

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 - CMO<sup>1</sup> e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

### PLD – 4ª 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 agosto de 2025.

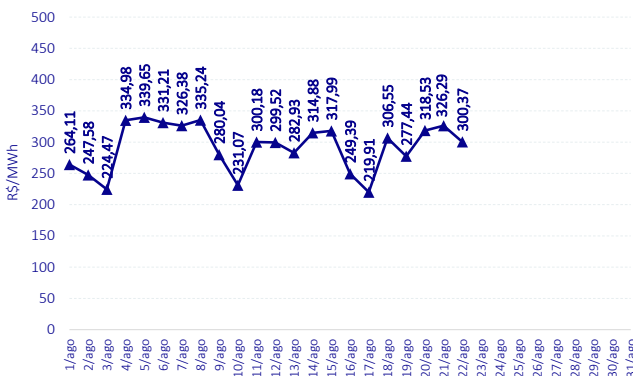


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 16 a 22 de agosto de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

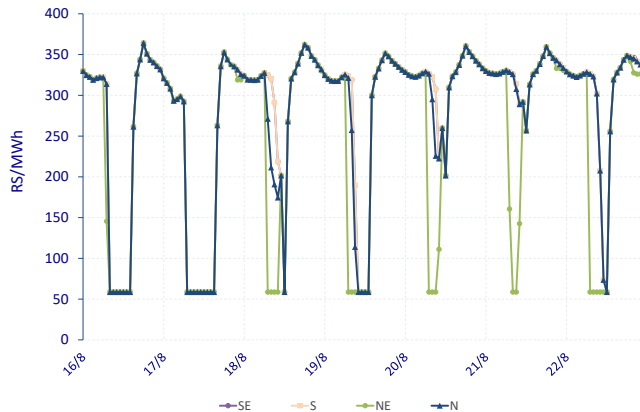


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

A Tabela 1 abaixo apresenta a média semanal da quarta semana operativa para o PLD publicado em granularidade horária.

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quarta semana operativa de agosto (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
285,50	285,50	258,54	282,15

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	76.419	4.271	2.552	19.088	4.628	30.331	9.352	6.197
%	100%	6%	3%	25%	6%	40%	12%	8%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 16 a 22 de agosto de 2025.

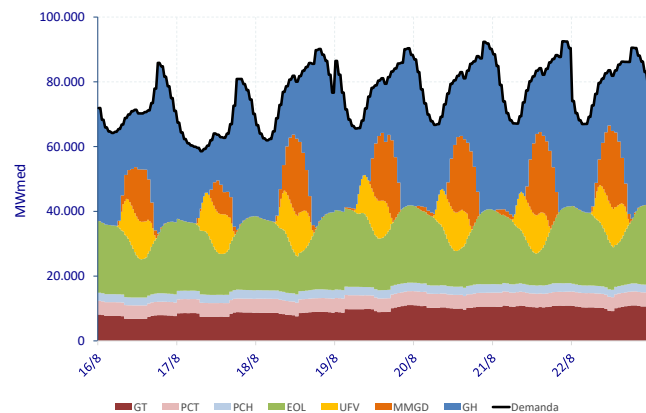


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

Durante a quarta semana operativa não foi necessário acionamento dos níveis de contingência para convergência do modelo DESSEM nos casos ONS e CCEE.

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

## Análise da FCF do DECOMP – 5ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quinta semana operativa, que corresponde ao período de 23 a 29 de agosto 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 3 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	343,12	343,12	343,12	343,12
Média	331,83	331,83	331,83	331,83
Leve	320,61	320,61	320,61	320,61
Média semanal	328,30	328,30	328,30	328,30

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da quarta e da quinta semana de agosto.

Tabela 4 – Comparação entre a FCF da quarta e da quinta semana de agosto (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	4ª sem - ago	5ª sem - ago	Variação %
SE/CO	324,39	328,30	1,2%
S	324,39	328,30	1,2%
NE	324,39	328,30	1,2%
N	324,39	328,30	1,2%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 23 a 29 de agosto, apresentaram variações de: 1,2%, fechando a R\$ 328,30/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afliências esperadas para o mês de agosto.

