

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 – 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 julho de 2025.

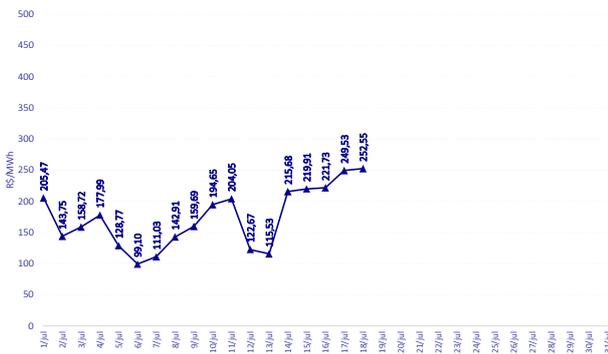


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 12 a 18 de julho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

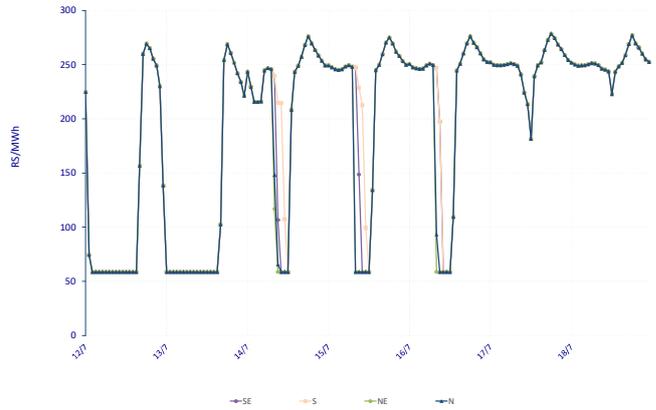


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
199,66	203,16	195,03	195,47

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, 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
MWméd	74.626	4.221	3.089	16.790	4.325	33.327	7.975	4.898
%	100%	6%	4%	22%	6%	45%	11%	7%

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 12 a 18 de julho de 2025.

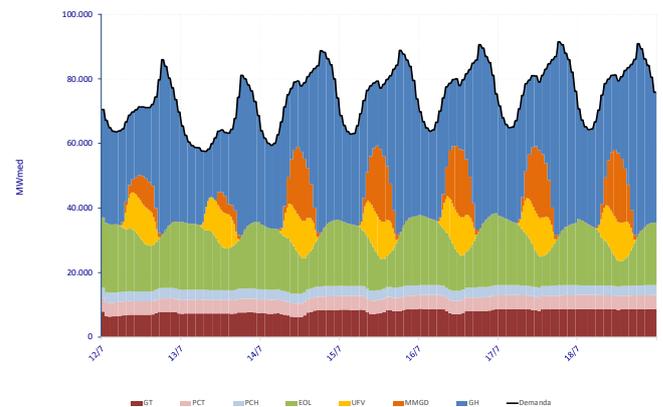


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Durante a terceira 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 – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 19 a 25 de julho 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	271,07	271,07	271,07	271,07
Média	264,50	264,50	264,50	264,50
Leve	261,00	261,00	261,00	261,00
Média semanal	263,85	263,85	263,85	263,85

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de julho.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - jul	4ª sem - jul	Variação %
SE/CO	216,54	263,85	21,8%
S	216,54	263,85	21,8%
NE	216,54	263,85	21,8%
N	216,54	263,85	21,8%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 19 a 25 de julho, apresentaram variações de: 21,8%, fechando a R\$ 263,85/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afliências esperadas para o mês de julho e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para julho de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 84% da MLT para o sistema, sendo 80% no Sudeste; 115% no Sul; 47% no Nordeste e 66% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 355 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -291 MWmédios no submercado Nordeste e -64 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.018 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.233 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -369 MWmédios no submercado Sul, -259 MWmédios no submercado Nordeste, -157 MWmédios no submercado Norte.

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.

