

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 – 3ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de novembro de 2025.

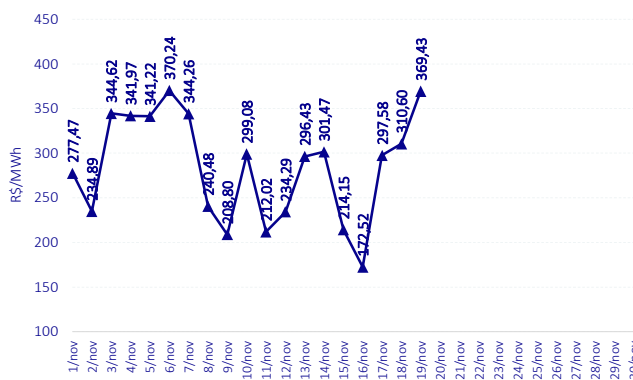


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

Para a 3ª semana operativa, visto que ainda há de ser publicado o PLD dos dias 20 e 21 de novembro, será posteriormente atualizada a versão deste boletim contendo os resultados da semana e a respectiva média semanal.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 22 a 28 de novembro 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	301,94	301,94	301,94	301,94
Média	297,28	297,28	297,28	297,28
Leve	292,57	292,57	292,57	292,57
Média semanal	296,46	296,46	296,46	296,46

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - nov	4ª sem - nov	Variação %
SE/CO	298,26	296,46	-0,6%
S	298,26	296,46	-0,6%
NE	298,26	296,46	-0,6%
N	298,26	296,46	-0,6%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 22 a 28 de novembro, apresentaram variações de: -0,6%, fechando a R\$ 296,46/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas vazões esperadas para o mês de novembro e a atualização dos parâmetros das usinas termelétricas.

Para novembro de 2025, espera-se que as aflúências fechem em torno de 76% da MLT para o sistema, sendo 79% no Sudeste; 101% no Sul; 32% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.068 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.036 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 32 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.720 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.850 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 0 MWmédios no submercado Sul, -156 MWmédios no submercado Nordeste, 286 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 2 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.

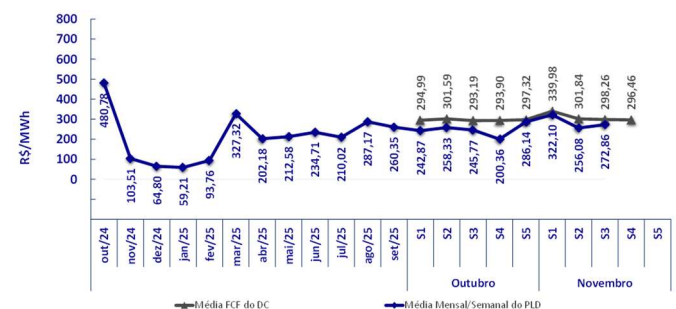


Gráfico 2 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

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

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

de Operação – CMO, que apresenta indicadores 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.

Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 3 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

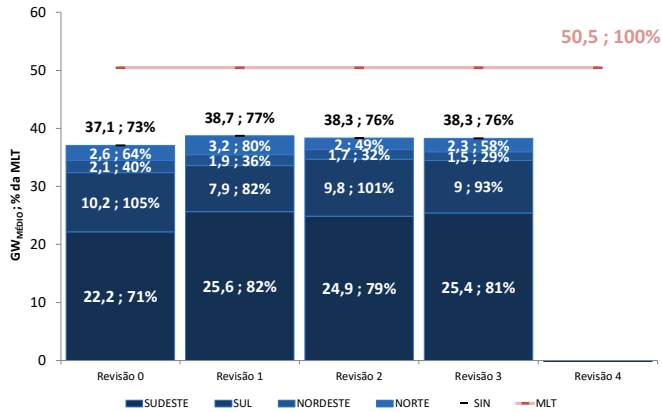


Gráfico 3 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 4 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

