

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 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 junho de 2025.

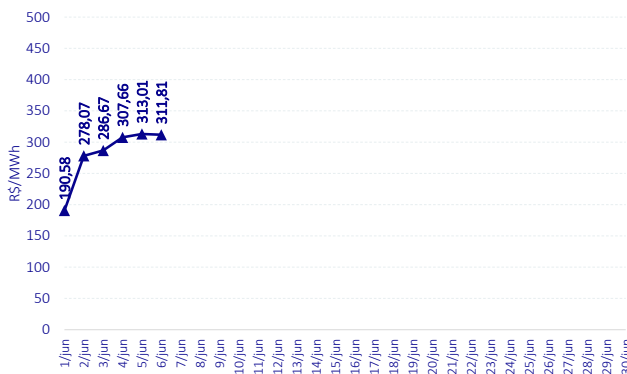


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 31 de maio a 6 de junho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

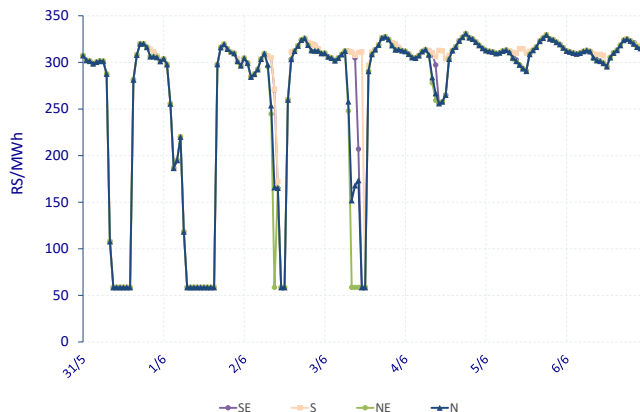


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 Junho (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
274,69	278,49	267,90	270,69

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	76.441	3.976	2.740	15.297	4.248	39.509	5.219	5.452
%	100%	5%	4%	20%	5%	52%	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 31 de maio a 6 de junho de 2025.

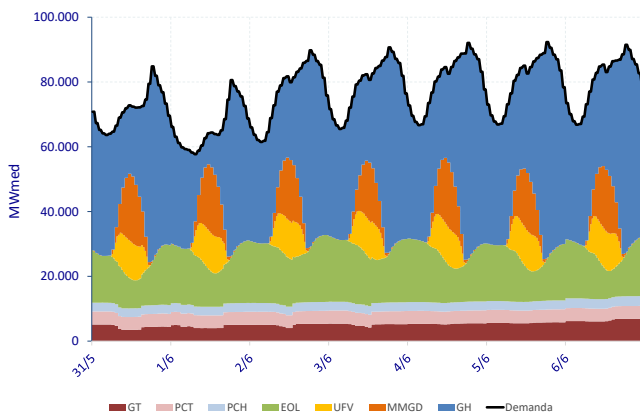


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

¹Custo 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 7 a 13 de junho 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	284,07	284,07	284,07	284,07
Média	280,11	280,11	280,11	280,11
Leve	277,74	277,74	277,74	277,74
Média semanal	279,60	279,60	279,60	279,60

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - jun	2ª sem - jun	Variação %
SE/CO	307,51	279,60	-9,1%
S	309,14	279,60	-9,6%
NE	307,51	279,60	-9,1%
N	307,51	279,60	-9,1%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 7 a 13 de junho, apresentaram variações de: -9,1% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 279,60/MWh; -9,6% no submercado Sul, fechando a R\$ 279,60/MWh; -9,1% no submercado Nordeste, fechando a R\$ 279,60/MWh; -9,1% no submercado Norte, fechando a R\$ 279,60/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram uma expectativa de aumento nas vazões esperadas para o mês de junho e uma expectativa de redução da carga. Além disso, a atualização dos parâmetros das usinas termelétricas também influenciou a variação da FCF.

Para junho de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 77% da MLT para o sistema, sendo 78% no Sudeste; 108% no Sul; 35% no Nordeste e 59% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.421 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.421 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Não houve variação nos demais submercados.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.721 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.644 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 164 MWmédios no submercado Sul, -103 MWmédios no submercado Nordeste, -138 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.