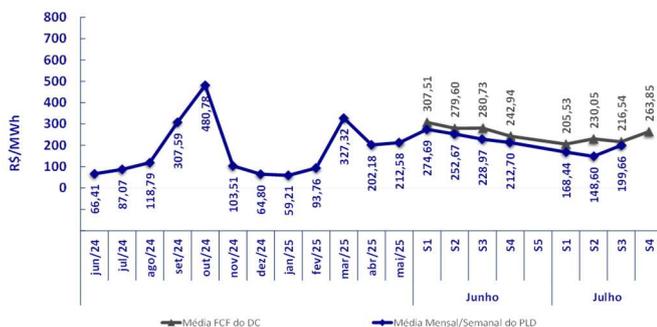


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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 Afluenta - ENA

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

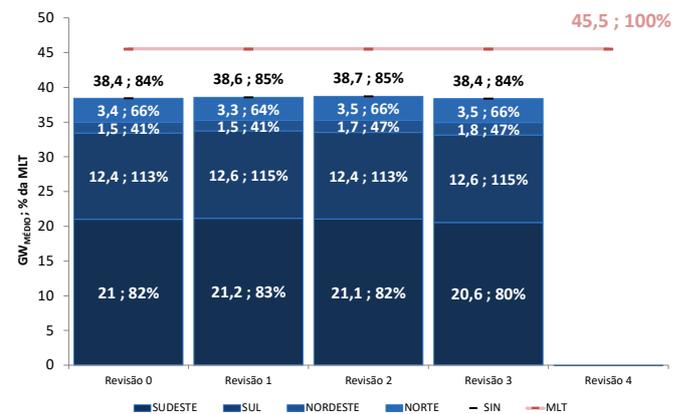


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

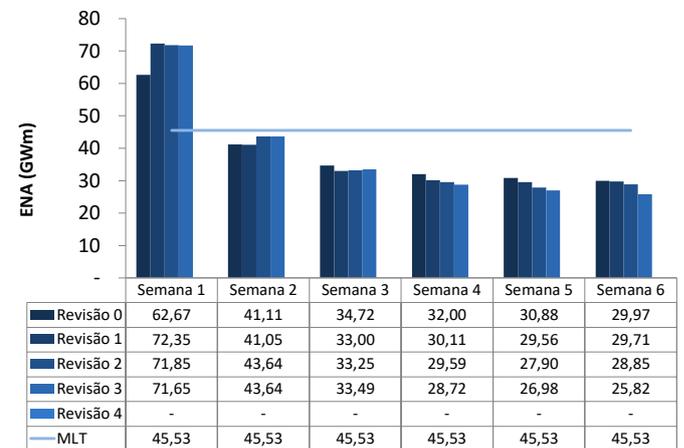


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde junho de 2025. Para junho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 40.100 MWmédios. Já para julho, os valores de afliências ficaram próximos aos 34.000 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 33.600 MWmédios.

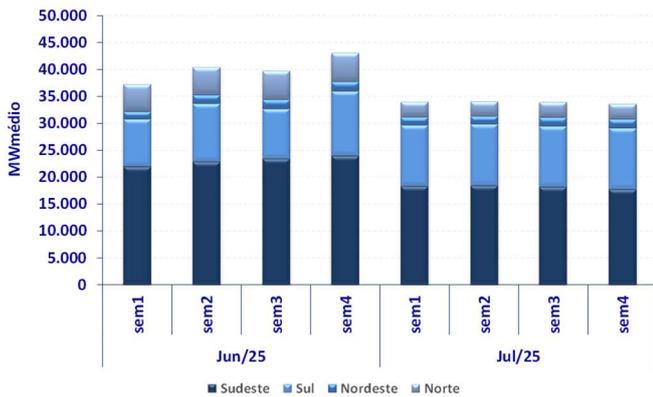


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - junho e julho de 2025

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

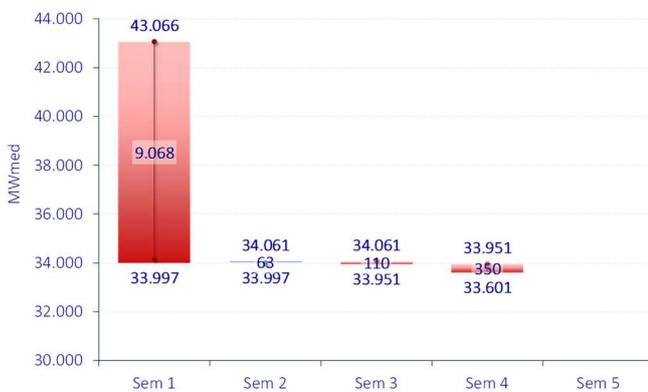


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-447	91	23	-16

## Armazenamento inicial

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

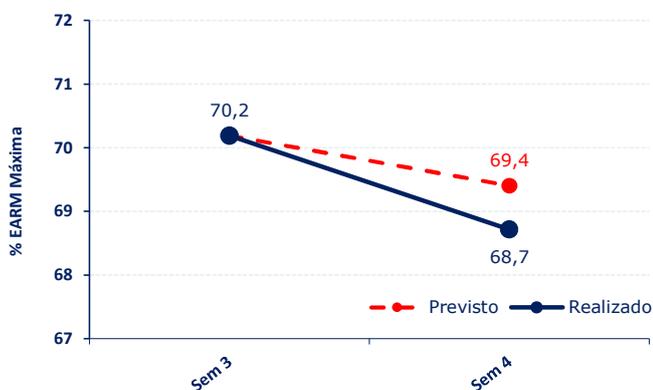


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,4% (Energia Armazenada de 203.538 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,7% (Energia Armazenada de 201.520 MWmês), o que representou uma queda de -2.018 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 quarta semana operativa de julho

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	65,4%	134.328	64,8%	133.095	-0,6%	-1.233
S	94,4%	19.314	92,6%	18.945	-1,8%	-369
NE	67,2%	34.755	66,7%	34.496	-0,5%	-259
N	96,5%	15.141	95,5%	14.984	-1,0%	-157
SIN	69,4%	203.538	68,7%	201.520	-0,7%	-2.018

## Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de julho.

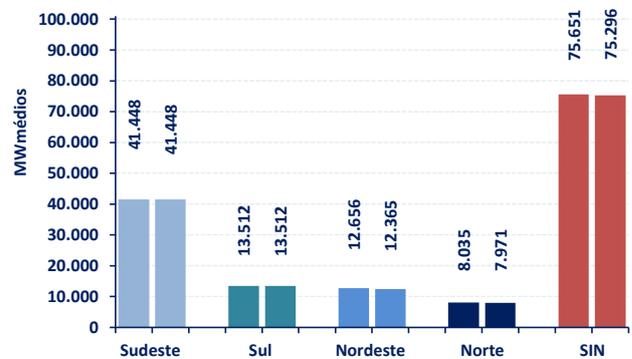


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 quarta semana operativa de julho na RV2 de julho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de julho (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de julho.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	-291	-64

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) subiu 0,29% em junho (ante 0,08% no mês anterior), enquanto o núcleo avançou 0,23% (ante 0,13%). No acumulado de 12 meses, o índice geral aumentou 2,7% (ante 2,4%) e o núcleo subiu para 2,9% (ante 2,8%). Além disso, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) de junho permaneceu estável em relação ao mês anterior e avançou 2,3% em termos anuais. O núcleo do PPI, que exclui itens voláteis, também permaneceu estável na comparação mensal e avançou 2,6% a/a. A produção industrial subiu 0,3% em junho, impulsionada pelo setor de serviços públicos, que registrou alta de 2,8%. Segundo o Livro Bege de julho, a atividade econômica teve um leve crescimento desde a última divulgação. O emprego teve leve aumento e houve melhora na disponibilidade de mão de obra. Os relatórios de todos os Distritos indicaram que os preços subiram, pressionado pelas tarifas e custos de seguros.

Na Zona do Euro, na Alemanha, o índice de expectativas do instituto ZEW subiu para 52,7 em julho, ante 47,5 no mês anterior, impulsionado pela expectativa de uma rápida resolução da disputa tarifária entre Estados Unidos e União Europeia, além da possível adoção de medidas de estímulo econômico pelo governo alemão. Com relação à inflação de junho, a leitura final permaneceu estável em 2,0% a/a, com o núcleo registrando 2,3% a/a. Esse resultado foi impulsionado por uma alta nos preços dos combustíveis,

embora o impacto tenha sido limitado devido à breve elevação do petróleo causada por tensões no Oriente Médio.

Na China, as exportações aceleraram para 6,2% no segundo trimestre de 2025. Já as exportações para os EUA caíram 16% em junho, em comparação com o mesmo período do ano anterior, ante recuo de 34% em maio. As importações cresceram 1,1% em junho, em comparação com o mesmo período do ano anterior, ante a queda de 3,4% em maio, entretanto, as importações vindas dos EUA caíram 15%. Além disso, no segundo trimestre desse ano, o crescimento do PIB desacelerou para 5,2% a/a e 1,1% na margem, enquanto a produção industrial acelerou para 6,8% em junho, ante 5,8% em maio.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,19% na segunda quadrissemana de julho, ante 0,08% no mesmo período de junho. Os grupos com maior contribuição para esse aumento foram Habitação, que passou para 0,43%, ante 0,23%, Transportes, que registrou 0,51%, ante -0,22% e Despesas Pessoais, com 0,13%, ante -0,12%. Já o IPC-S registrou alta de 0,25% na segunda quadrissemana de julho, permanecendo estável em comparação ao mesmo período de junho. A maior contribuição para o resultado foi o grupo Alimentação (0,01% na segunda quadrissemana de julho, ante -0,15% na primeira). Com relação aos serviços, a receita real do setor avançou 3,6% em maio na comparação com o mesmo mês do ano anterior. Houve avanço de 0,1% em relação a abril, quarto resultado positivo consecutivo. O resultado foi puxado por Serviços profissionais, administrativos e complementares (0,9%). Já o IBC-Br caiu 0,7% m/m e avançou 3,2% a/a em maio. Esse é o primeiro resultado negativo do ano, motivado principalmente pela agropecuária, que registrou queda de 4,2% m/m. Com exceção do IBC-Br de serviços, todas as outras componentes também apresentaram queda mensal. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 2,3 bilhões (-22,9% a/a) até a segunda semana de julho, com exportações totalizando US\$ 12,3 bilhões (+1,9%) e importações US\$ 10,0 bilhões (+10,0%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 178,2 bilhões (+1,1% a/a) e as importações totalizaram US\$ 145,8 bilhões (+10,0% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 32,4 bilhões (-26,0% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 permaneceram em 2,23%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de julho de 2025. Em termos mensais, a 2ª revisão de julho indicou uma expectativa de carga no valor de 74.806 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 74.839 MW médios (+0,04%). Comparando com os valores verificados em julho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.495 MW médios (+6,4%) e diminuição de 951 MW médios (-1,3%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de julho é de 6.011 MW médios, sendo parte integrante da carga de 74.839 MW médios da 3ª revisão do PMO.



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

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de julho de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em julho de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 1.255 MW médios (-3,0%), contribuindo para uma redução de 951 MW médios (-1,3%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.926 MW médios no SE/CO (-6,7%), totalizando uma redução de 3.926 MW médios (-5,0%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	jul/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.255 (-3,0%)	-2.926 (-6,7%)
S	+95 (+0,7%)	-91 (-0,7%)
NE	+7 (+0,1%)	-610 (-4,7%)
N	+201 (+2,6%)	-300 (-3,6%)
SIN	-951 (-1,3%)	-3.926 (-5,0%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga para a quarta e a quinta semanas operativas.

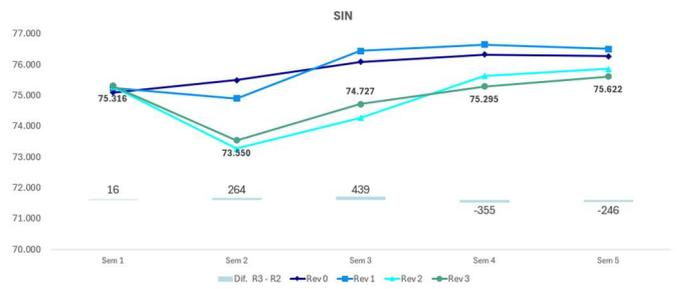


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de julho de 2025.

Conforme apresentado no Erro! Fonte de referência não encontrada., ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de julho com a projeção da 2ª revisão, nota-se um aumento nos submercados SE/CO e Sul, que totalizou 688 MW médios (+1,3%), e diminuição no Norte e Nordeste, totalizando 248 MW médios (-1,2%). Para a 4ª semana operativa, também houve redução no Norte e no Nordeste, totalizando de 355 MW médios (-1,7%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 75.295 MW médios (vide Gráfico 12).

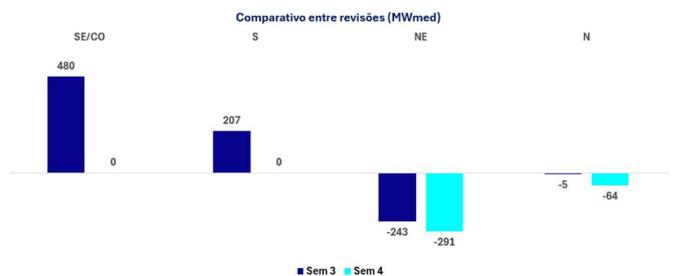


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

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

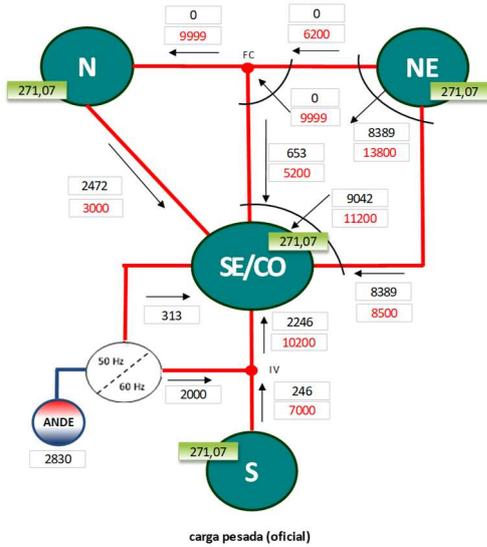
Tabela 9 – Carga prevista para o mês de julho de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	75.104	75.505	76.104	76.336	76.284
RV1	75.251	74.909	76.457	76.656	76.518
RV2	75.300	73.286	74.288	75.650	75.868
RV3	75.316	73.550	74.727	75.295	75.622

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

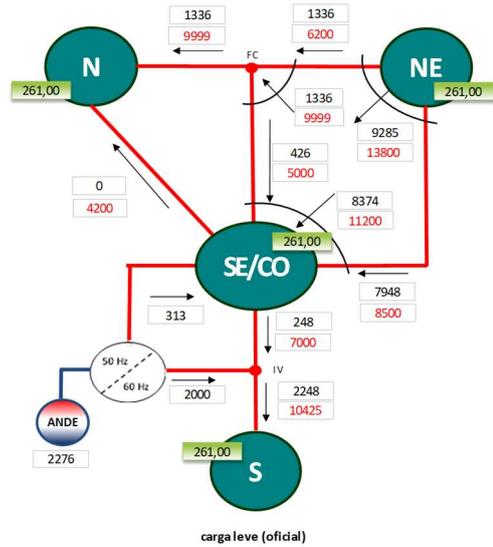
### Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 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.



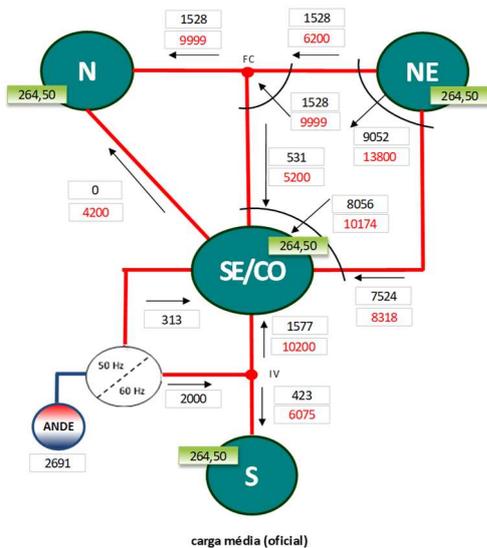
XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)  
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)  
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)  
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

### 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 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de julho de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de julho

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	840,10	1.225,21

### 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 17 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 7/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 8/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.

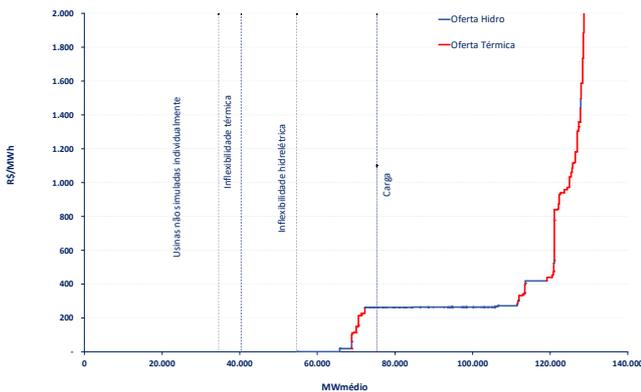


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para os todos os submercados

### Estimativa preliminar de ESS – julho de 2025

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2025.