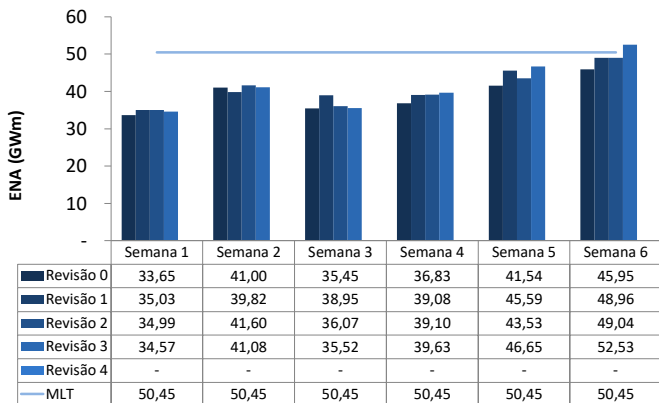


Gráfico 4 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 5 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2025. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 34.200 MWmédios. Já para novembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 47.100 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.000 MWmédios.

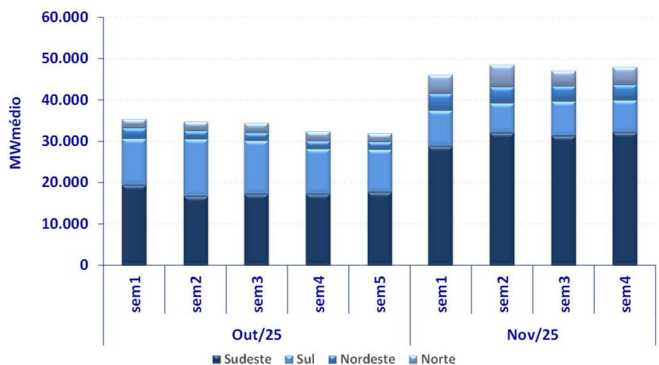


Gráfico 5 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - outubro e novembro de 2025

O Gráfico 6 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta semana operativa de novembro.



Gráfico 6 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira e a quarta semana de novembro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 3 - ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
860	-580	65	556

Armazenamento inicial

O gráfico 7 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

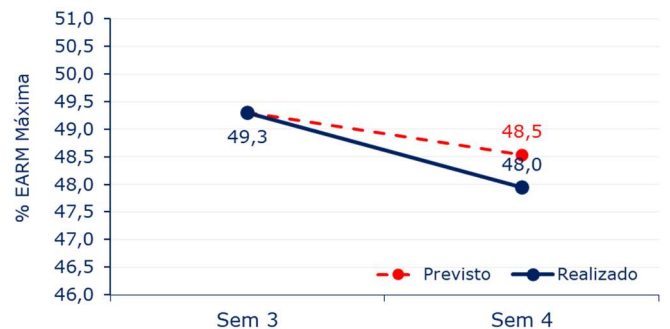


Gráfico 7 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 48,5% (Energia Armazenada de 141.994 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 48,0% (Energia Armazenada de 140.274 MWmês), o que representou uma queda de -1.720 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 4 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de novembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	43,7%	89.835	42,8%	87.985	-0,9%	-1.850
S	94,6%	18.326	94,6%	18.326	0,0%	00
NE	46,0%	23.791	45,7%	23.635	-0,3%	-156
N	63,3%	10.042	65,1%	10.328	1,8%	286
SIN	48,5%	141.994	48,0%	140.274	-0,6%	-1.720

Carga - DECOMP

O Gráfico 8 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de novembro.

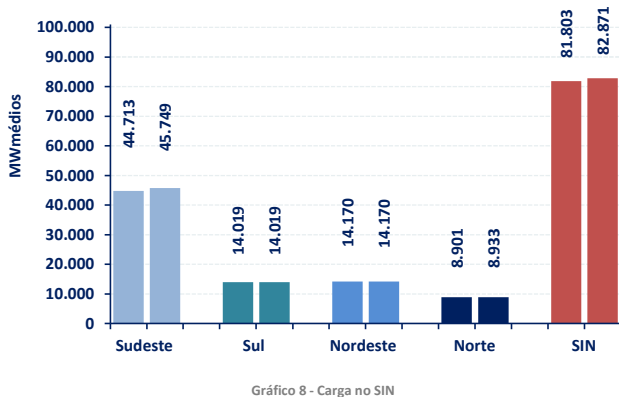


Gráfico 8 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 8 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de novembro na RV2 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de novembro (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de novembro.

