

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 – 2ª 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 maio de 2025.

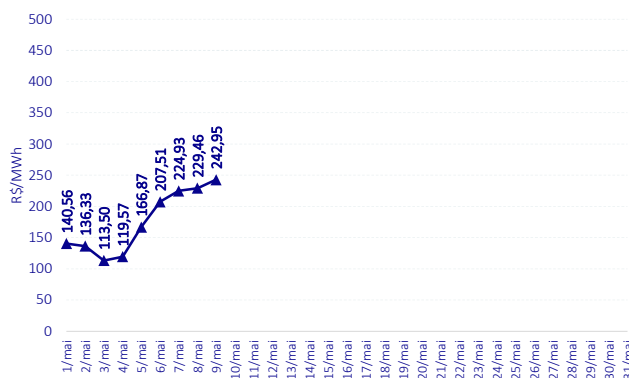


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 3 a 9 de maio de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

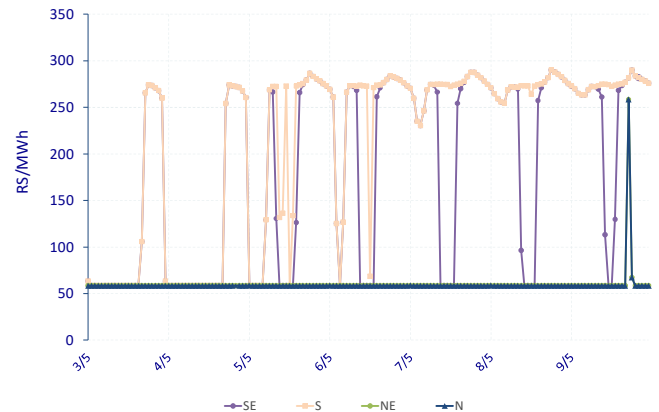


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
186,40	213,52	59,84	59,84

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	77.730	2.780	3.459	15.427	4.450	41.887	3.628	6.099
%	100%	4%	4%	20%	6%	54%	5%	8%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 3 a 9 de maio de 2025.

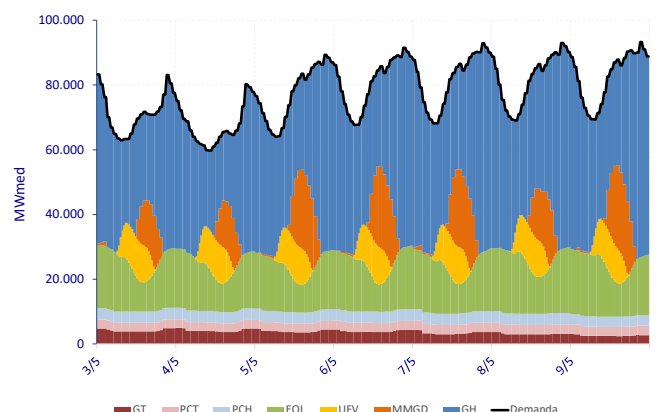


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

Durante a segunda 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 – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 de maio 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	289,91	324,08	219,32	219,32
Média	276,59	324,70	215,57	215,57
Leve	266,10	266,10	215,57	215,57
Média semanal	273,70	297,40	216,13	216,13

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de maio.

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - mai	3ª sem - mai	Variação %
SE/CO	266,33	273,70	2,8%
S	270,03	297,40	10,1%
NE	0,00	216,13	-
N	0,00	216,13	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 10 a 16 de maio, apresentaram variações de: 2,8% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 273,70/MWh; 10,1% no submercado Sul, fechando a R\$ 297,40/MWh; nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 216,13/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas elevando a FCF, e, por outro lado, uma expectativa de aumento na geração de UNSI.

Para maio de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 70% da MLT para o sistema, sendo 86% no Sudeste; 34% no Sul; 43% no Nordeste e 64% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 3.207 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -3.080 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -203 MWmédios no submercado Sul e 76 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.864 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, -184 MWmédios no submercado Sul, -51 MWmédios no submercado Nordeste, 15 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.