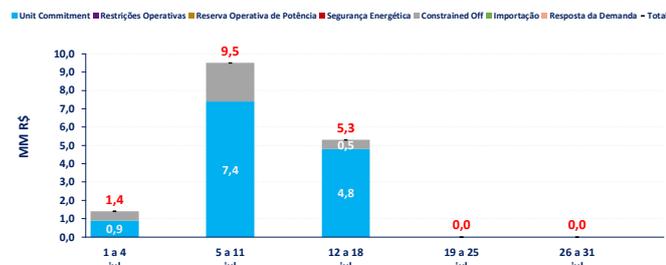


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de julho.

Tabela 11 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de julho

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<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	0,31	2,35	3,09	-	-	-	5,75
Norte	0,59	5,09	1,70	-	-	-	7,38
Total	0,90	7,44	4,79	0,00	0,00	0,00	13,13
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
Sudeste	-	0,22	0,02	-	-	-	0,24
Norte	0,46	1,84	0,49	-	-	-	2,79
Total	0,46	2,06	0,51	0,00	0,00	0,00	3,03
<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 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 16,16 milhões, R\$ 13,13 milhões por *unit commitment*, R\$ 3,03 milhões devido ao constrained-off térmico.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 17 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de julho são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 a 31 de julho 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 julho 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 julho é apresentada no Gráfico 20.

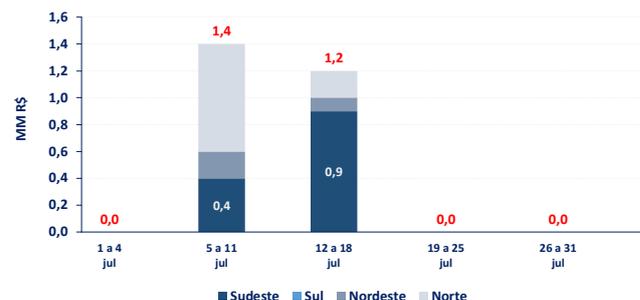


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 2,60 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

### 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 17 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de julho são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 a 31 de julho 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 julho 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 junho de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 21 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para junho e julho de 2025. Além dos valores mensais para junho e julho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para julho.

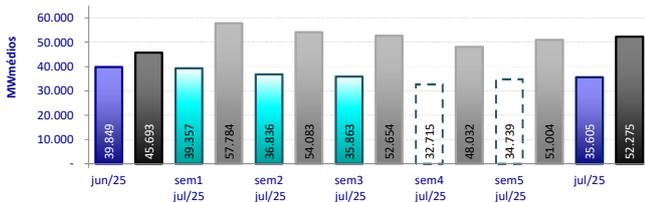


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho e de julho de 2025

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de junho e julho de 2025 (ainda não contabilizados).



Gráfico 22 - 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 23 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 junho e julho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para julho.

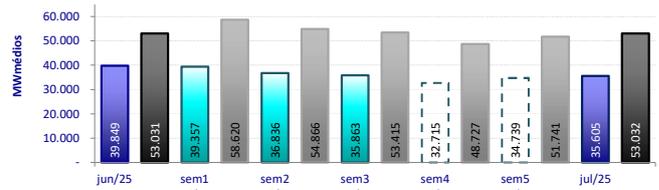


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho e de julho de 2025

O Gráfico 24 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 junho e julho de 2025 (ainda não contabilizados).

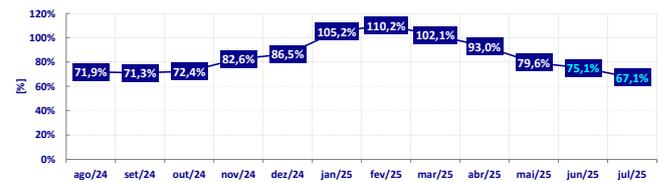


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 julho de 2025 foi identificada a seguinte inconsistência que impactou o cálculo do PLD:

No deck do dia 09/07/2025, equivocadamente, foi considerada a rampa de desligamento da UTE Candiota diferente da declarada no cadastro anual de dados de Unit Commitment Térmico (UCT), no arquivo RAMPAS.DAT, impactando tanto o caso do ONS, quanto da CCEE. Destaca-se que a usina permaneceu desligada durante todo o horizonte de estudo.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação”.

### 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 julho não foram consideradas previsibilidades nos decks da CCEE.

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 2.144/2025 (DOU: 17/07): UTE Termobahia (CVU: 1.120,67 R\$/MWh)
- DSP ANEEL 2.154/2025 (DOU: 18/07): UTE Termoceará (CVU: 2.181,31 R\$/MWh)

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