Tabela 5 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.036	-	-	32

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,20% na segunda quadrissemana de novembro, ante alta de 0,56% no mesmo período de outubro. Os grupos com maior contribuição para essa desaceleração foram Habitação (-0,11%, ante 0,93%), Alimentação (0,04%, ante 0,18%) e Transportes (0,52%, ante 0,90%). O IPC-S registrou alta de 0,24% na segunda quadrissemana de novembro, ante 0,45% no mesmo período de outubro, influenciado principalmente pela queda de 0,05% no grupo Habitação, que havia avançado 1,04% no mesmo período de outubro. O IGP-M registrou aumento de 0,38% na segunda prévia de novembro, ante queda de 0,38% na leitura anterior. O IPA-M subiu 0,36%, impulsionado pelos avanços de 0,52% nos produtos agropecuários e de 0,30% nos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M aumentaram 0,23% e 0,27%, respectivamente. Com relação à atividade, o IBC-Br registrou retração de 0,2% m/m em setembro, na série dessazonalizada, mas avançou 2,0% a/a na série sem ajuste. Esse resultado foi pressionado principalmente pela indústria, que caiu 0,7% m/m. No acumulado de 12 meses, o indicador registra alta de 3,0%. O Monitor do PIB-FGV mostrou crescimento de 0,1% t/t no terceiro trimestre de 2025, com ajuste sazonal. Na comparação mensal, o índice permaneceu estável em setembro. Na comparação interanual, a economia cresceu 2,3% em setembro e 1,5% no terceiro trimestre, enquanto a taxa acumulada em 12 meses atingiu 2,5%. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 2,3 bilhões (-35,7% a/a) até a segunda semana de novembro, com exportações totalizando US\$ 14,3 bilhões (-2,3%) e importações somando US\$ 12,0 bilhões (+8,3%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 304,0 bilhões (+2,3% a/a) e as importações totalizaram US\$ 249,4 bilhões (+7,9% a/a), resultando em saldo comercial de US\$ 54,7 bilhões (-17,4% a/a). De acordo com o Relatório Focus, a projeção para o PIB de 2025 permaneceu em 2,16%.

O Gráfico 9 apresenta a carga de novembro de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão do PMO de novembro indicou uma expectativa de carga no valor de 81.326 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 81.970 MW médios (+0,8%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 979 MW médios (+1,2%) e 736 MW médios (+0,9%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de novembro é de 8.033 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.970 MW médios da 3ª revisão do PMO.

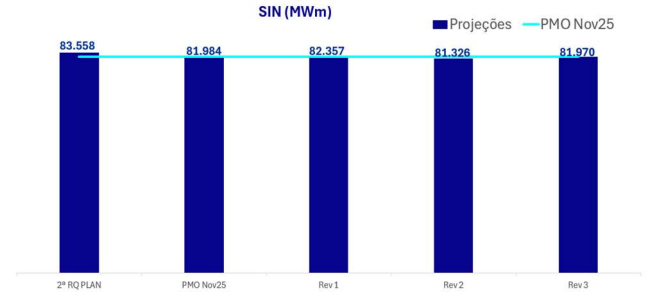


Gráfico 9 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro.

A Tabela 6 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de novembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em novembro de 2024, observa-se redução da carga no submercado Sul, e aumento nos demais, o que totalizou 736 MW médios (+0,9%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destacam-se as reduções no SE/CO e no Sul, e aumento no Norte, totalizando uma redução de 1.588 MW médios (-1,9%) na carga do SIN.