Para agosto de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 70% no Sudeste; 78% no Sul; 49% no Nordeste e 71% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 431 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -297 MWmédios no submercado Sul, -313 MWmédios no submercado Nordeste e 179 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.858 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.643 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -104 MWmédios no submercado Nordeste, -111 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Sul.

O Gráfico 4 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.

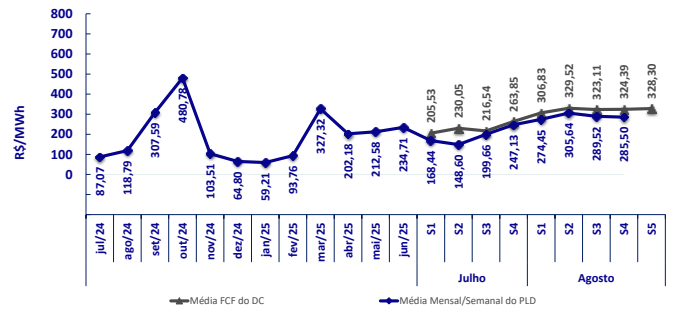


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

## 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 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.

## Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

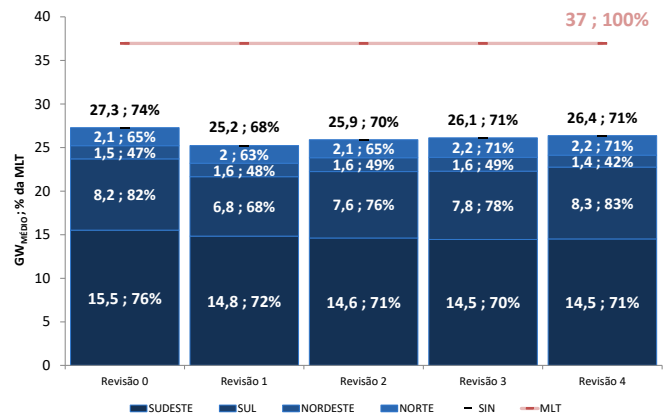


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 6 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

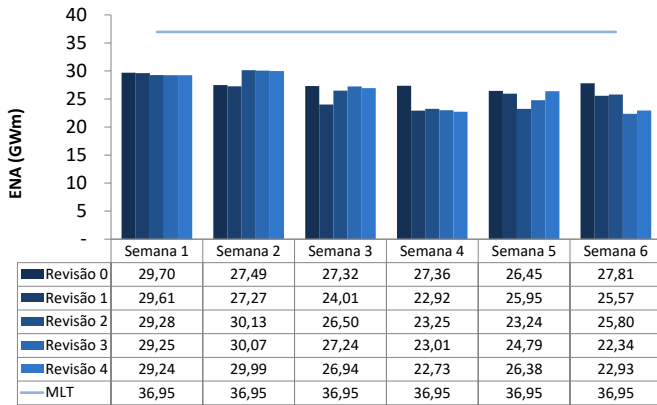


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde julho de 2025. Para julho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 33.900 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluências ficaram próximos aos 25.400 MWmédios na quarta semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 25.700 MWmédios.

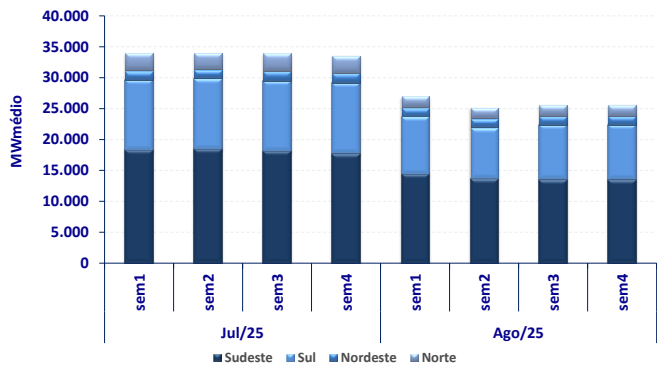


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2025

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quinta semana operativa de agosto.