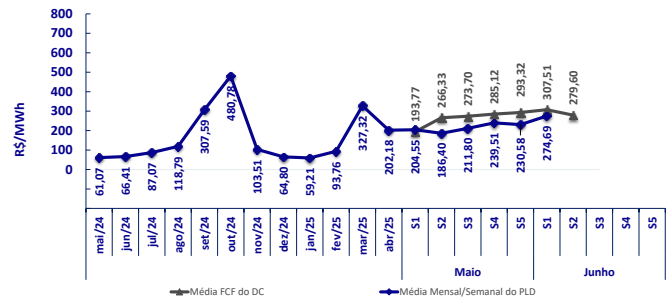


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluentes - ENA

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

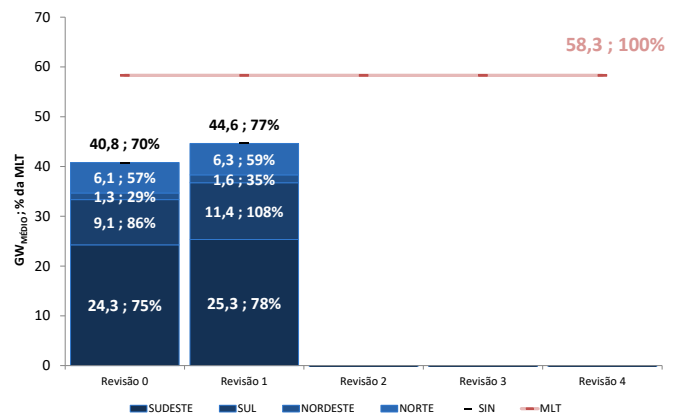


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

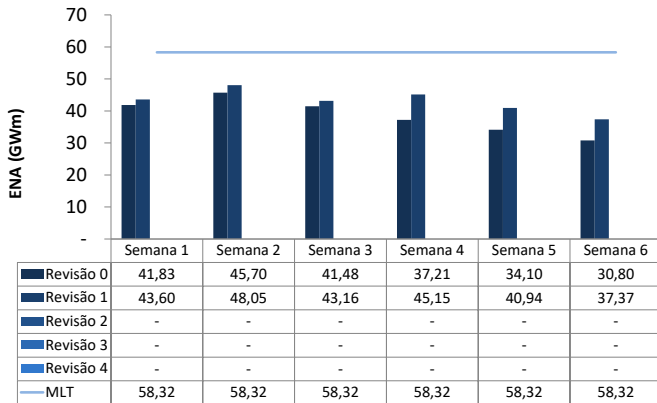


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde maio de 2025. Para maio, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 48.700 MWmédios. Já para junho, os valores de afluências ficaram próximos aos 37.300 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 40.400 MWmédios.

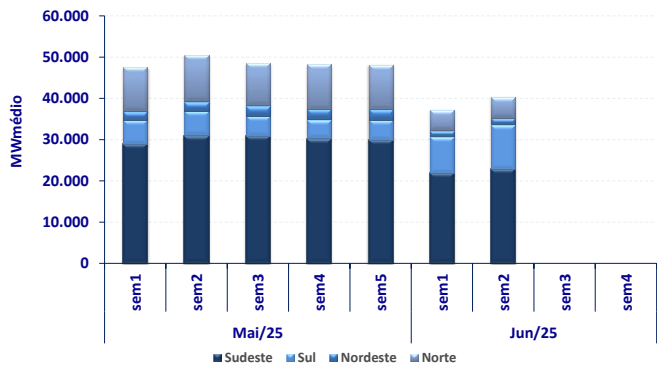


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – maio e junho de 2025

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

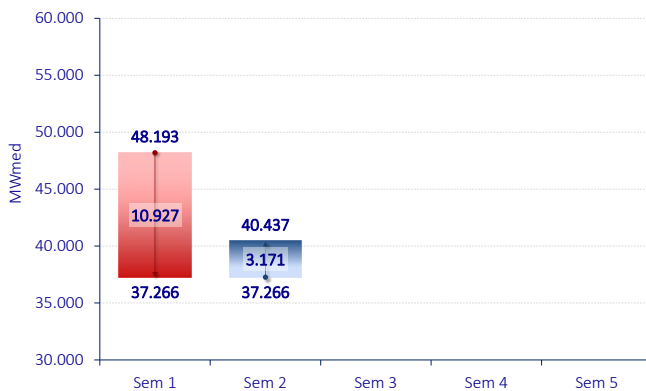


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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 junho considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
907	1.977	198	88