Tabela 6 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de nov/25, a carga observada em nov/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	nov/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+96 (+0,2%)	-1.362 (-2,9%)
S	-606 (-4,1%)	-768 (-5,3%)
NE	+480 (+3,5%)	-20 (-0,1%)
N	+766 (+9,3%)	+561 (+6,7%)
SIN	+736 (+0,9%)	-1.588 (-1,9%)

O Gráfico 10 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO aumentou a projeção de carga das próximas semanas operativas.

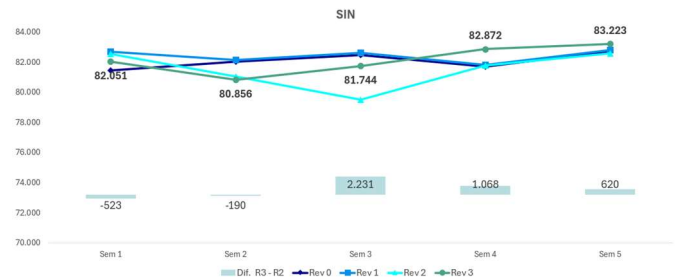


Gráfico 10 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de novembro com a projeção da 2ª revisão do PMO, nota-se aumento nos submercados SE/CO, Sul e Norte, que totalizou 2.354 MW médios (+3,6%), e redução no Nordeste, que totalizou 123 MW médios (-0,9%). Para a 4ª semana operativa, houve aumento no submercado SE/CO e no Norte, totalizando 1.068 MW médios (+2,0%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 82.872 MW médios (vide Gráfico 10).

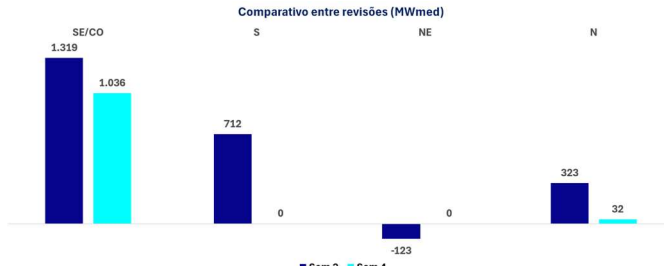


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

A Tabela 7 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 7 – Carga prevista para o mês de novembro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	81.476	82.046	82.500	81.703	82.727
RV1	82.712	82.145	82.627	81.814	82.816
RV2	82.574	81.046	79.513	81.804	82.603
RV3	82.051	80.856	81.744	82.872	83.223

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 11, Gráfico 12 e Gráfico 13 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.

