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

PLD – 1ª 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.

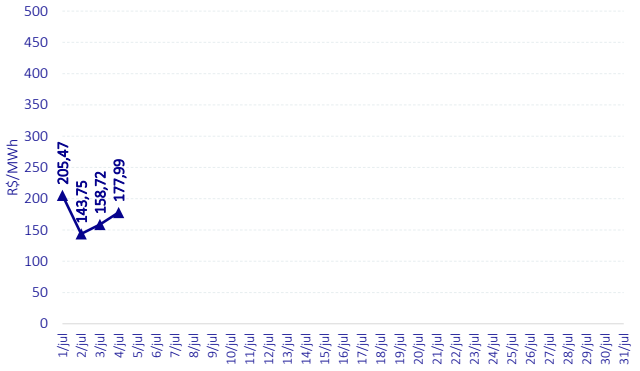


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de junho a 4 de julho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

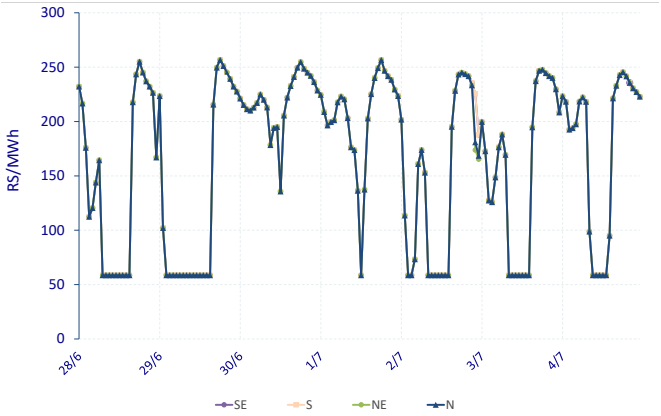


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
168,44	168,44	167,98	168,05

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
MWmed	75.315	3.912	3.263	16.555	4.260	36.511	5.299	5.515
%	100%	5%	4%	22%	6%	49%	7%	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 28 de junho a 4 de julho de 2025.

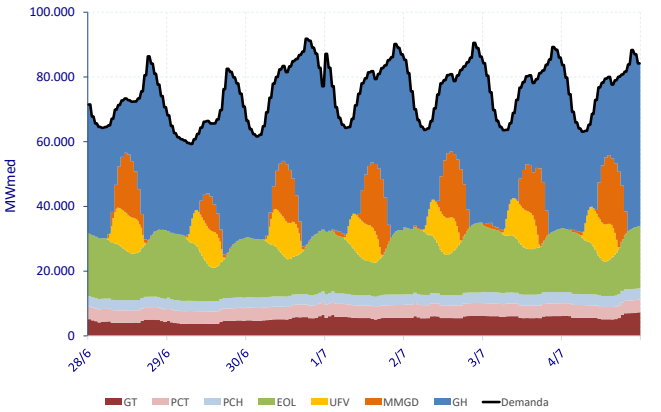


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 5 a 11 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	236,34	236,34	236,34	236,34
Média	231,19	231,19	231,19	231,19
Leve	227,09	227,09	227,09	227,09
Média semanal	230,05	230,05	230,05	230,05

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da primeira e da segunda semana de julho.

Tabela 4 – Comparação entre a FCF da primeira e da segunda semana de julho (em R$/MWh)

Submercado	FCF		
	1ª sem - jul	2ª sem - jul	Variação %
SE/CO	205,53	230,05	11,9%
S	205,53	230,05	11,9%
NE	205,53	230,05	11,9%
N	205,53	230,05	11,9%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 5 a 11 de julho, apresentaram variações de: 11,9% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R$ 230,05/MWh em todos os submercados.

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

Para julho de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 85% da MLT para o sistema, sendo 83% no Sudeste; 115% no Sul; 41% no Nordeste e 64% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 597 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -728 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 572 MWmédios no submercado Sul e -440 MWmédios no submercado Nordeste. Não houve variação no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.333 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.439 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 450 MWmédios no submercado Sul, -155 MWmédios no submercado Nordeste, -189 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.