Armazenamento inicial

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

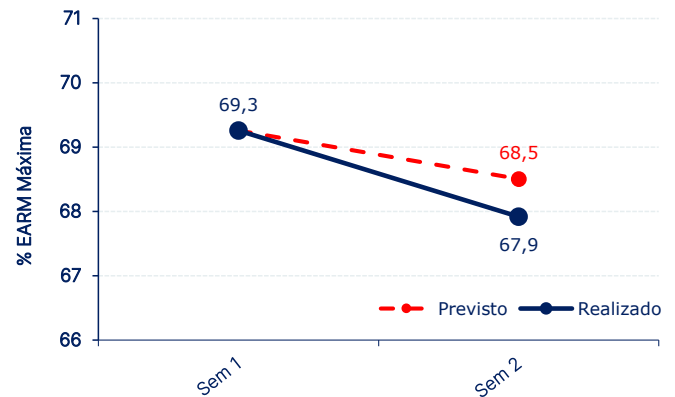


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 68,5% (Energia Armazenada de 200.756 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 67,9% (Energia Armazenada de 199.035 MWmês), o que representou uma queda de -1.721 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 junho

Submercado	RV1 – previsto		RV1 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	68,4%	140.611	67,6%	138.967	-0,8%	-1.644
S	36,0%	7.365	36,8%	7.529	0,8%	164
NE	72,8%	37.651	72,6%	37.548	-0,2%	-103
N	98,9%	15.129	98,0%	14.991	-0,9%	-138
SIN	68,5%	200.756	67,9%	199.035	-0,6%	-1.721

Carga - DECOMP

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

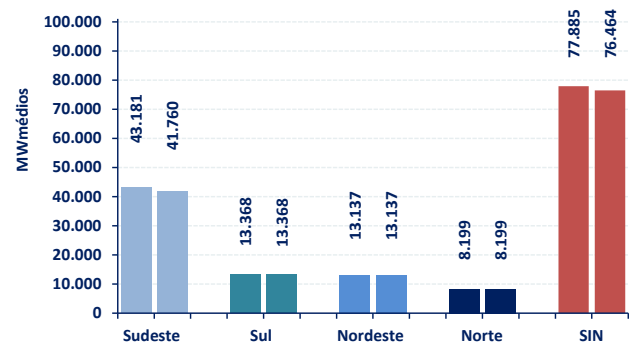


Gráfico 10 – Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-1.421	-	-	-

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o índice PMI de manufatura do ISM recuou 0,2 ponto, para 48,5 em maio, terceira contração consecutiva, com os fornecedores levando o maior tempo em quase três anos para entregar insumos em meio às tarifas. Já o ISM de Serviços caiu 1,7 ponto percentual, para 49,9 em maio, primeira contração do ano. Novos pedidos recuaram para 46,4, refletindo as incertezas da política tarifária. A atividade empresarial desacelerou para 50,0, enquanto o emprego avançou para 50,7. O consumo das famílias cresceu 0,1% em abril (ante 0,7% em março), após compras antecipadas para evitar os impactos das tarifas. A média móvel trimestral anualizada subiu 1,5% a/a, abaixo de sua média histórica. Segundo o relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey), as vagas de emprego nos EUA aumentaram para 7,39 milhões em abril. Também houve alta nas taxas de contratações e de desligamentos. O relatório da ADP mostrou a criação de 37 mil vagas no setor privado em maio, ante 60 mil em abril. O setor industrial teve o pior desempenho, com saldo negativo de 2 mil vagas, pressionado pelo tarifado do governo americano, enquanto o setor de serviços registrou saldo positivo de 36 mil postos. Segundo o Livro Bege de junho, a atividade econômica apresentou leve retração e o emprego permaneceu estável. A incerteza tem adiado contratações e reduzido a demanda por mão de obra. Todos os Distritos indicaram que as altas tarifas continuam pressionando custos e preços.