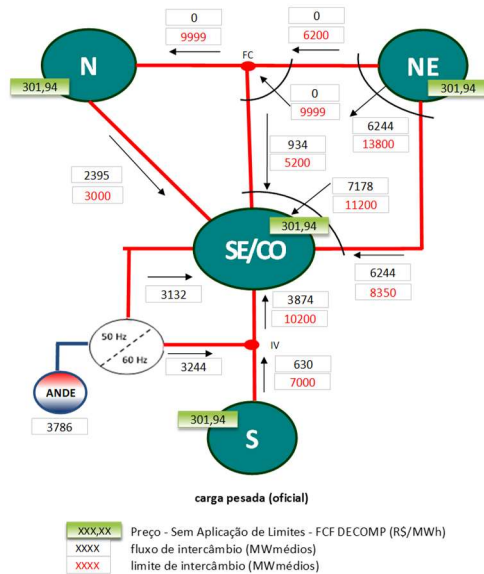


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

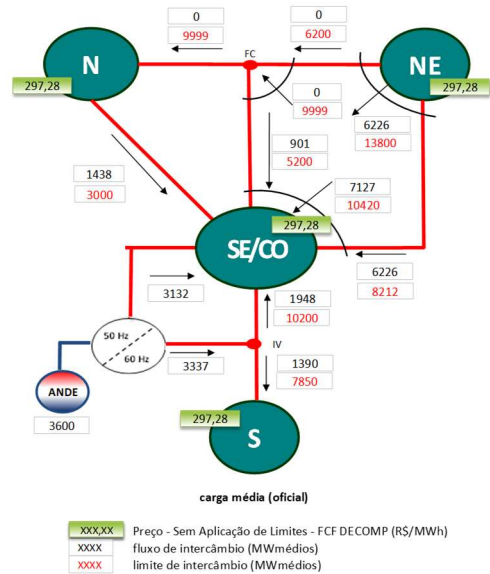


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

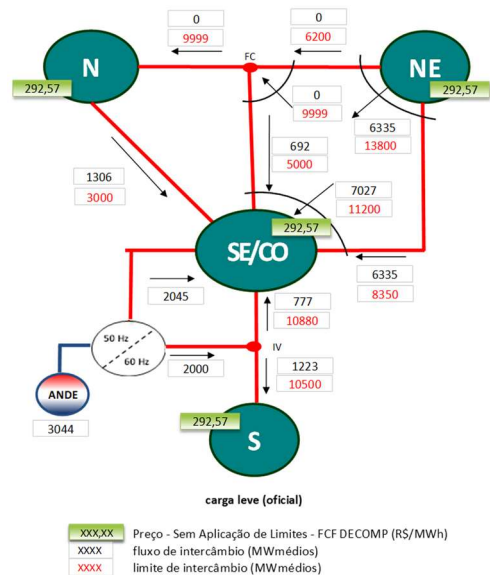


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

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 8 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de novembro de 2025.

Tabela 8 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de novembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	968,73	1.069,45
ARAUCARIA	780,00	1.028,22
B.BONITA I	778,35	814,04

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 14 ilustra os principais impactos na FCF.

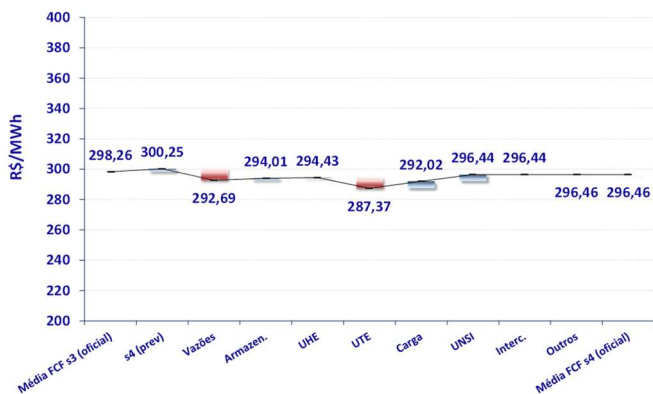


Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 8/MWh. Além disso, a atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 7/MWh de redução.

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

Oferta e demanda

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.

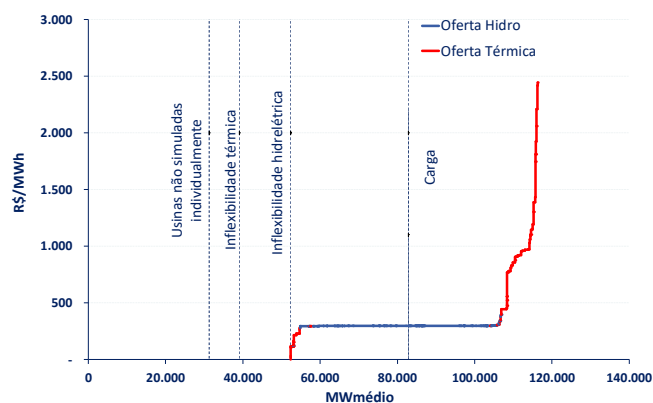


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS –novembro de 2025

O Gráfico 16 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2025.