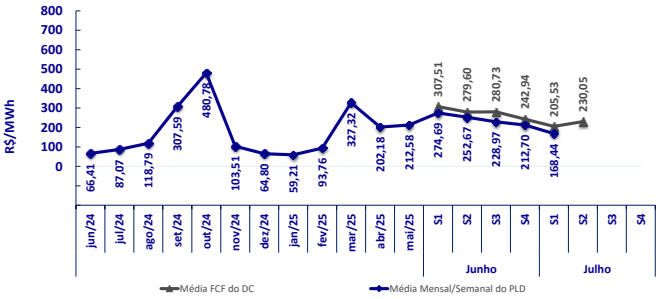


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

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 Afluente - ENA

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

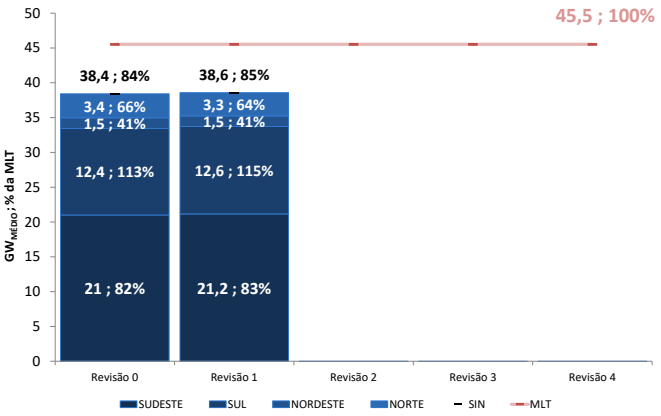
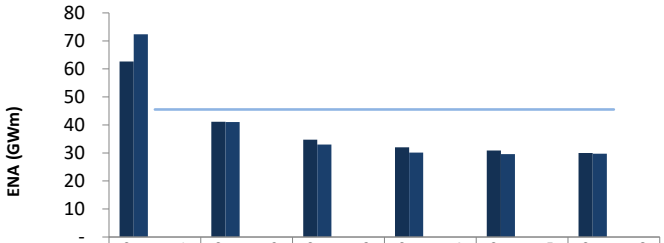


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

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



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Revisão 0	62,67	41,11	34,72	32,00	30,88	29,97
Revisão 1	72,35	41,05	33,00	30,11	29,56	29,71
Revisão 2	-	-	-	-	-	-
Revisão 3	-	-	-	-	-	-
Revisão 4	-	-	-	-	-	-
MLT	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53	45,53

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 afluências ficaram próximos aos 34.000 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 34.100 MWmédios.