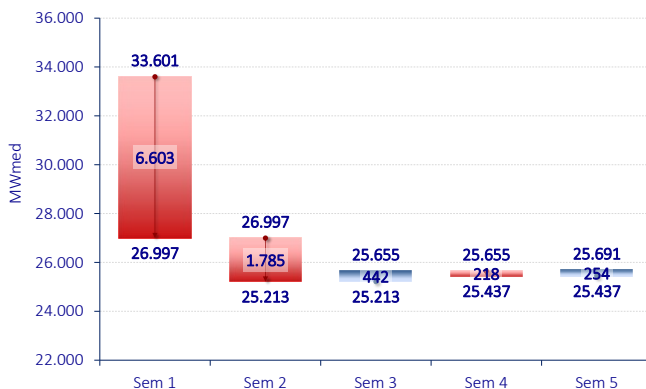


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a quarta e a quinta semana de agosto considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
71	353	-172	1

## Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

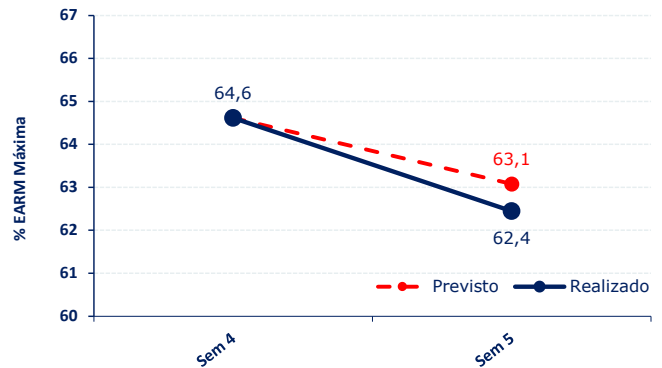


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 63,1% (Energia Armazenada de 185.077 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 62,4% (Energia Armazenada de 183.219 MWmês), o que representou uma queda de -1.858 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quinta semana operativa de agosto

Submercado	RV4 - previsto		RV4 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	60,0%	123.236	59,2%	121.593	-0,8%	-1.643
S	78,7%	16.101	78,7%	16.101	-	-
NE	61,3%	31.704	61,1%	31.600	-0,2%	-104
N	88,6%	14.036	87,9%	13.925	-0,7%	-111
SIN	63,1%	185.077	62,4%	183.219	-0,6%	-1.858

## Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quinta semana operativa de agosto.

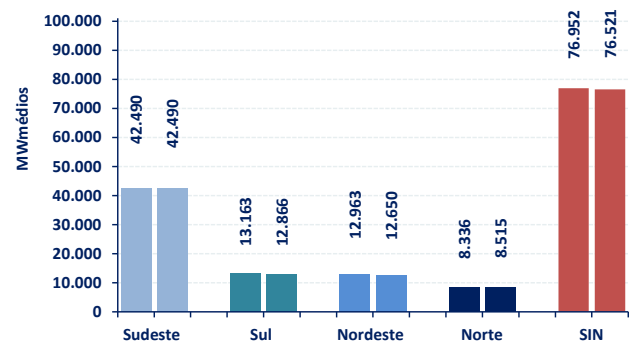


Gráfico 10 – Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quinta semana operativa de agosto na RV3 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 de agosto (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quinta semana operativa de agosto.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-	-297	-313	179

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan caiu para 58,6 na leitura preliminar de agosto, ante 61,7 em julho. Além disso, as expectativas para inflação avançaram de 4,4% para 4,9%. Em julho, a produção industrial recuou 0,1%, impulsionada pela incerteza comercial, e as vendas no varejo avançaram 0,5%, impulsionadas pelas vendas on-line e gastos fortes com móveis, vestuários e produtos esportivos. As vendas no grupo de controle, que exclui carros, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção, também aumentaram 0,5%. Além disso, as vendas de residências usadas aumentaram 2,0%, para uma taxa anualizada de 4,01 milhões de unidades, impulsionada por casas unifamiliares.

