- Despacho ANEEL 3.472/2025 (DOU 04/12):** Reconhece 448 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso no cronograma de implantação da UTE Cidade do Livro.
- Despacho ANEEL 3.589/2025 (DOU 04/12):** Restabelece a operação comercial da Unidade Geradora UG01 da UHE Sobradinho, com potência de 175 MW.

No momento, não existem Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.