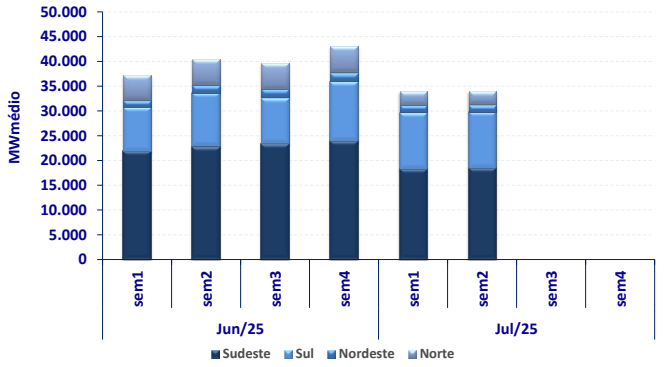


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – junho e julho de 2025

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

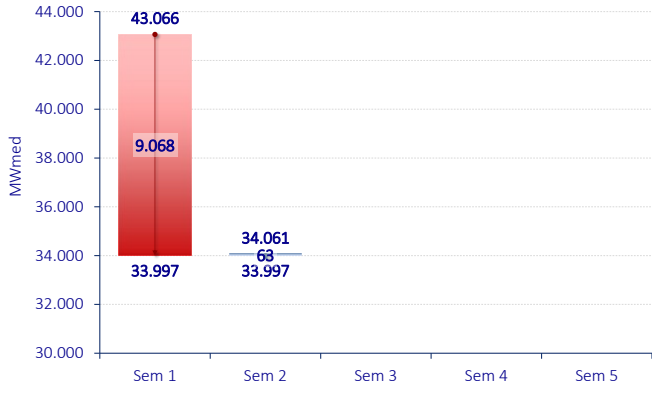


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
112	70	-13	-105

Armazenamento inicial

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

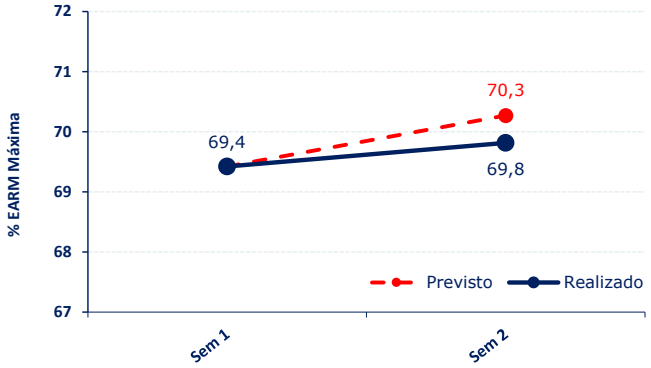


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,3% (Energia Armazenada de 206.193 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,8% (Energia Armazenada de 204.860 MWmês), o que representou uma queda de -1.333 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 segunda semana operativa de julho

Submercado	RV1 - previsto		RV1 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	66,9%	137.528	66,2%	136.089	-0,7%	-1.439
S	86,7%	17.738	88,9%	18.188	2,2%	450
NE	68,8%	35.582	68,5%	35.427	-0,3%	-155
N	97,8%	15.345	96,6%	15.156	-1,2%	-189
SIN	70,3%	206.193	69,8%	204.860	-0,5%	-1.333

Carga - DECOMP

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

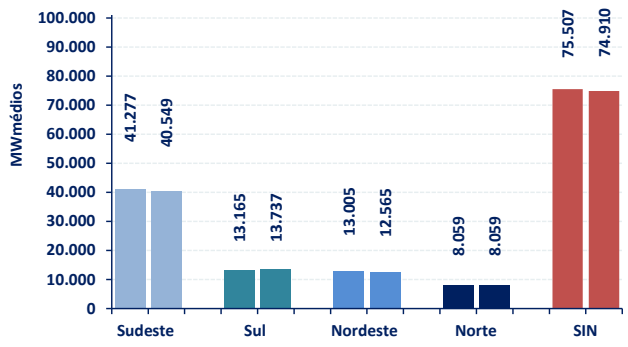


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 segunda semana operativa de julho na RV0 de julho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de julho (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de julho.

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-728	572	-440	-

No cenário internacional, nos Estados Unidos, a inflação em maio, medida pelo PCE, subiu 0,1% m/m e 2,3% a/a. O núcleo do índice, que exclui itens voláteis, cresceu 0,18% no mês, ante 0,14% na leitura anterior. O Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan, que mede o nível de confiança dos consumidores, subiu para 60,7 em junho, primeiro aumento em seis meses, embora as expectativas de inflação sigam acima dos níveis da segunda metade de 2024. O ISM Manufacturing PMI avançou 0,5 ponto, para 49,0 em junho, após três quedas consecutivas, impulsionado pelo aumento da produção e pela melhora dos estoques. Sobre o mercado de trabalho, segundo o relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey) de maio, as vagas de emprego subiram 366 mil, totalizando 7,77 milhões. Apesar disso, o relatório mostrou que a taxa de contratações caiu para 3,4%, enquanto a taxa de desligamentos subiu para 2,1%. Além disso, foram perdidas 33 mil vagas no setor privado em junho, ante criação de 29 mil postos no mês anterior, conforme o relatório da ADP. Esse resultado foi impulsionado pelo setor de serviços, que perdeu 66 mil vagas.

Na China, o PMI da indústria subiu para 49,7 em junho, ante 49,5 em maio, impulsionado por uma melhora tanto na oferta quanto na demanda. No setor de serviços, o PMI avançou para 50,5, ante 50,3 no mês anterior. Esse resultado foi impulsionado pelo crescimento do setor de construção, reflexo do apoio governamental por meio de investimentos em grandes projetos de infraestrutura.

Na Zona do Euro, o PMI Composto subiu para 50,6 em junho, ante 50,2 em maio, maior nível em três meses. Além disso, a inflação subiu para 2,0% a/a em junho, ante 1,9% no mês anterior, enquanto o núcleo manteve-se em 2,3%. Esses resultados foram impulsionados por uma modesta pressão altista nos preços dos combustíveis, devido aos custos de transporte mais elevados.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) caiu 0,08% na quarta quadrissemana de junho, ante alta de 0,27% no mesmo período de maio. Os grupos com maior contribuição para essa queda foram Alimentação (-0,66% em junho, ante 0,47%) e Transportes (-0,87%, ante 0,47%). Quanto ao mercado de trabalho, de acordo com o Novo Caged, foram criados 148,99 mil postos formais em maio, ante 237,38 mil em abril, considerando ajustes. As admissões caíram 2,6%, enquanto os desligamentos aumentaram 1,4% em comparação com a divulgação anterior. Todos os grandes grupamentos de atividades registraram saldos positivos, com destaque para o setor de Serviços, que apresentou saldo de 70,14 mil vagas. A taxa de rotatividade (35,9%) e a taxa de demissões voluntárias (1,6%) permanecem em patamares elevados, indicando que o mercado de trabalho segue aquecido. Segundo a PNAD Contínua, a taxa de desocupação foi de 6,2% no trimestre encerrado em maio, queda de 0,6% em relação ao trimestre encerrado em fevereiro e recuo de 1,0% na comparação com o mesmo período de 2024. O nível de ocupação atingiu 58,5%, com incremento de 0,6% no trimestre. O rendimento real habitual de todos os trabalhos, de R$ 3.457, mostrou estabilidade no trimestre e cresceu 3,1% em relação ao ano anterior. Por sua vez, a massa de rendimento real habitual, que atingiu R$ 354,6 bilhões — novo recorde — aumentou 1,8% (equivalente a mais de R$ 6,2 bilhões) no trimestre e 5,8% (mais de R$ 19,4 bilhões) na comparação anual. Em relação à Indústria, houve retração, com o PMI industrial passando de 49,4 em maio para 48,3 pontos em junho. A produção industrial recuou 0,5% na comparação mensal em maio, impactada pelo desempenho negativo em três das quatro grandes categorias econômicas: Bens de Capital (-2,1%), Bens de Consumo (-1,7%) e Indústria Geral (-0,5%). A subcategoria Bens de Consumo Duráveis teve o resultado negativo mais acentuado, com queda de 2,9%, enquanto Bens de Consumo Semiduráveis e Não Duráveis registraram a segunda queda consecutiva, recuando 1,0%. Em relação à balança comercial de junho, o saldo consolidado foi de US$ 5,9 bilhões (-6,9% a/a), com exportações totalizando US$ 29,1 bilhões (+1,4%) e importações US$ 23,3 bilhões (+3,8%). No acumulado do ano, as exportações somaram US$ 165,9 bilhões (-0,7% a/a) e as importações totalizaram US$ 135,8 bilhões (+8,3% a/a), resultando em um saldo comercial de US$ 30,1 bilhões (-27,6% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,21%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de julho de 2025. Em termos mensais, o PMO de julho indicou uma expectativa de carga no valor de 75.926 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 76.009 MW médios (+0,1%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 5.664 MW médios (+8,1%) e 234 MW médios (+0,3%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de julho é de 6.040 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.009 MW médios da 1ª revisão do PMO.

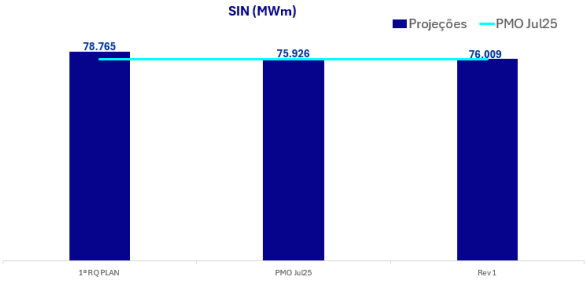


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de julho.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª 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 1ª 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 779 MW médios (-1,8%), o que totalizou 234 MW médios (+0,3%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.460 MW médios no SE/CO (-5,6%), totalizando uma redução de 2.756 MW médios (-3,5%) 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	-779 (-1,8%)	-2.460 (-5,6%)
S	+208 (+1,6%)	+20 (+0,1%)
NE	+463 (+3,7%)	-157 (-1,2%)
N	+342 (+4,4%)	-159 (-1,9%)
SIN	+234 (+0,3%)	-2.756 (-3,5%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO ajustou para cima a projeção de carga para todas as semanas operativas, com exceção da segunda.

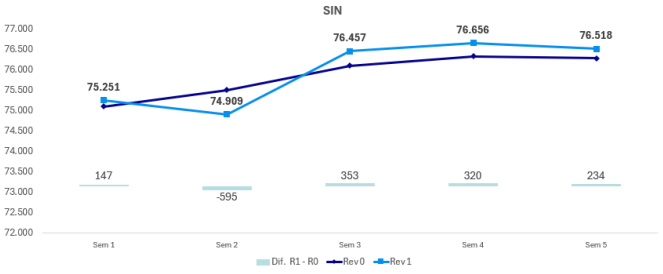


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de julho de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de julho com a projeção do PMO, nota-se uma redução no

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

SE/CO, Nordeste e Norte, que totalizou 992 MW médios (-1,6%), e aumento de 1.138 MW médios (+8,9%) na carga do Sul. Para a 2ª semana operativa, houve redução nos submercados SE/CO e Nordeste e aumento no Sul, totalizando uma redução de 595 MW médios (-0,8%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 74.909 MW médios (vide Gráfico 13).

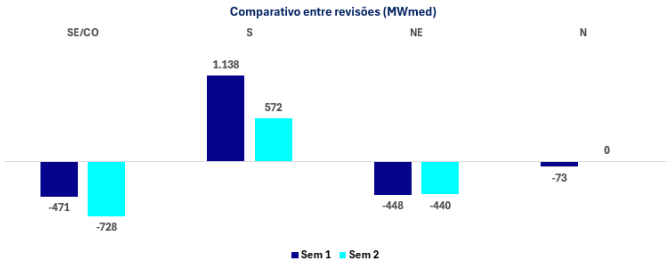


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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
RV0	75.104	75.505	76.104	76.336	76.284
RV1	75.251	74.909	76.457	76.656	76.518

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.

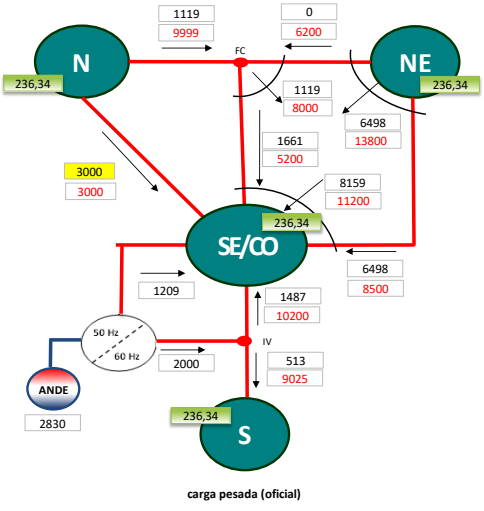


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

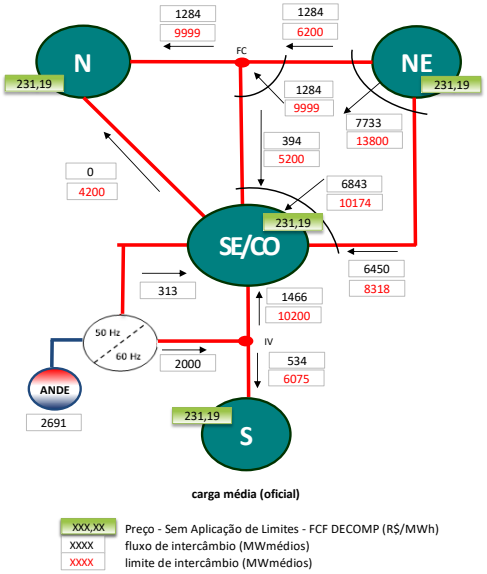


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

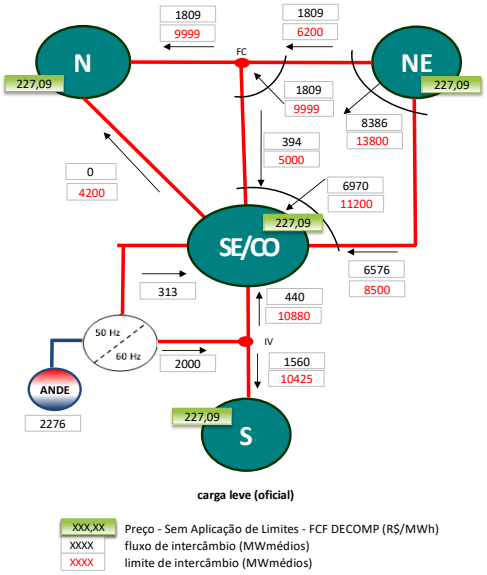


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 segunda semana operativa de julho foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

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

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 segunda semana operativa de julho de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R$/MWh)	CVU Original (R$/MWh)
NORTEFLU	852,74	1.174,19

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.

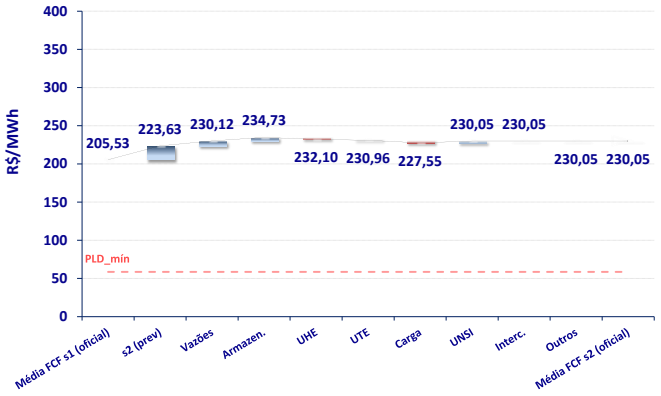


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R$ 223/MWh. Uma expectativa de redução de vazões aumentou a FCF em aproximadamente R$ 7/MWh. O menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R$ 5/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.