Na Zona do Euro, a inflação manteve-se estável em 2,0% a/a em julho, assim como seu núcleo, que permaneceu em 2,3%. Destaca-se a desaceleração na inflação de serviços (3,2%, ante 3,3% no mês anterior). Além disso, o PMI Composto subiu para 51,1 em agosto, ante 50,9 em julho, sendo essa a terceira expansão consecutiva. Também houve aumento no PMI Composto da Alemanha e da França: o primeiro registrou 50,9 pontos, ante 50,6, e o segundo alcançou 49,8 pontos, ante 48,6, ambos impulsionados pelos serviços e pela indústria.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,09% na segunda quadrisssemana de agosto, ante alta de 0,19% no mesmo período de julho. Os grupos com maior contribuição para esse resultado foram Habitação (0,32%, ante 0,43%) e Despesas Pessoais (0,55%, ante 0,13%). O IPC-S também registrou alta de 0,09% na segunda quadrisssemana de agosto, ante +0,25% no mesmo período de julho. A maior contribuição para o resultado foi o grupo Habitação (0,18%, ante 0,62%). O IBC-Br registrou queda de 0,1% m/m em junho, na série dessazonalizada, mas avançou 1,4% a/a, considerando a série sem ajuste. Esse resultado foi impulsionado principalmente pela agropecuária, que registrou queda de 2,3% m/m. O IBC-Br da indústria também apresentou queda mensal. Já no comparativo anual, o índice de impostos é o único que apresenta variação negativa. O Monitor do PIB-FGV registrou crescimento de 0,5% m/m em junho e 0,5% t/t na atividade econômica no segundo trimestre de 2025, com ajuste sazonal. Na comparação interanual, a economia cresceu 1,7% em junho e 2,4% no segundo trimestre de 2025. A taxa acumulada em 12 meses até o segundo trimestre foi de 3,2%. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 3,0 bilhões (+35,0% a/a) até a terceira semana de agosto, com exportações totalizando US\$ 15,4 bilhões (+7,2%) e importações US\$ 12,3 bilhões (+2,0%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 213,4 bilhões (+2,1% a/a) e as importações totalizaram US\$ 173,3 bilhões (+8,6% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 40,0 bilhões (-19,1% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,21%.

O Tabela 8 apresenta a carga de agosto de 2025. Em termos mensais, a 3ª revisão do PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 76.023 MW médios para o SIN, ajustada na 4ª revisão para 75.841 MW médios (-0,2%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 2.775 MW médios (+3,8%) e redução de 1.444 MW médios (-1,9%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de agosto é de 6.762 MW médios, sendo parte integrante da carga de 75.841 MW médios da 4ª revisão do PMO.

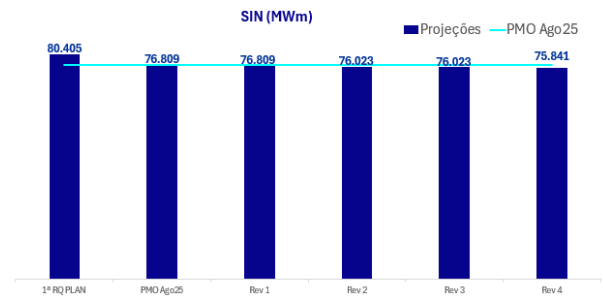


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de agosto.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 4ª revisão do PMO de agosto de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 4ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2024, observa-se aumento da carga nos submercados Nordeste e Norte, e redução nos demais, com destaque para o SE/CO, que apresentou diminuição de 1.594 MW médios (-3,7%), o que totalizou 1.444 MW médios (-1,9%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.997 MW médios no SE/CO (-6,7%), totalizando uma redução de 4.564 MW médios (-5,7%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de ago/25, a carga observada em ago/24 e a 1ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	ago/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.594 (-3,7%)	-2.997 (-6,7%)
S	-202 (-1,5%)	-788 (-5,8%)
NE	+2 (+0,0%)	-610 (-4,6%)
N	+350 (+4,3%)	-169 (-2,0%)
SIN	-1.444 (-1,9%)	-4.564 (-5,7%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 4ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga da quarta e da quinta semanas operativas.