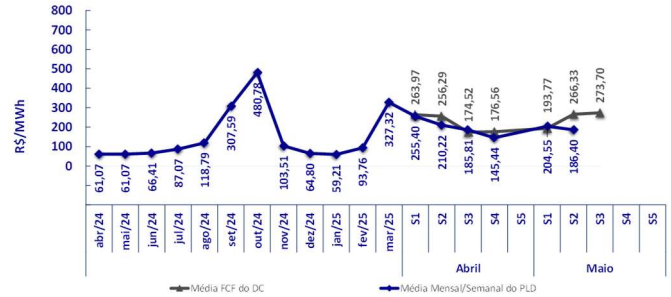


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

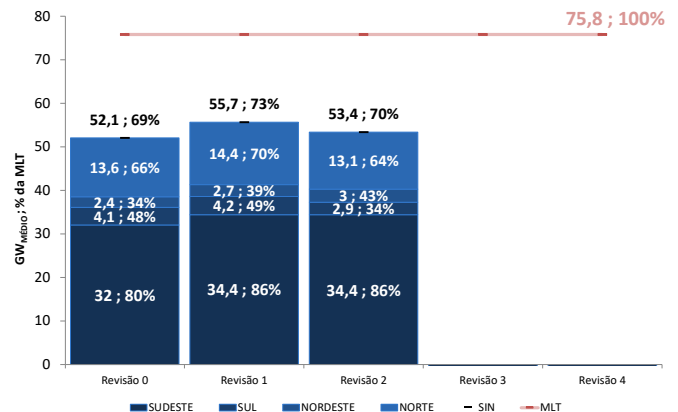


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

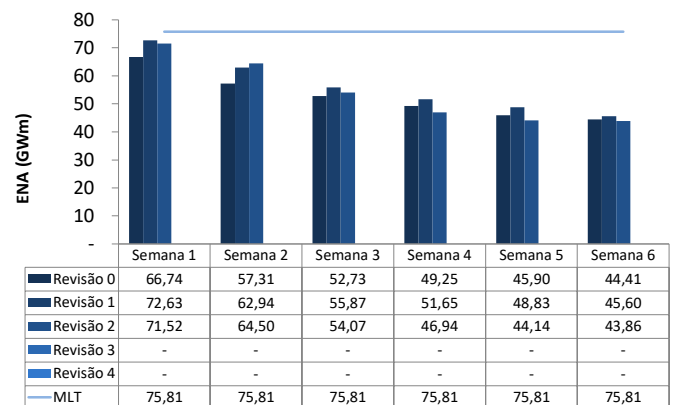


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde abril de 2025. Para abril, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 63.000 MWmédios. Já para maio, os valores de afliências ficaram próximos aos 50.500 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.600 MWmédios.

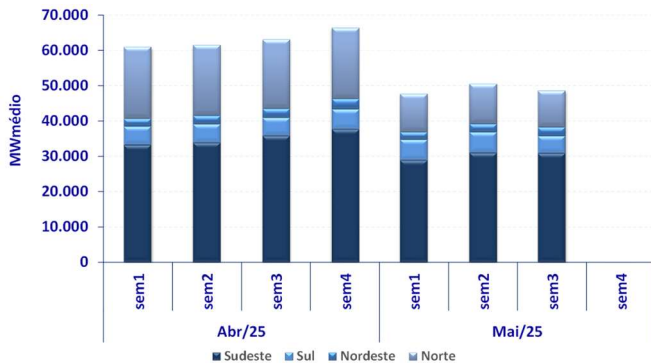


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2025

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

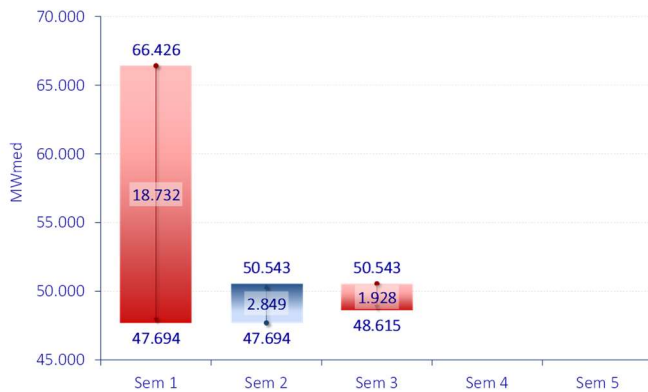


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-120	-967	173	-1.014

Armazenamento inicial

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

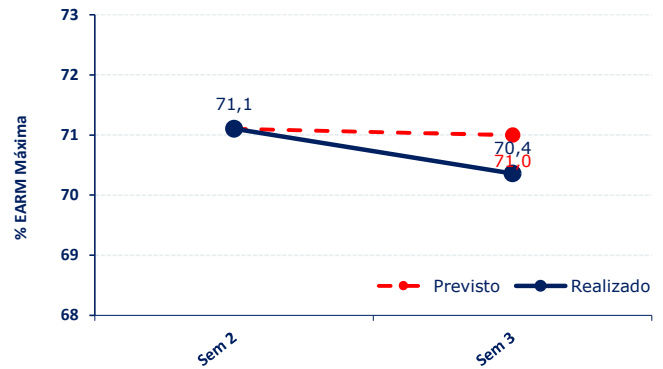


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 71,0% (Energia Armazenada de 207.699 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,4% (Energia Armazenada de 205.835 MWmês), o que representou uma queda de -1.864 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 terceira semana operativa de maio

Submercado	RV2 - previsto		RV2 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	71,0%	145.956	70,2%	144.312	-0,8%	-1.644
S	38,4%	7.856	37,5%	7.672	-0,9%	-184
NE	76,3%	39.461	76,2%	39.410	-0,1%	-51
N	97,5%	14.426	97,6%	14.441	0,1%	15
SIN	71,0%	207.699	70,4%	205.835	-0,6%	-1.864

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de maio.

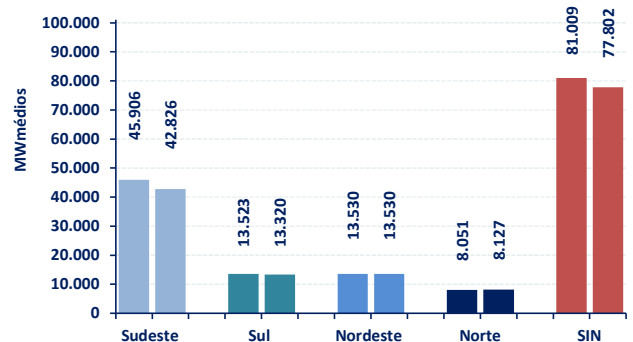


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de maio na RV1 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de maio (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de maio.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-3.080	-203	0	76

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o índice ISM Manufacturing PMI recuou 0,3 ponto, para 48,7 em abril, impulsionado pela desaceleração da produção. Já o ISM de Serviços avançou 0,8 ponto percentual, para 51,6 em abril, indicando expansão mais

forte. A atividade empresarial desacelerou para 53,7 e o índice de emprego permaneceu em contração, com 49,0. O núcleo da inflação desacelerou para 2,6% a/a. Na margem, o núcleo da inflação do PCE subiu apenas 0,03%. O PIB sofreu contração de 0,3% em termos anualizados, do quarto trimestre de 2024 para o primeiro trimestre de 2025, sendo o primeiro resultado negativo desde 2022. A criação líquida de empregos se manteve positiva e a taxa de desemprego permaneceu estável e próxima de seu nível neutro. Por fim, o FED decidiu manter as taxas de juros americanas no patamar atual, entre 4,25% a 4,50% ao ano.

Na Zona do Euro, a inflação manteve-se estável em 2,2% em abril. A inflação de serviços foi de 3,9% em abril. Na margem, também se observou novamente aceleração, com a média móvel trimestral avançando quase 4% ao ano, ante 2,0% no fim do ano. O PMI de serviços recuou de 51,0 em março para 50,1 em abril. Assim, o PMI composto ficou bem próximo da estabilidade em abril, com 50,4.

Na China, as exportações em abril aumentaram 8,1% em relação a 2024. Apesar disso, houve desaceleração em relação a março, quando as exportações haviam subido 12,4% a/a. No acumulado do primeiro trimestre de 2025, em abril, as exportações cresceram 5,8% e as importações caíram 0,2%, comparando com o mesmo período do ano anterior.

No Brasil, a taxa de desocupação foi de 7,0% no trimestre encerrado em março, o que representa uma queda de 0,9 ponto percentual em relação ao mesmo período de 2024. A taxa de participação permaneceu estável em 62,2%. O PMI de serviços registrou 48,9 pontos, queda de 3,6 pontos em abril, primeira vez que fica abaixo de 50 pontos desde janeiro. O PMI industrial também apresentou contração, com 50,3 pontos, ante 51,8 em março. Isso implicou na contração do índice composto, que recuou para 49,4 pontos, ante 52,6 no mês anterior. Segundo o Novo Caged, foram criados 71,5 mil postos formais em março, ante 245,9 mil em março de 2024, considerando ajustes. As admissões caíram 14,1% e os desligamentos 0,1% em comparação com a divulgação anterior. A queda está relacionada com o feriado de Carnaval, que aconteceu em março de 2025. Apenas os setores de Serviços, Construção Civil e Indústria registraram criação líquida de postos formais, e o setor de Comércio registrou saldo negativo de 10,3 mil vagas. Além disso, o número de desligamentos a pedido do trabalhador foi de 793.181, 10% a mais em relação ao mesmo mês do ano passado. A taxa de rotatividade (36,7%) e a taxa de demissões voluntárias (1,7%) estão em patamares elevados, indicando que o mercado de trabalho está aquecido. O Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), calculado pela FGV, subiu 4,1% m/m, atingindo 115,5 pontos em abril. Os seus dois componentes contribuíram para a alta, com destaque para Mídia, que avançou 4,4% m/m, com 119,9 pontos – maior valor desde março de 2022 - enquanto Expectativa teve alta de 0,4% m/m, alcançando 91,2 pontos. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,45%, ante 0,62% em março. O grupo que mais contribuiu para essa desaceleração foi Habitação, que variou 0,42%, ante 1,14%. Segundo a Fenabreve (Federação Nacional da Distribuição de Veículos Automotores), os emplacamentos de veículos voltaram a subir em abril, com alta de 5,4% no acumulado do ano, em relação ao mesmo período do ano passado. O destaque foi a alta dos segmentos de ônibus e motos, que avançaram 13,45% e 7,86% no mês, respectivamente. Em relação à balança comercial de abril, o saldo foi de US\$ 8,2 (-3,3% a/a), com exportações totalizando US\$ 30,4 bilhões (+0,3% a/a) e importações US\$ 22,2 bilhões (+1,6% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 107,3 bilhões (-0,7% a/a) e as importações totalizaram US\$ 89,6 bilhões (+10,4% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$17,7 bilhões (-34,2% a/a). O Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) recuou 0,8% em abril, puxado por Energia (-6,9%) e Metal (-5,8%). No entanto, nos últimos 12 meses, o índice está crescendo +13,4% a/a, com destaque para a Agropecuária (+16,9%) e Metal (+14,7%). A produção industrial cresceu 1,2% m/m em março, impulsionado principalmente pelo crescimento nos Bens de Consumo Duráveis (+3,8%) e nos Bens de Consumo Semiduráveis e Não Duráveis (+2,4%). Em relação à produção de veículos, segundo a Anfavea (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores), a produção subiu 6,7% m/m em abril de 2024, considerando o ajuste sazonal. Na análise trimestral, a média móvel mostra tendência de alta. Houve crescimento de 2,8% no ano. Sobre as taxas de juros, o Copom decidiu elevar a taxa Selic em 50 pontos-base, para 14,75% ao ano, atingindo o maior patamar desde julho de 2006. De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,00%.

O Gráfico 1 apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, a 1ª revisão de abril indicou uma expectativa de carga no valor de 80.541 MW médios para o SIN, ajustada na 2ª revisão para 78.761 MW médios (%). Comparando com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 5.743 MW médios (+7,9%) e

uma redução de 252 MW médios (-0,3%) respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de maio é de 5.852 MW médios, sendo parte integrante da carga de 78.761 MW médios da 2ª revisão do PMO.

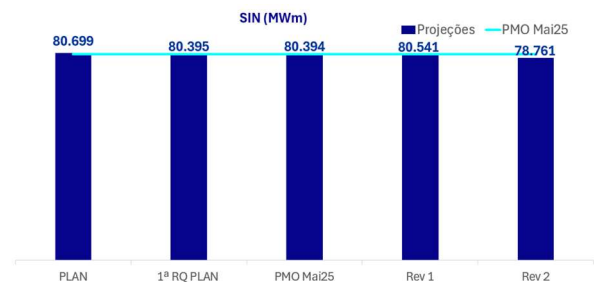


Gráfico 1 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de maio de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em maio de 2024, observa-se redução apenas no submercado SE/CO, de 1.548 MW médios (-3,4%), que impactou na redução de 252 MW médios (-0,3%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, o SIN reduziu 1.634 (-2,0%), com destaque para a redução no submercado SE/CO de 1.600 MW médios (-3,5%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.548 (-3,4%)	-1.600 (-3,5%)
S	+357 (+2,8%)	-214 (-1,6%)
NE	+412 (+3,2%)	+29 (+0,2%)
N	+527 (+6,9%)	+151 (+1,9%)
SIN	-252 (-0,3%)	-1.634 (-2,0%)

O Gráfico 2 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 2ª revisão do PMO ajustou para baixo a projeção de carga para todas as semanas.

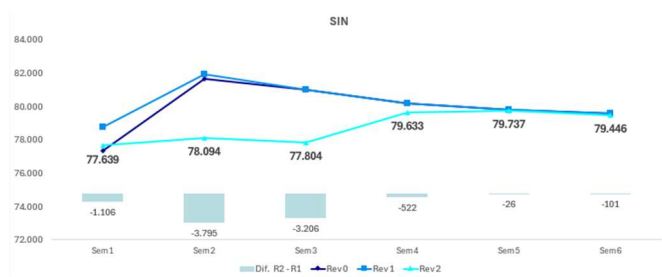


Gráfico 2 - Projeção da carga do PMO de maio de 2025



Gráfico 3, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de maio com a projeção da 1ª revisão, nota-se uma redução na carga de todos os submercados, exceto o Norte, que totalizou -3.795 MW médios (-4,6%). Para a 3ª semana operativa, o submercado Nordeste não sofreu ajuste, SE/CO e Sul sofreram redução e o Norte sofreu

aumento, totalizando um ajuste de -3.206 MW médios (-4,0%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 3ª semana operativa é de 77.804 MW médios (vide Gráfico).

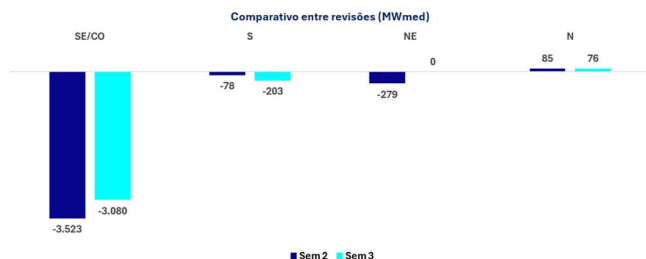


Gráfico 3 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	77.325	81.850	81.010	80.154	79.763	79.548
RV1	78.745	81.889	81.010	80.154	79.763	79.548
RV2	77.639	78.094	77.804	79.633	79.737	79.446

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 11, Gráfico 12 e Gráfico 13 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

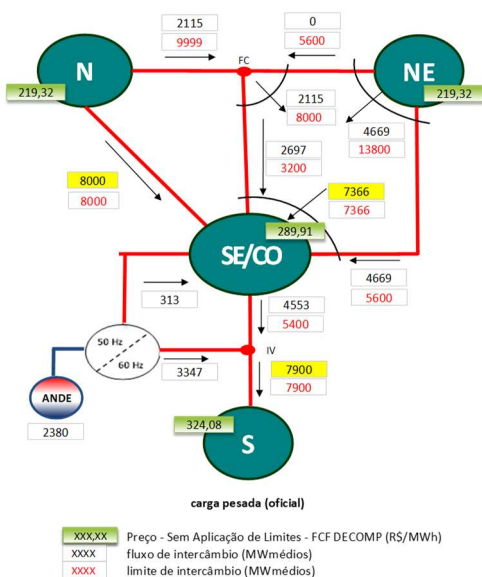


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

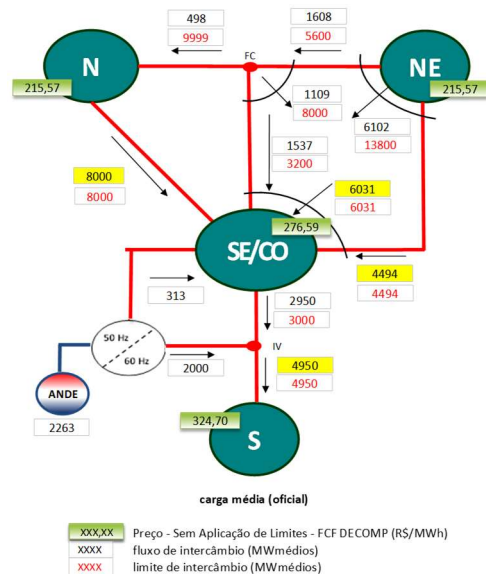


Gráfico 12 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

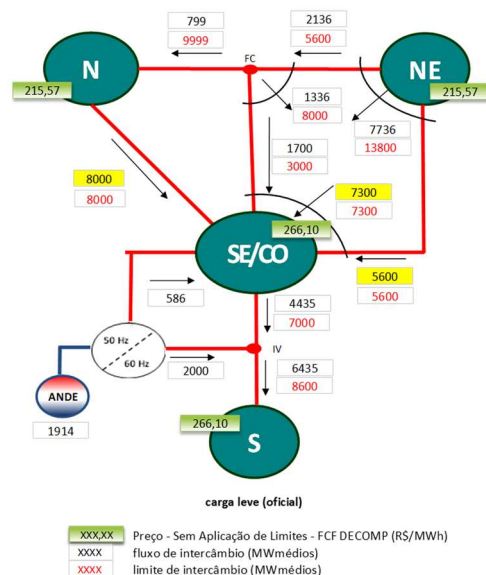


Gráfico 13 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Para a terceira semana operativa de maio não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

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

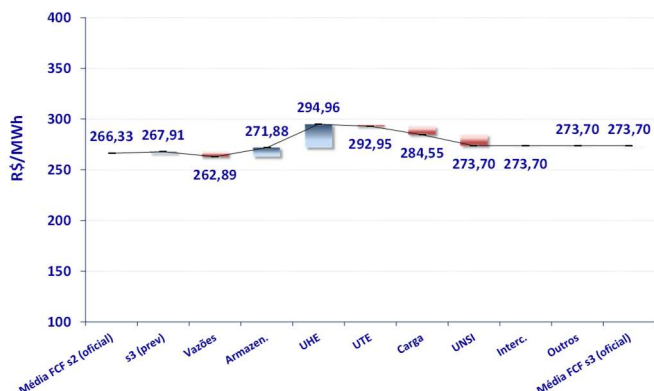


Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

Para a terceira semana operativa, observa-se no submercado SE/CO que a atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas, elevou a FCF em aproximadamente R\$ 23/MWh. Por outro lado, um aumento na expectativa de geração de usinas não simuladas individualmente reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 11/MWh.



Gráfico 15 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sul



Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF é semelhante ao SE/CO, ressaltando-se o maior impacto no aumento da indisponibilidade de UHEs, elevando a FCF deste submercado em aproximadamente R\$38/MWh.

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, o aumento da indisponibilidade nas UHEs elevou a FCF em R\$291/MWh, enquanto um aumento na expectativa de geração das UNSI reduziu a FCF em aproximadamente 68/MWh.