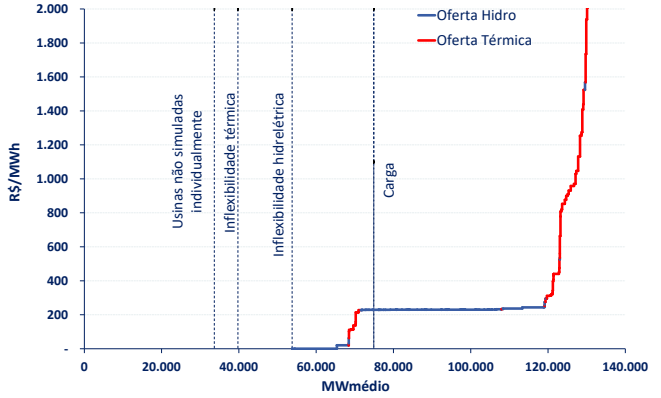


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – junho e julho de 2025

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

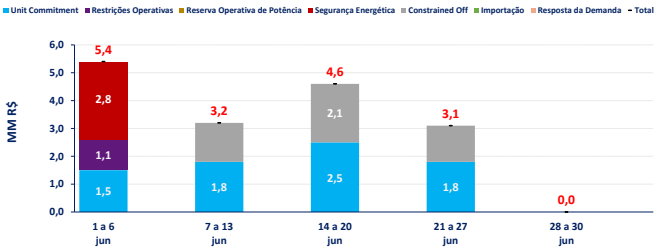


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R$ MM)							
Sudeste	1,07	-	-	-	-	-	1,07
Total	1,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,07
Segurança Energética (R$ MM)							
Sul	2,79	-	-	-	-	-	2,79
Total	2,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,79
Reserva Operativa de Potência (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R$ MM)							
Sudeste	0,25	0,68	-	0,36	0,02	-	1,31
Sul	-	-	0,01	-	-	-	0,01
Norte	1,20	1,08	2,51	1,45	2,43	-	8,67
Total	1,45	1,76	2,52	1,81	2,45	0,00	9,99
Constrained Off (R$ MM)							
Sudeste	-	-	0,75	0,18	0,09	-	1,02
Nordeste	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	-	0,05
Norte	0,01	1,34	1,37	1,07	0,29	-	4,08
Total	0,02	1,35	2,13	1,26	0,39	0,00	5,15
Importação (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R$ 19,00 milhões, sendo R$ 2,79 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R$ 9,99 milhões por unit commitment, R$ 5,15 milhões devido ao constrained-off térmico, R$ 1,07 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2025.

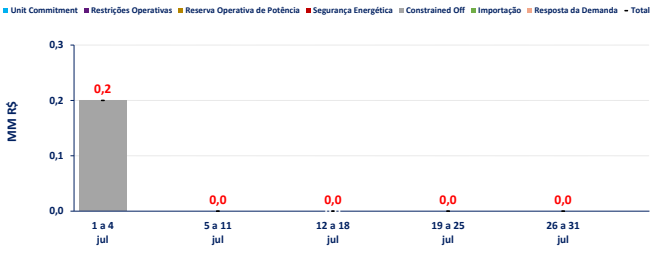


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de julho.

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

Tabela 12 – 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
Restrição operativa (R$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Norte	0,04	-	-	-	-	-	0,04
Total	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
Subm.	Constrained Off (R$ MM)						
Norte	0,19	-	-	-	-	-	0,19
Total	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19
Subm.	Importação (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Resposta da Demanda (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R$ 0,23 milhões, R$ 0,04 milhões por unit commitment, R$ 0,19 milhões devido ao constrained-off térmico.

O valor estimado de geração para o período de 1° de junho a 3 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 4 de julho são idênticos aos do dia 3.

A expectativa para o período de 5 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 1 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 junho é apresentada no Gráfico 21.

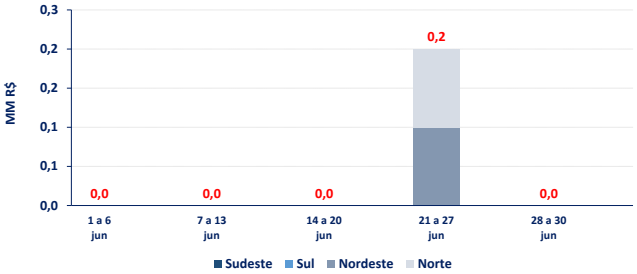


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R$ 0,40 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para julho é apresentada no Gráfico 22.

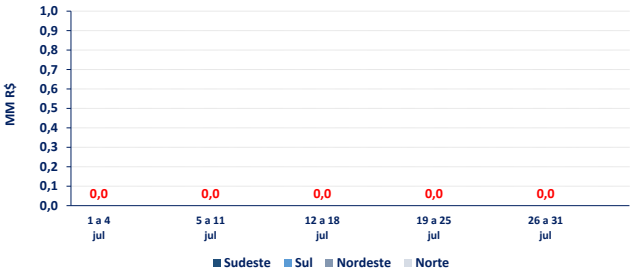


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R$ 0,10 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 1° de junho a 3 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 4 de julho são idênticos aos do dia 3.

A expectativa para o período de 5 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 1 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,

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

de acordo com cronograma da reunião do DMSE de junho de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 23 e no Gráfico 24 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 ambos os meses.