Na China, o PMI da indústria subiu para 49,5 em maio, ante 49,0 em abril, impulsionado por melhora na oferta e na demanda, refletindo o impacto favorável da trégua comercial de 90 dias com os EUA. No setor de serviços, o PMI avançou para 51,1 em maio, ante 50,7 no mês anterior, com impacto positivo do feriado sobre turismo, transporte, alimentação e hospedagem.

Na Zona do Euro, o PMI Industrial registrou 49,4 em maio, ante 49,0 no mês anterior, maior nível desde agosto de 2022, reflexo da melhora na demanda interna e externa e menor ritmo de queda da atividade. Apesar disso, o valor abaixo de 50 ainda indica contração. A inflação caiu para 1,9% a/a em maio, ante 2,2% em abril, e o núcleo passou para 2,3%, ante 2,7%, motivada pela redução das pressões subjacentes e o fim de efeitos temporários da Páscoa, que elevaram os preços de serviços como passagens aéreas e pacotes turísticos em abril. Além disso, o Banco Central Europeu (BCE) decidiu reduzir a taxa de juros em 0,25 ponto percentual, levando a taxa de depósitos para 2,0%.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,27% na quarta quadrissemana de maio, ante 0,45% em abril. O grupo Habitação foi o principal responsável pela desaceleração, com 0,27%, ante 0,45%. O Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), calculado pela FGV, caiu 2,7 pontos, para 112,8 pontos em maio, impulsionado pela queda nos dois componentes do indicador (Mídia e Expectativas). Segundo a Fenabrave (Federação Nacional da Distribuição de Veículos Automotores), os emplacamentos de veículos subiram 3,2% m/m em maio. O destaque foi a alta do segmento de veículos leves, de 9,9% m/m, em especial, a categoria de automóveis que apresentou expansão de 11,1% m/m, o maior volume desde julho de 2023. Segundo a Anfavea (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores), a produção veicular cresceu 28,8% a/a em maio. No acumulado do ano, somou 1,03 milhão de unidades, crescimento de 10,7% em comparação com o mesmo período de 2024. Já a produção industrial recuou 0,3% a/a em abril, encerrando a sequência de dez altas consecutivas, influenciada, principalmente, pelos desempenhos negativos dos setores de Produtos alimentícios e Coque, derivados de petróleo e biocombustíveis. O Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) caiu 1,03% em maio, puxado por Energia (quedas de 2,95% m/m e 13,36% no acumulado do ano). Metal e Agropecuária também recuaram (0,61% m/m e 0,68% m/m, respectivamente), mas apresentam alta no acumulado de 12 meses (7,97% a/a e 18,56% a/a, respectivamente). Em relação à balança comercial de maio, o saldo consolidado foi de US\$ 7,2 bilhões (-12,8% a/a), com exportações totalizando US\$ 30,2 bilhões (-0,1% a/a) e importações US\$ 22,9 bilhões (+4,7% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 136,9 bilhões (-0,9% a/a) e as importações totalizaram US\$

112,5 bilhões (+9,2% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 24,4 bilhões (-30,6% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,13%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de junho de 2025. Em termos mensais, o PMO de junho indicou uma expectativa de carga no valor de 77.302 MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 76.224 MW médios (-1,4%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.856 MW médios (+6,8%) e 515 MW médios (+0,7%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de junho é de 5.704 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.224 MW médios da 1ª revisão do PMO.