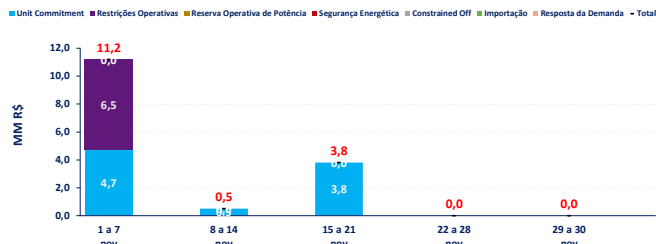


Gráfico 16 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

Tabela 9 – 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	6,48	-	-	-	-	-	6,48
Total	6,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,48
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.							
Sudeste	1,30	0,44	-	-	-	-	1,74
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Nordeste	2,07	0,01	3,13	-	-	-	5,21
Norte	1,34	0,10	0,68	-	-	-	2,12
Total	4,72	0,55	3,81	0,00	0,00	0,00	9,08
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 16 e na Tabela 9 resulta na expectativa de R\$ 21,16 milhões, sendo R\$ 9,08 milhões por *unit commitment*, R\$ 6,48 milhões devido a restrições operativas e R\$ 5,60 milhões de resposta da demanda por disponibilidade.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 18 de novembro de 2025 pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS.

A expectativa para o período de 22 a 30 de novembro 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 3 de novembro 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

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 17.

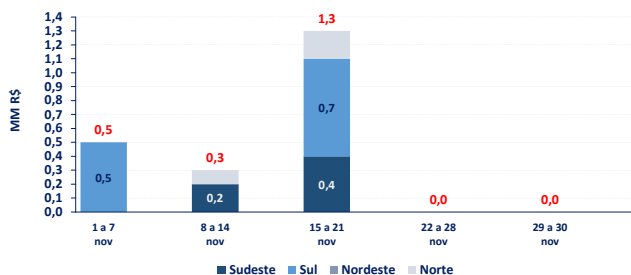


Gráfico 17 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 17 resulta na expectativa de R\$ 2,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

Fator de Ajuste do MRE

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 a 20 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 21 de novembro são idênticos aos do dia 20.

A expectativa para o período de 22 a 30 de novembro 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 3 de novembro 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 outubro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 18 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2025. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para novembro.

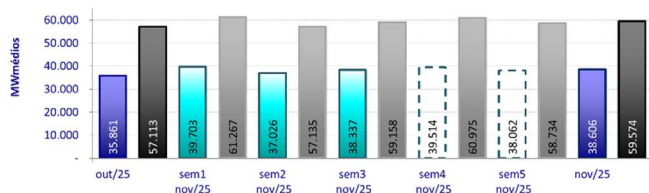


Gráfico 18 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro e de novembro de 2025

O Gráfico 19 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).

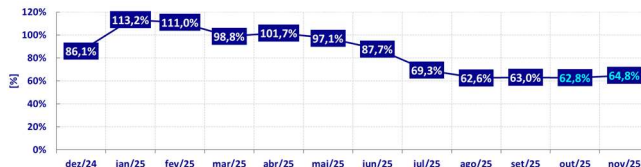


Gráfico 19 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no gráfico 20 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 outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para novembro.



Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro e de novembro de 2025

O gráfico 21 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 outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).

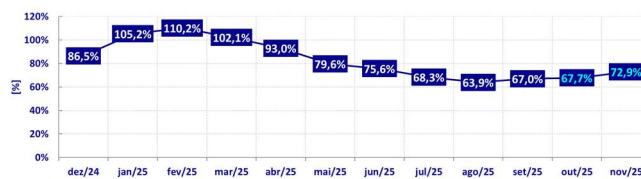


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do 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 terceira semana operativa de novembro de 2025 não foram identificadas inconsistências.

Previsibilidades aplicadas no cálculo do 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 terceira semana operativa de novembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:

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

- **Despacho ANEEL 3.372/2025 (DOU: 17/11):** UTE Termocabo - reconsideração da decisão do DSP ANEEL 2.700/2025, alterando o CVU merchant da referida usina a partir da data de publicação deste DSP.

No momento, existe a seguinte Tomada de Subsídio que impacta a formação do PLD.

- **Tomada de Subsídio 022/2025:** Obter subsídios para a validação da versão 31 do modelo Newave no âmbito do planejamento e programação da operação do SIN e cálculo do PLD (Período de contribuição de 19/11/2025 a 18/12/2025).

Atos regulatórios associados ao 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: