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 1° 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 - CMO[1] e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 4ª 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 – 1ª semana operativa

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).

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 29 de novembro a 5 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	321,93	321,93	321,93	321,93
Média	318,60	318,60	318,60	318,60
Leve	315,54	315,54	315,54	315,54
Média semanal	318,14	318,14	318,14	318,14

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - nov	1ª sem - dez	Variação %
SE/CO	296,46	318,14	7,3%
S	296,46	318,14	7,3%
NE	296,46	318,14	7,3%
N	296,46	318,14	7,3%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 29 de novembro a 5 de dezembro, apresentaram variações de 7,3%, fechando a R$ 318,14/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluências esperadas para o mês e uma menor expectativa de geração por UNSI.

Para novembro de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 74% no Sudeste; 95% no Sul; 30% no Nordeste e 45% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluências de dezembro de 2025 fechem em torno de 74% da MLT para o sistema, sendo 81% no Sudeste; 62% no Sul; 51% no Nordeste e 75% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 233 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -388 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 83 MWmédios no submercado Sul, 82 MWmédios no submercado Nordeste e -9 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.398 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -2.055 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -271 MWmédios no submercado Sul, -52 MWmédios no submercado Nordeste, -20 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.

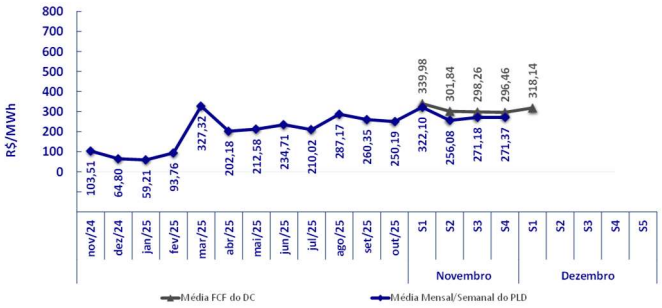

Gráfico 1 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

NEWAVE

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

Decomposição da FCF do NEWAVE

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

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

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 do PLD no NEWAVE, o Gráfico 9 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de dezembro de 2025 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

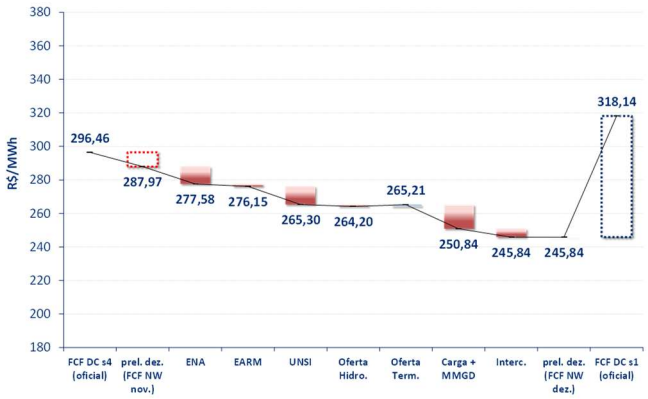

Gráfico 2 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R$ 288/MWh, e respectivamente uma expectativa de redução de cerca de R$ 10/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores resultou na redução de aproximadamente R$ 20/MWh na FCF do modelo NEWAVE. Pode-se destacar ainda a redução da FCF devido a projeção de geração de UNSI, reduzindo a FCF em aproximadamente R$ 11/MWh e devido a uma queda na carga e/ou aumento de geração por MMGD, reduzindo em aproximadamente R$14/MWh a FCF do NEWAVE.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo "FCF DC s1 (oficial)", referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção "Decomposição da FCF do DECOMP" deste boletim.

DECOMP

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).

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.

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)

O Gráfico 3 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

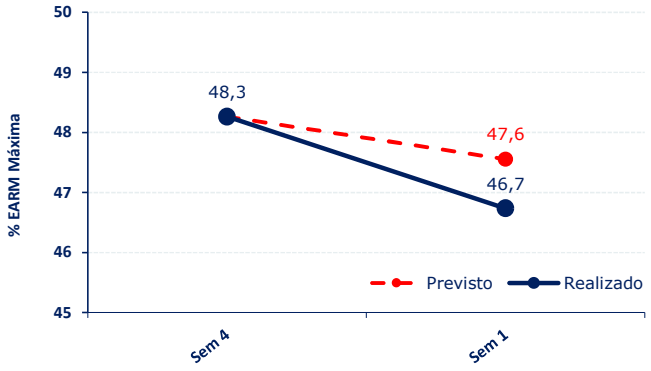

Gráfico 3 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 47,6% (Energia Armazenada de 139.006 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 46,7% (Energia Armazenada de 136.608 MWmês), o que representou uma queda de -2.398 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 3 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 3 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de dezembro

Submercado	RV0 - previsto		RV0 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	42,9%	88.190	41,9%	86.135	-1,0%	-2.055
S	92,2%	17.861	90,8%	17.590	-1,4%	-271
NE	45,5%	23.532	45,4%	23.480	-0,1%	-52
N	59,4%	9.423	60,1%	9.403	-0,1%	-20
SIN	47,6%	139.006	46,7%	136.608	-0,8%	-2.398

Carga - DECOMP

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)

O Gráfico 4 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de dezembro.

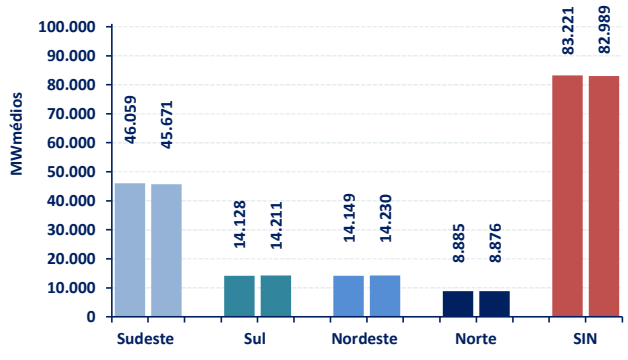

Gráfico 4 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 4 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de dezembro na RV3 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de dezembro (2ª coluna). A Tabela 4 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de dezembro.

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.

Tabela 4 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-388	83	82	-9

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) de setembro apresentou alta de 0,3% em relação ao mês anterior. Na comparação anual, o índice avançou 2,7%. O núcleo do PPI, que exclui itens voláteis, subiu 0,1% na comparação mensal e registrou alta de 2,6% em relação ao mesmo mês do ano anterior. O Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board caiu para 88,7 pontos em novembro (contra 95,5 pontos revisados no mês anterior), impactado principalmente pela queda na avaliação das expectativas futuras, que caíram 8,6 pontos, para 63,2, enquanto a avaliação da situação atual caiu 4,3 pontos, para 126,9. De acordo com os dados provisórios do PMI Composto da S&P Global, o índice de serviços nos Estados Unidos subiu de 54,8 em outubro para 55,0 em novembro, levando o índice composto a 54,8 pontos, ante 54,6 em outubro. Além disso, segundo o Livro Bege de novembro, a atividade econômica teve poucas mudanças desde última divulgação. Dois Distritos relataram queda moderada, um reportou crescimento e os outros observaram estabilidade. O emprego teve leve declínio e houve melhora na disponibilidade de mão de obra. Os preços subiram, especialmente na indústria e varejo.

No Brasil, o IGP-M registrou alta de 0,27% em novembro, ante queda de 0,36% no mês anterior. O IPA-M subiu 0,27%, influenciado pelos avanços de 0,46% dos produtos agropecuários e de 0,21% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M avançaram 0,25% e 0,28%, respectivamente. O IPCA-15 registrou alta de 0,20% em novembro, ante 0,18% em outubro. O grupo Despesas pessoais apresentou o maior impacto (0,09 ponto percentual e variação de 0,85%). No ano, o IPCA-15 acumula alta de 4,15% e nos últimos 12 meses, 4,50%, abaixo dos 4,94% registrado em outubro. Em relação à confiança, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, subiu 1,3 ponto em novembro, terceira alta consecutiva, alcançando 89,8 pontos, maior nível desde dezembro de 2024. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 1,2 ponto, para 88,6 pontos. Esse resultado foi influenciado pela percepção positiva sobre o presente e as expectativas para os próximos meses. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE recuou 0,7 ponto em novembro, para 89,1 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,4 ponto, para 89,8 pontos. Esse resultado reflete a piora na situação atual, com o Índice Situação Atual (ISA) recuando 4,6 pontos, para 89,6 – menor nível desde 2020. Já o Índice de Expectativas (IE) subiu 3,4 pontos, para 88,8, após cinco meses consecutivos de queda. No mês, houve recuo da confiança em 13 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. Em outubro, o Índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE avançou 3,7 pontos, para 89,9 pontos, terceira alta consecutiva, impulsionada pela melhora no Índice de Situação Atual (ISACOM), que subiu 5,2 pontos, para 92,2 pontos, maior nível desde maio. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 2,2 pontos, para 89,6. O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE avançou 1,2 em novembro, com 90,1 pontos. Na média móvel trimestral, o índice subiu 1,0 ponto, para 89,3 pontos. O resultado foi impulsionado pelo Índice de Expectativas (IE-S), que cresceu 2,4 pontos, para 87,4 pontos, terceira alta consecutiva. O Índice de Situação Atual (ISA-S) avançou 0,2 ponto, para 93,1 pontos. O Índice de Confiança da Construção (ICST) subiu 1,0 ponto em novembro, para 92,6 pontos, maior nível desde julho deste ano. Na média móvel trimestral, o índice avançou 0,4 ponto. Esse resultado foi influenciado tanto pela situação atual quanto pelas expectativas para os próximos meses. O NUCI da Construção caiu 2,4 pontos percentuais, atingindo 77,6%. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US$ 4,1 bilhões (-18,1% a/a) até a terceira semana de novembro, com exportações totalizando US$ 21,2 bilhões (+3,5%) e importações US$ 17,2 bilhões (+10,4%). No acumulado do ano, as exportações somaram US$ 311,0 bilhões (+2,7% a/a) e as importações totalizaram US$ 254,5 bilhões (+8,2% a/a), resultando em um saldo comercial de US$ 56,5 bilhões (-16,3% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,16%.

O Gráfico 5 apresenta a carga de novembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de novembro projetou uma carga para o SIN de 81.984 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de dezembro para o mês de novembro foi de 81.970 MW médios (-0,02%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em novembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 979 MW médios (+1,2%) de 757 MW médios (+0,9%), respectivamente, para o SIN.

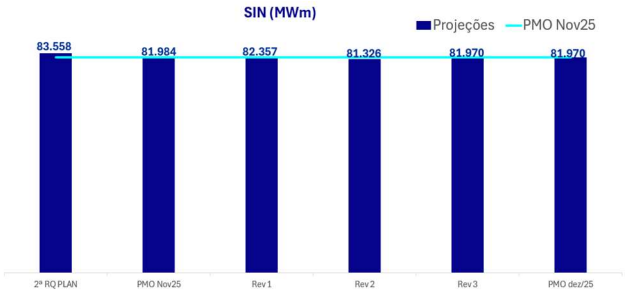

Gráfico 5 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro.

O Gráfico 6 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. Comparando essa carga com os valores verificados em dezembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 1.823 MW médios (+2,3%) e 2.193 MW médios (+2,7%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de dezembro é de 7.330 MW médios, sendo parte integrante da carga de 82.225 MW médios do PMO.

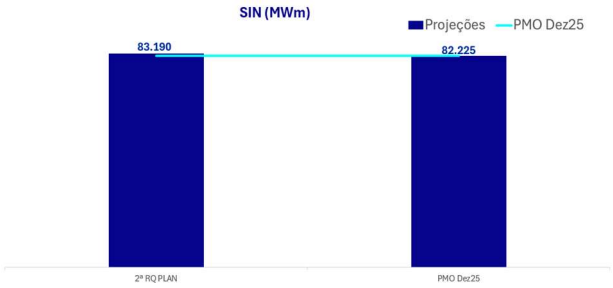

Gráfico 6 - Previsões de carga para o SIN conforme 2ª RQ PLAN e PMO Dez/25.

A Tabela 5 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de dezembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em dezembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados.

Tabela 5 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de dez/25 e a carga observada em dez/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	dez/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+365 (+0,8%)	-1.040 (-2,2%)
S	+724 (+5,4%)	-432 (-3,0%)
NE	+335 (+2,5%)	+0 (+0,0%)
N	+769 (+9,8%)	+506 (+6,2%)
SIN	+2.193 (+2,7%)	-965 (-1,2%)

Em comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, as projeções de carga do PMO de dezembro reduziram nos submercados SE/CO e Sul, totalizando 965 MW médios no SIN (-1,2%).

Gráfico 7 - Projeção da carga do PMO de dezembro de 2025

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.

O Gráfico 7 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 82.991 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 55,0% do total, conforme apresentado no Gráfico 8.

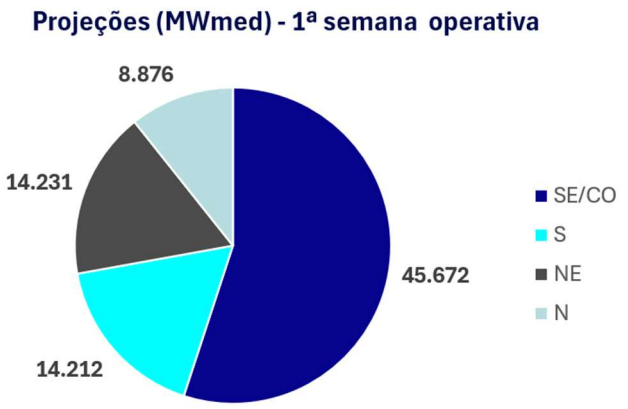

Gráfico 8 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de dezembro/25 por submercado.

A Tabela 6 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 6 – 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

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 'Intercâmbio entre submercados' poderá ser consultada no boletim InfoPLD Diário, a partir de 12/12/2025, disponível no seguinte link (https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld).

Os Gráfico 9, Gráfico 10 e Gráfico 11 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.

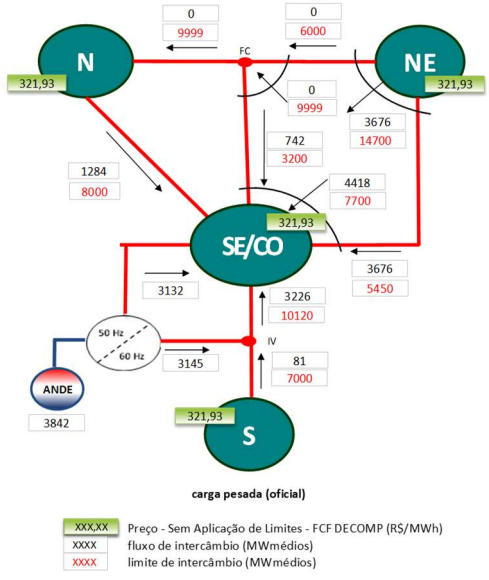

Gráfico 9 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

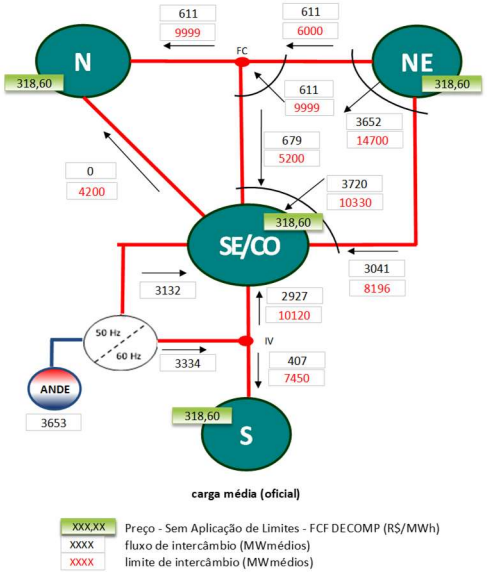

Gráfico 10 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

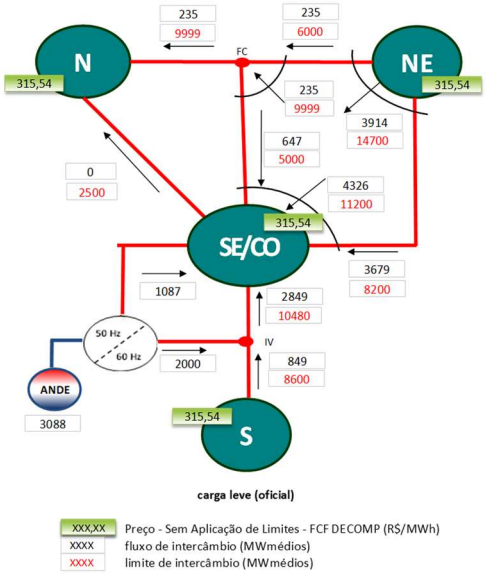

Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

Este boletim será descontinuado a partir de janeiro de 2026, com migração parcial do conteúdo aqui apresentado. Desta forma, a seção 'Declaração de CVU' poderá ser consultada no boletim InfoPLD Diário, a partir de 12/12/2025, 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 7 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de dezembro de 2025.

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.

Tabela 7 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de dezembro

Nome	CVU Declarado (R$/MWh)	CVU Original (R$/MWh)
NORTEFLU	969,94	1.069,45
J.LACA1_F	475,13	498,15
ARAUCARIA	780,00	1.028,22
TERMOCABO	1.744,68	1.744,98

Decomposição da FCF do DECOMP

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)

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 12 ilustra os principais impactos na FCF.

Gráfico 12 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R$ 55/MWh. Uma expectativa de redução da geração por usinas não simuladas individualmente também elevou a FCF em aproximadamente R$ 22/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, 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)

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.

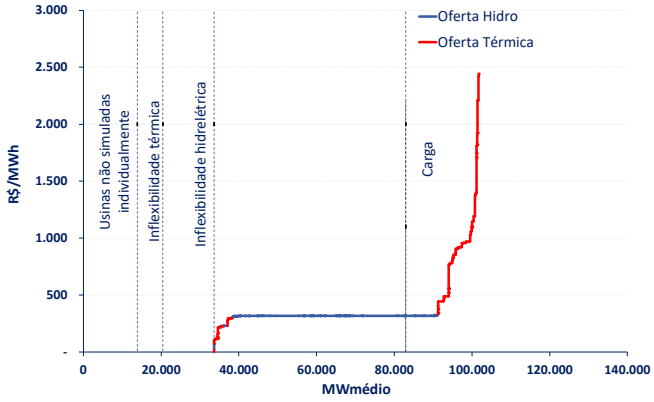

Gráfico 13 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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, 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)

O Gráfico 14 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2025.

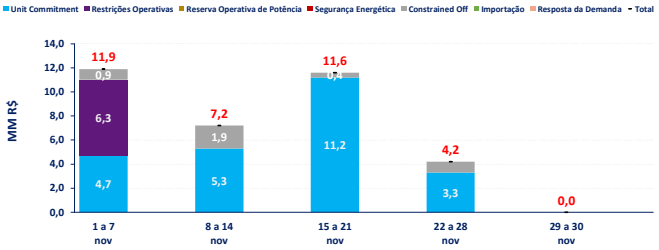

Gráfico 14 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

Tabela 8 – 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	6,34	-	-	-	-	-	6,34
Total	6,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,34
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Sudeste	1,27	1,16	0,10	0,06	-	-	2,59
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	2,07	2,41	8,31	0,98	-	-	13,77
Norte	1,34	1,75	2,77	2,25	-	-	8,11
Total	4,69	5,32	11,18	3,29	0,00	0,00	24,48
Subm.	Constrained Off (R$ MM)						
Sudeste	0,87	1,26	0,07	0,01	-	-	2,21
Sul	0,02	-	0,08	0,32	-	-	0,42
Nordeste	0,02	0,45	0,15	0,45	-	-	1,07
Norte	0,04	0,20	0,09	0,11	-	-	0,44
Total	0,95	1,91	0,39	0,89	0,00	0,00	4,14
Subm.	Importação (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Resposta da Demanda (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 14 e na Tabela 8 resulta na expectativa de R$ 40,56 milhões, sendo R$ 24,48 milhões por *unit commitment*, R$ 4,14 milhões devido ao constrained-off térmico, R$ 6,34 milhões devido a restrições operativas e R$ 5,60 milhões por resposta da demanda.

O Gráfico 15 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2025.

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.

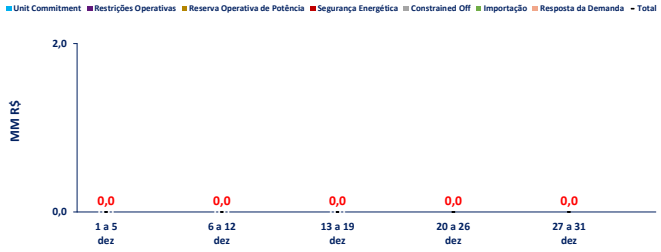

Gráfico 15 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 9 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro.

Tabela 9 – 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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Constrained Off (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 15 e na Tabela 9 resulta na expectativa de R$ 5,60 milhões, sendo R$ 5,60 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° de novembro a 2 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 30 a 2 de dezembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 3 de dezembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 de dezembro 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 0 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, 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)

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, 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 16.

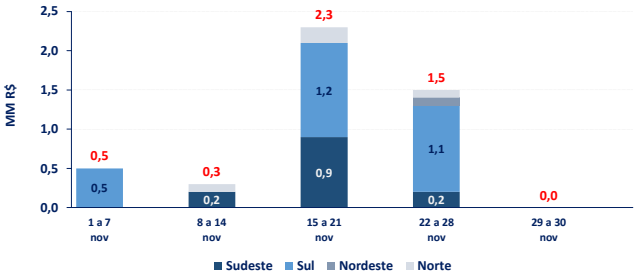

Gráfico 16 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 16 resulta na expectativa de R$ 4,60 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 17.

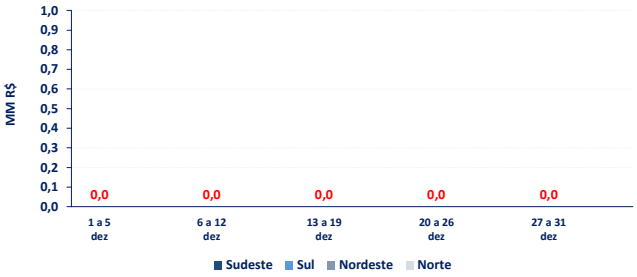

Gráfico 17 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 resulta na expectativa de R$ 0,00 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, 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)

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 1° de novembro a 2 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 30 a 2 de dezembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 3 de dezembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 de dezembro 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 0 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.

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.

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 18 e no Gráfico 19 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.

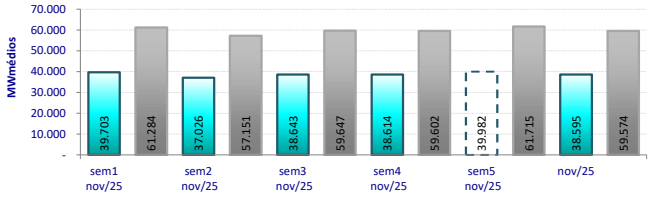

Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2025

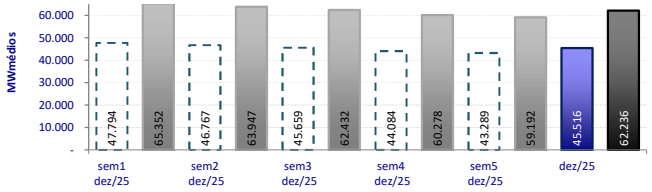

Gráfico 19 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2025

O Gráfico 20 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2025 (ainda não contabilizados).

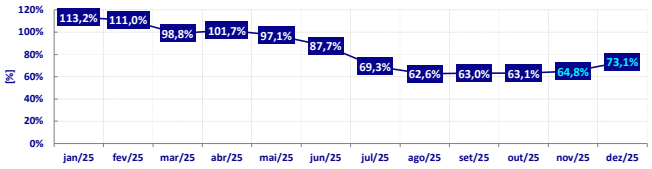

Gráfico 20 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 21 e no Gráfico 22 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.

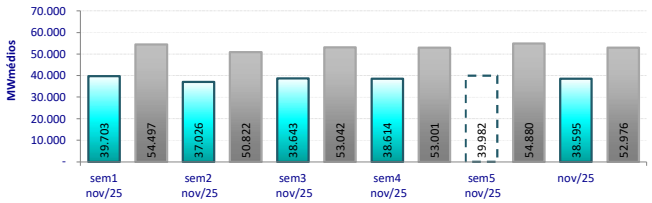

Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2025

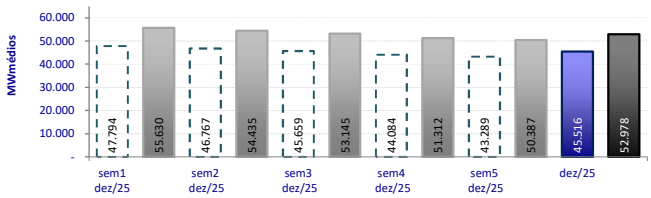

Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2025

O Gráfico 23 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).

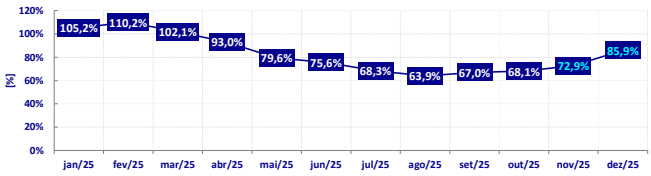

Gráfico 23 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

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

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 'Inconsistências identificadas no cálculo do PLD' poderá ser consultada no boletim InfoPLD Diário, a partir de 12/12/2025, 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 quarta semana operativa de novembro 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 'Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD' poderá ser consultada no boletim InfoPLD Diário, a partir de 12/12/2025, 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 quarta semana operativa de novembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:

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.

Restrição: Defluência mínima; Taxa de variação de defluência máxima

Valores CCEE: 147 m³/s; n/a

Valores ONS: 90 m³/s; 10 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARHs 8874; 8875

Consideração no PLD: A partir de dezembro de 2025

- UHE Estreito:

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: 744 m³/s

Valores ONS: 1.000 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 09071

Consideração no PLD: -

- UHE Belo Monte

Restrição: Taxa de variação de geração mínima e máxima

Valor CCEE: 500 m³/s

Valor ONS: 1.222 m³/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: (GT) Belo Monte

Consideração no PLD: A partir de dezembro de 2025

- UHE Porto Primavera

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

Valor CCEE: 4.600 m³/s; n/a

Valor ONS: 3.900 m³/s; 100 m³/s;

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARHs 9101; 9125

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

Atos regulatórios associados ao PLD

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)

Para a terceira semana operativa de novembro foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) o seguinte documento regulatório que impacta o PLD:

PRT MME 121/2025 (DOU: 28/11): Altera a Tabela 1 (Parâmetros de Simulação do NEWAVE) do Anexo da PRT MME nº 91/2024, isto é, o Nível Mínimo Operativo no REE Norte.

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

Histórico de versões

03/12/2025 – Correção dos valores de GSF para novembro e dezembro nos Gráficos 18 a 23.

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.