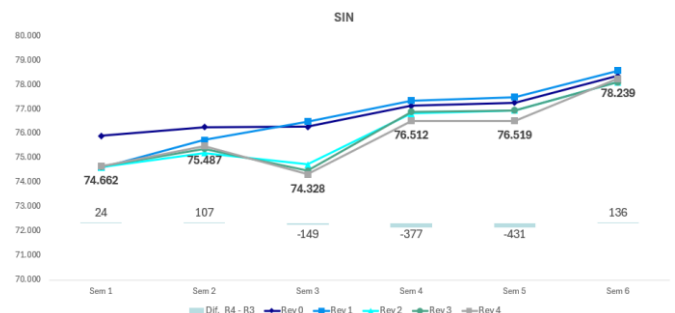


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de agosto de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 4ª semana operativa de agosto com a projeção da 3ª revisão do PMO, nota-se um aumento nos submercados SE/CO e Norte, totalizando 300 MW médios (+0,6%), e redução no Sul e no Nordeste, totalizando 677 MW médios (-2,6%). Para a 5ª semana operativa, houve redução no Sul e no Nordeste, que totalizou 610 MW médios (-2,3%) e aumento no Norte de 179 MW médios (+2,1%), enquanto o SE/CO permaneceu estável. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 5ª semana operativa é de 76.519 MW médios (vide Gráfico 12).

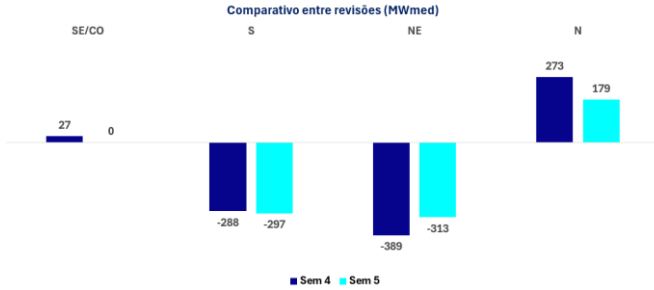


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 3 e 4 para as 4ª e 5ª semanas operativas.

A Tabela 9 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de agosto de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RVO	75.906	76.253	76.273	77.131	77.266	78.357
RV1	74.602	75.732	76.488	77.346	77.481	78.572
RV2	74.615	75.198	74.734	76.814	76.950	78.103
RV3	74.637	75.380	74.477	76.889	76.950	78.103
RV4	74.662	75.487	74.328	76.512	76.519	78.239

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

### Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 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.

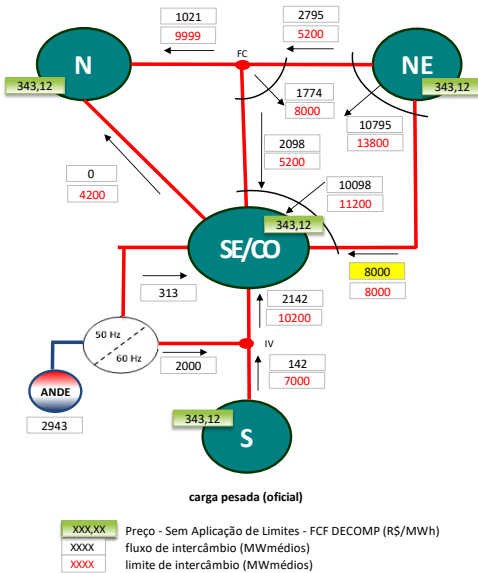


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

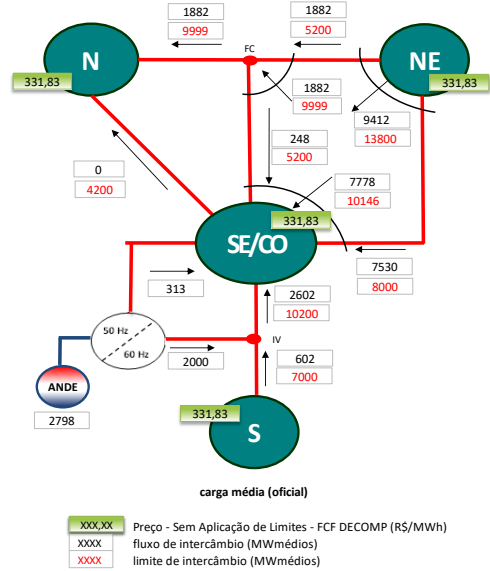


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

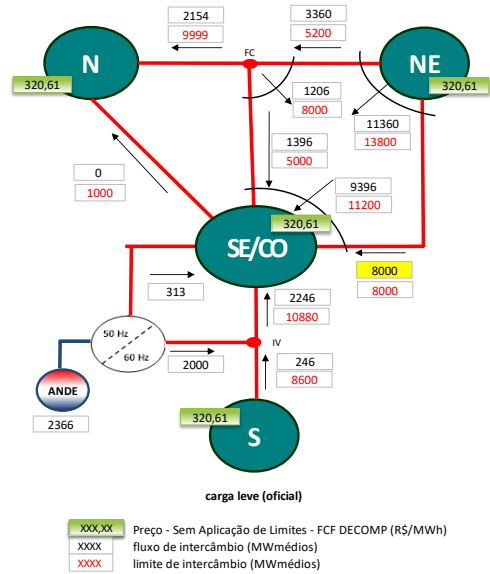


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

### 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.

Para a quinta semana operativa de agosto não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

## 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 16 ilustra os principais impactos na FCF.

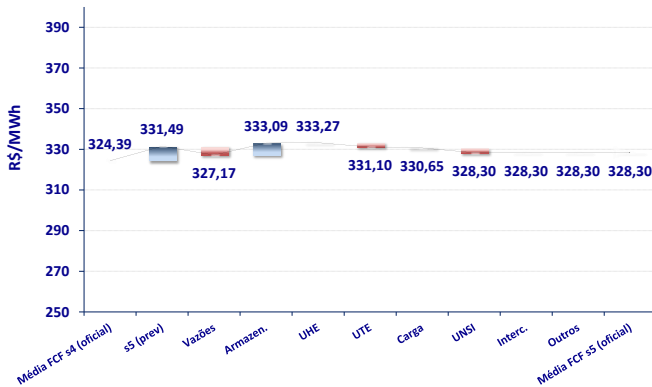


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quinta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas afluições reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 4/MWh. Por outro lado, o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 6/MWh.

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 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

## Estimativa preliminar de ESS –agosto de 2025

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2025.

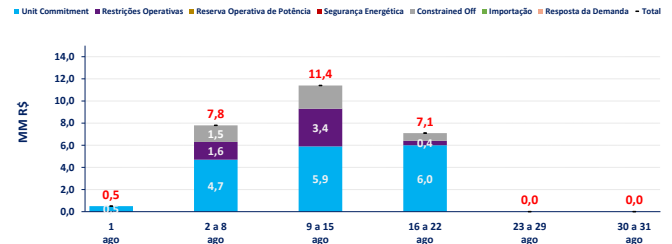


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	-	0,38	3,38	-	-	-	3,76
Nordeste	-	1,19	-	-	-	-	1,19
Total	0,00	1,57	3,38	0,43	0,00	0,00	5,38
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	0,18	0,63	0,98	1,72	-	-	3,49
Sul	-	0,19	-	1,22	-	-	1,41
Nordeste	-	2,55	2,04	-	-	-	4,59
Norte	0,38	1,37	2,91	3,07	-	-	7,73
Total	0,54	4,74	5,93	6,01	0,00	0,00	17,22
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
Sudeste	-	0,69	0,41	0,18	-	-	1,28
Nordeste	-	0,05	0,51	0,34	-	-	0,90
Norte	-	0,74	1,19	0,15	-	-	2,08
Total	0,00	1,48	2,11	0,67	0,00	0,00	4,26
<b>Importação (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Resposta da Demanda (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 18 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 26,86 milhões, sendo R\$ 17,22 milhões por unit commitment, R\$ 4,26 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 5,38 milhões devido a restrições.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 21 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 22 de agosto são idênticos aos do dia 21.

A expectativa para o período de 23 a 31 de agosto 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 4 de agosto 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 agosto é apresentada no Gráfico 19.

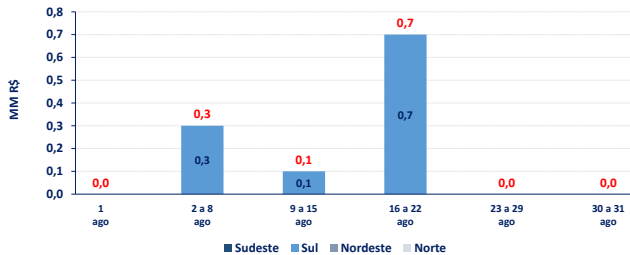


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 1,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

## 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 21 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 22 de agosto são idênticos aos do dia 21.

A expectativa para o período de 23 a 31 de agosto 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 4 de agosto 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 julho de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 20 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2025. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para agosto.

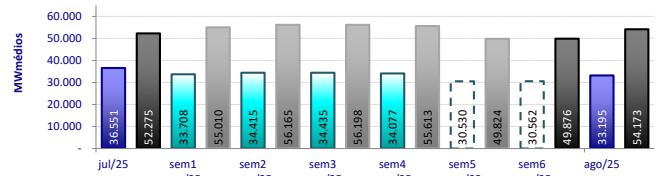


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho e de agosto de 2025

O Gráfico 21 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

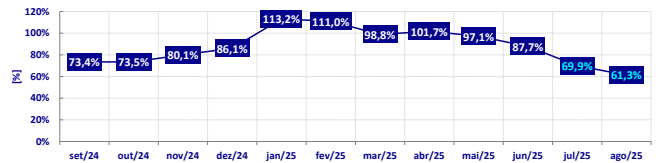


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

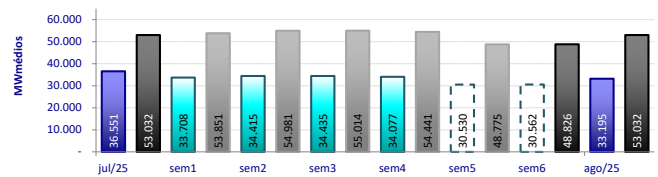


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho e de agosto de 2025

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 julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

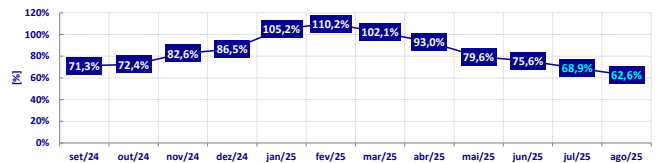


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

## 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 quarta semana operativa de agosto de 2025 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – Durante a Temporada de Praias de 2025 no rio Tocantins, o FSARH 8143 estabelece que a vazão defluente mínima instantânea da UHE Serra da Mesa deve ser de 600 m³/s, válida das 0h do dia 10/06 até às 23h59 do dia 20/08. A partir dessa data, torna-se válido o FSARH 8194, que define a vazão defluente mínima instantânea de 300 m³/s para a usina. Entretanto, de forma equivocada, essa restrição não foi considerada na

arquivo OPERUH.DAT, a partir do dia 21/08 às 0h, nos decks do modelo DESSEM dos dias 16/08 a 18/08.

- 2 – O limite do fluxo do bipolo Xingu-Terminal Rio (Norte – Sudeste) é representado por meio do registro de contrato de importação/exportação no modelo DESSEM. O SGI 00.059-25 indisponibiliza o fluxo entre os dias 22/08/2025 às 7h e 25/08/2025 às 5h. Por se tratar de uma restrição que impacta a capacidade de intercâmbio entre submercados com previsão de recomposição inferior a um mês, ela não deve ser considerada para o cálculo do PLD. Adicionalmente, alterações de limites de intercâmbio são feitas sempre na elaboração do PMO, conforme estabelecido no § 3º do Artigo 20 da REN ANEEL nº 1032/2022. Entretanto, no deck do dia 22/08/2025, essa restrição foi considerada, equivocadamente, no deck da CCEE para o cálculo do PLD, conforme representação realizada corretamente pelo ONS em seu caso.

### 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 quarta semana operativa de agosto, foi considerada a seguinte previsibilidade:

#### Elo CC do Madeira e do back-to-back:

- Restrições de rampa de fluxo
- Valores CCEE: -
- Valores ONS: 2400 MW de variação máxima horária para o elo de CC do Madeira e 100 MW para o back-to-back
- Modelos afetados: DESSEM
- Documento: RT-ONS DOP 0316/2025
- Consideração no PLD: A partir do PMO de outubro/2025

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **DSP ANEEL 2.475/2025 (DOU: 21/08):** recomendação ao MME a extinção da outorga de concessão da UTE Piratininga.
- **DSP ANEEL 2.483/2025 (DOU: 21/08):** restabelecimento parcial da OC, no montante de 13,37 MW, referente à modalidade de Autoprodutor de Energia Elétrica (APE), da UTE Do Atlântico a partir da data de publicação do referido DSP.

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