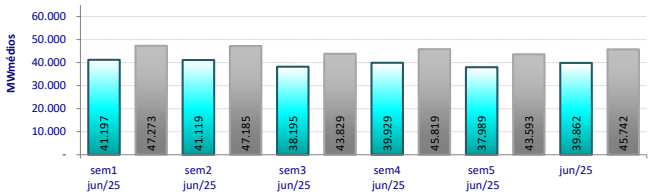


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2025

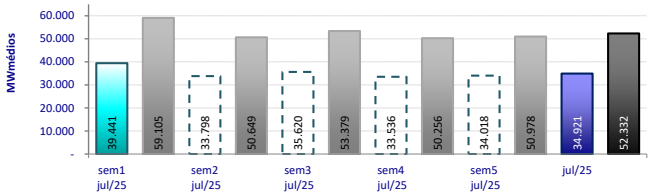


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2025

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de junho e julho de 2025 (ainda não contabilizados).

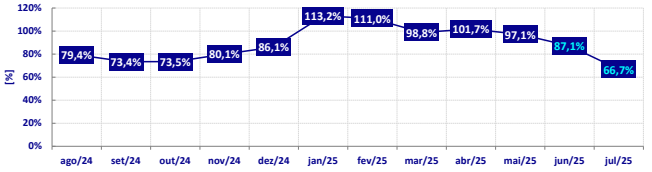


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 26 e no Gráfico 27 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 ambos os meses.

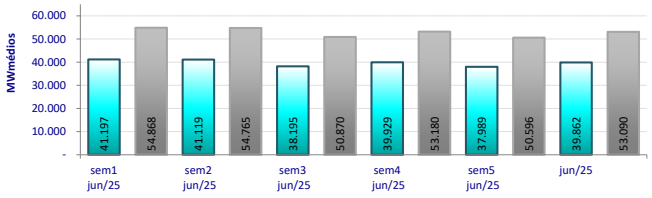


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2025

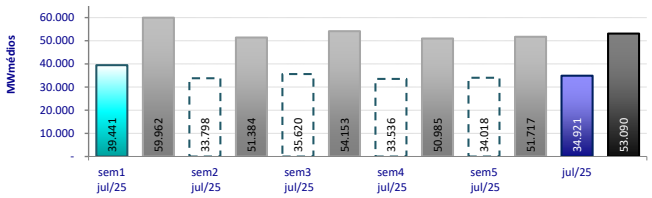


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2025

O Gráfico 28 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).

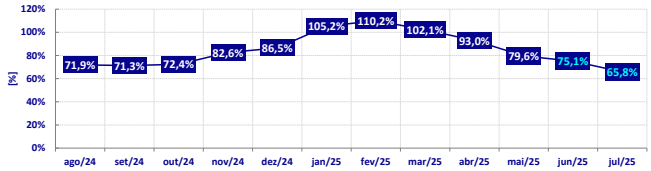


Gráfico 28 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 primeira semana operativa de julho 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 primeira semana operativa de julho, não foram identificadas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 1.973/2025 (DOU: 01/07): UTE Nova Piratininga (CVU_CF = 1.523,76 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.983/2025 (DOU: 01/07): UTE Seropédica (CVU_CF = 1.253,19 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.972/2025 (DOU: 02/07): UTE Canoas (CVU_CF: 1.407,91 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.974/2025 (DOU: 02/07): UTE Juiz de Fora (CVU_CF: 1.262,76 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.976/2025 (DOU: 02/07): UTE Ibirité (CVU_CF: 808,21 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.977/2025 (DOU: 02/07): UTE Norte Fluminense (CVU_CF: 1.174,19 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.982/2025 (DOU: 02/07): UTE Termorio (CVU_CF: 899,73 R$/MWh)
- DSP ANEEL 1.985/2025 (DOU: 02/07): UTE Araucária (CVU_CF: 1.131,31 R$/MWh)
- DSP ANEEL 2.027/2025 (DOU: 04/07): suspensão da OC da UG2 (potência unitária = 200,94 MW) da UHE Sinop a partir de 05/05/2025.

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

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