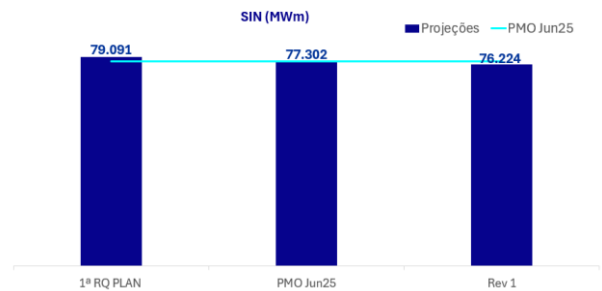


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de junho 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 junho de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 856 MW médios (-2,0%), o que totalizou 515 MW médios (+0,7%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.402 MW médios no SE/CO (-5,4%), totalizando uma redução de 2.867 MW médios (-3,6%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	jun/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-856 (-2,0%)	-2.402 (-5,4%)
S	+321 (+2,5%)	-401 (-3,0%)
NE	+579 (+4,7%)	+52 (+0,4%)
N	+471 (+6,1%)	-116 (-1,4%)
SIN	+515 (+0,7%)	-2.867 (-3,6%)

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

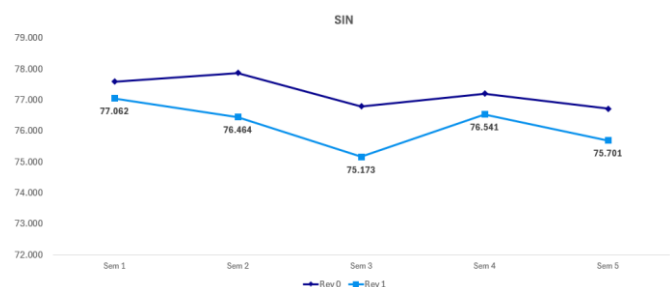


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de junho de 2025

Conforme apresentado no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de junho com a projeção

do PMO, nota-se uma redução no SE/CO e no Sul, que totalizou 813 MW médios (-1,4%), e aumento na carga do Nordeste e Norte de 275 MW médios (+1,3%). Para a 2ª semana operativa, o submercado SE/CO foi o único ajustado, totalizando uma redução de 1.421 MW médios (-3,3%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 76.464 MW médios (vide Gráfico 12).

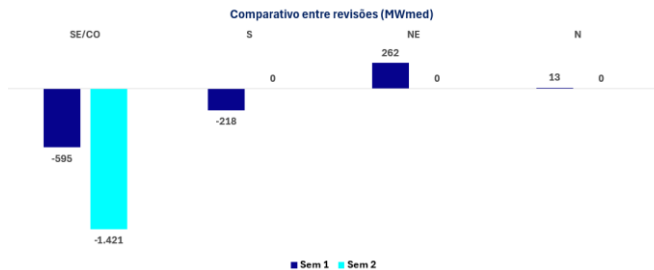


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	77.600	77.885	76.803	77.209	76.722
RV1	77.062	76.464	75.173	76.541	75.701

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.

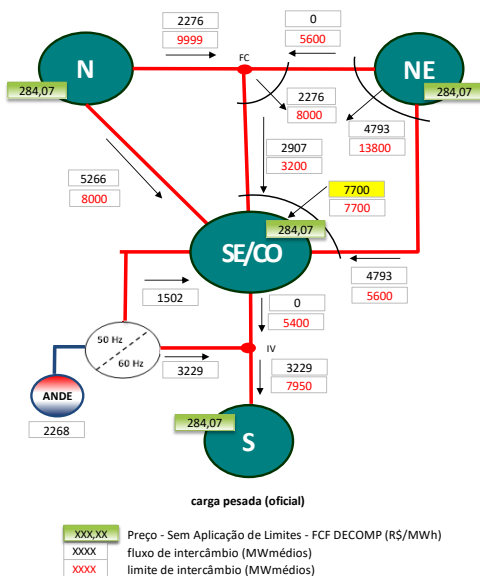


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

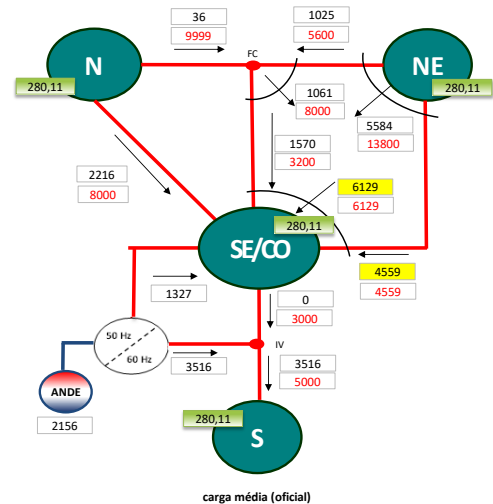


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

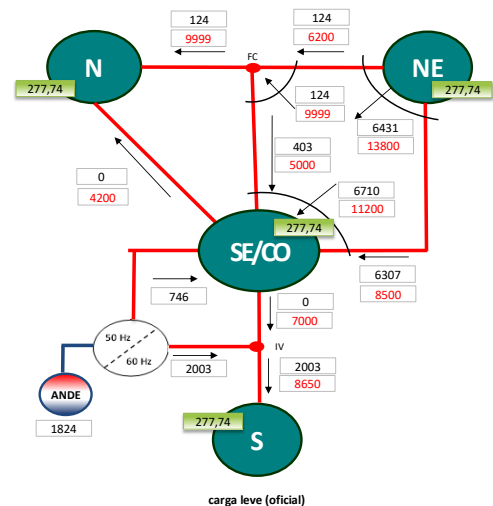


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

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 junho de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	842,51	1.022,99

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.

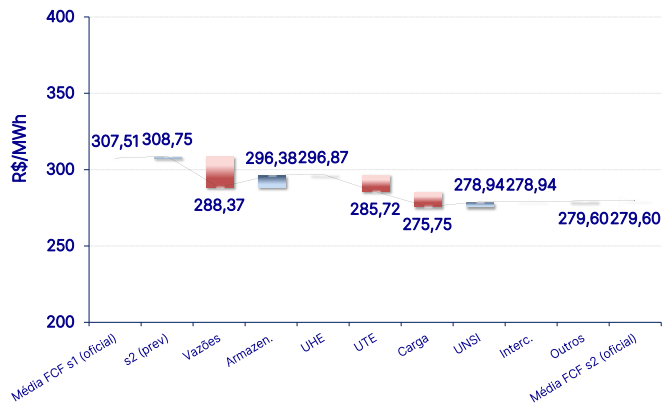


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados SE, NE e N

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas vazões diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 19/MWh. Já o menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com um aumento em cerca de R\$ 8/MWh. Porém, a atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, juntamente com a expectativa de redução de carga impactou em aproximadamente R\$ 21/MWh de redução na FCF.

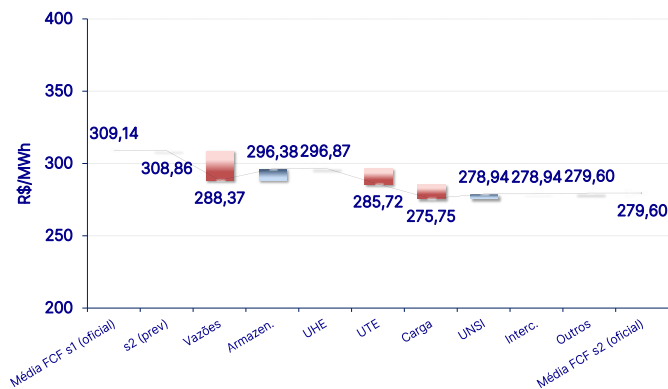


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sul

No submercado Sul, o comportamento da FCF foi similar, com redução devido ao impacto das vazões, parâmetros das usinas termelétricas e carga.

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.

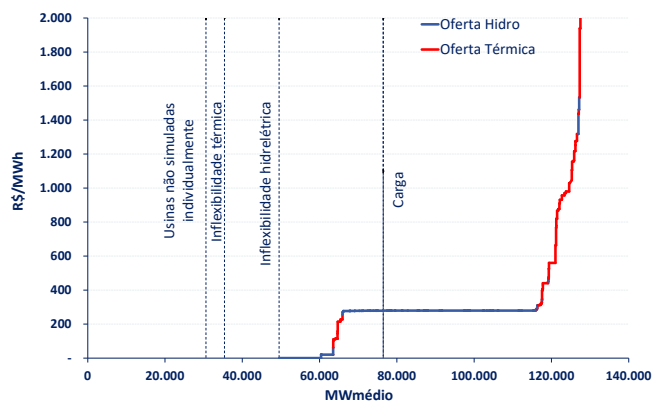


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – maio e junho de 2025

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

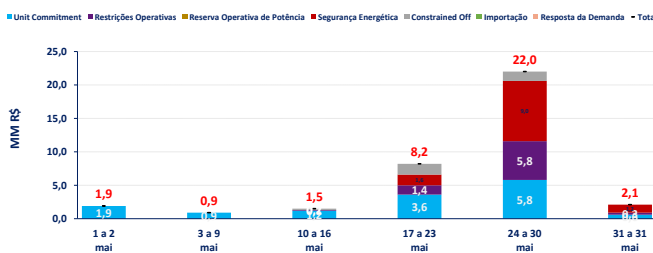


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	0,09	1,42	5,75	0,34	7,60
Norte	-	0,01	-	0,01	0,01	-	0,03
Total	0,00	0,01	0,09	1,43	5,76	0,34	7,63
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	1,58	8,95	1,17	10,53
Total	0,00	0,00	0,00	1,58	8,95	1,17	11,70
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,87	0,16	0,64	2,59	4,37	0,08	9,71
Sul	-	-	0,06	0,34	0,26	0,07	0,66
Norte	0,03	0,70	0,50	0,64	1,13	0,48	3,00
Total	1,90	0,86	1,20	3,57	5,76	0,63	13,92
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Nordeste	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Norte	-	-	0,20	1,63	1,35	-	3,18
Total	0,00	0,00	0,20	1,63	1,38	0,00	3,21
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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 11 resulta na expectativa de R\$ 36,46 milhões, sendo R\$ 11,70 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 13,92 milhões por unit

commitment, R\$ 3,21 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 7,63 milhões devido a restrições.

O Gráfico 21 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2025.

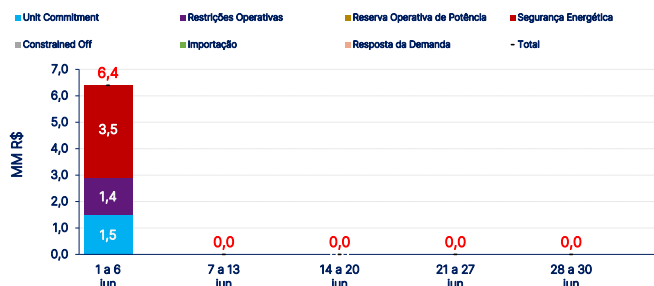


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Tabela 12 - 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	0,78	-	-	-	-	-	0,78
Total	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,78
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	1,92	-	-	-	-	-	1,92
Total	1,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,92
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,25	-	-	-	-	-	0,25
Norte	1,21	-	-	-	-	-	1,21
Total	1,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,46
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Total	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 4,17 milhões, sendo R\$ 1,92 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 1,46 milhões por unit commitment, R\$ 0,01 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,78 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de maio a 5 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 6 de junho são idênticos aos do dia 5.

A expectativa para o período de 7 a 30 de junho 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 junho 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/SG/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 maio é apresentada no Gráfico 22.

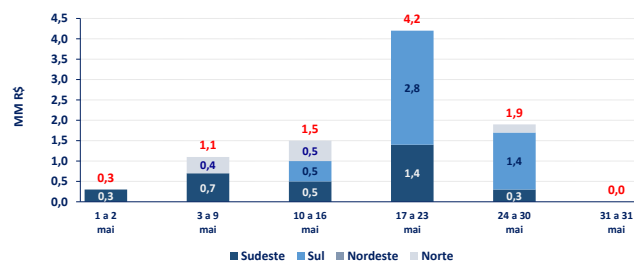


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 9,20 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para junho é apresentada no Gráfico 23.

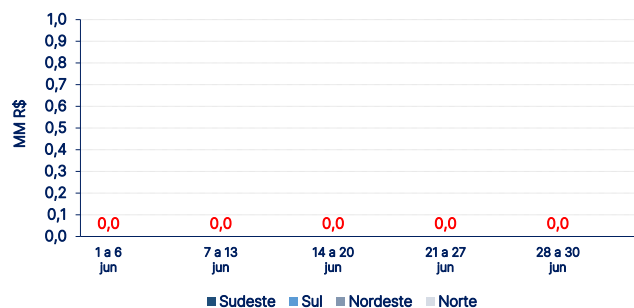


Gráfico 23 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

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 de maio a 5 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 6 de junho são idênticos aos do dia 5.

A expectativa para o período de 7 a 30 de junho 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 junho 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 maio de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para maio e junho de 2025. Além dos valores mensais para maio e junho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

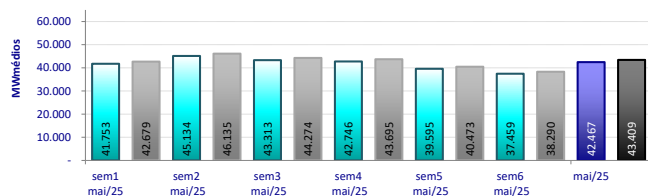


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2025

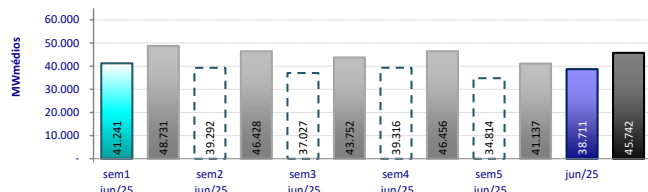


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2025

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

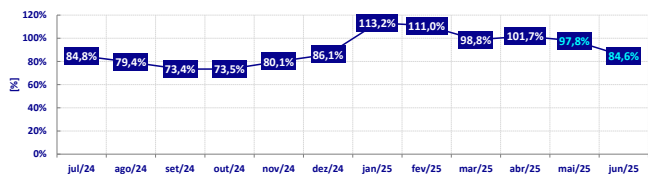


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 e no Gráfico 28 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 maio e junho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

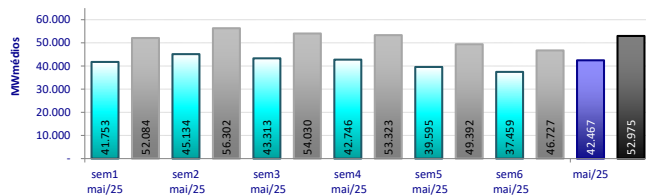


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2025

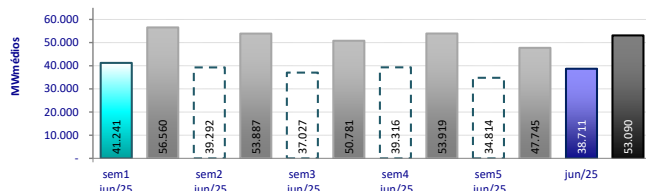


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2025

O Gráfico 29 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 maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

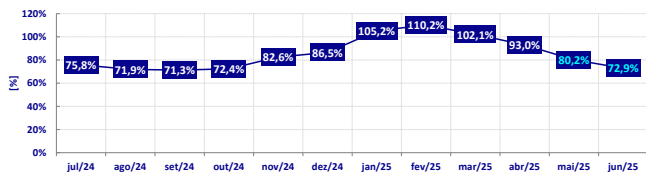


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 junho 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 junho, não houve previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 1.632/2025 (DOU: 05/06): CVU merchant da UTE Candiota III.

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

- PRT MME 839/2025 (DOU: 03/06): Ficam divulgados, para Consulta Pública, os subsídios apresentados ao CMSE pela EPE, pelo ONS e pela CCEE, relativos ao nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico, em atendimento ao art. 4º, § 2º, da Resolução CNPE nº 1/2024. --> CP MME 186/2025.