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

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

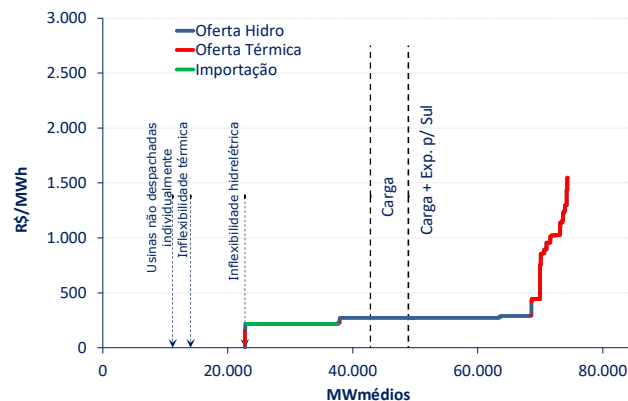


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

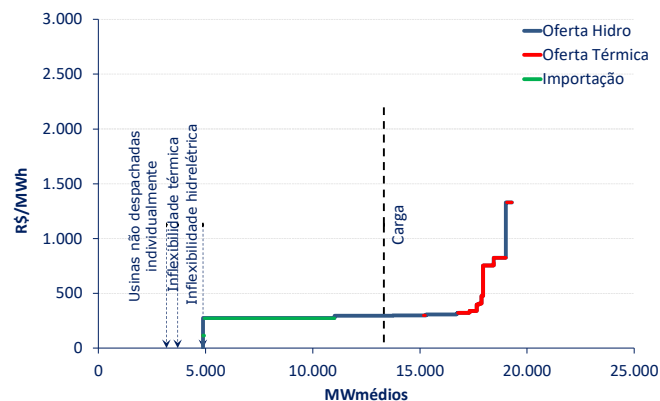


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sul

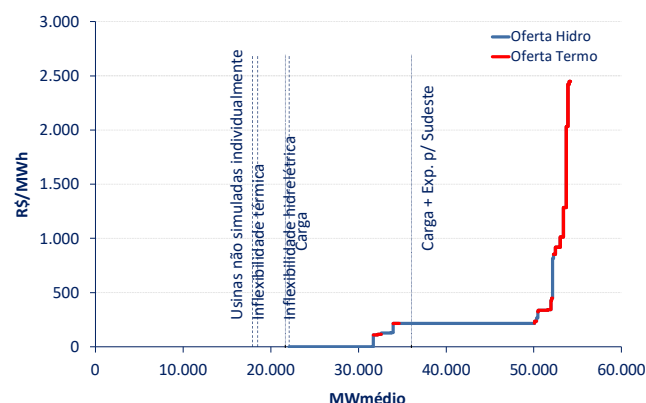


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – maio de 2025

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

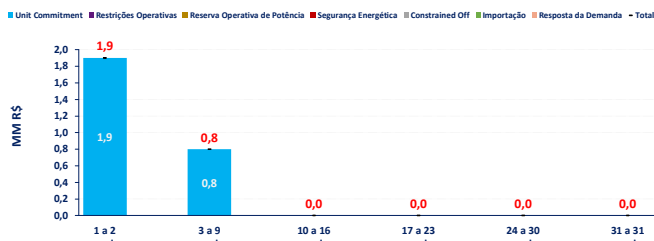


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 10 – 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)							
Total	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Segurança Energética (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
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)							
Subm.	1,91	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76
Total	1,91	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	2,76
Constrained Off (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
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 10 resulta na expectativa de R\$ 2,77 milhões, sendo R\$ 2,76 milhões por *unit commitment* e R\$ 0,01 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 8 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 9 de maio são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de maio 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 2 de maio 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 21.

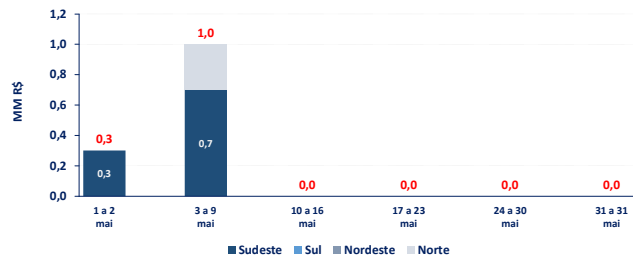


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 1,30 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

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° a 8 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 9 de maio são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de maio 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 2 de maio 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 abril de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 22 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para abril e maio de 2025. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para maio.

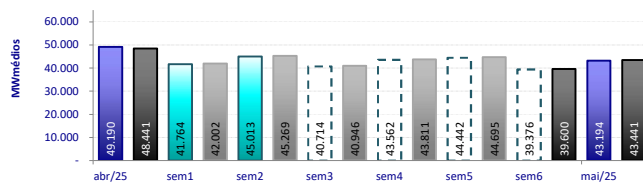


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2025

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

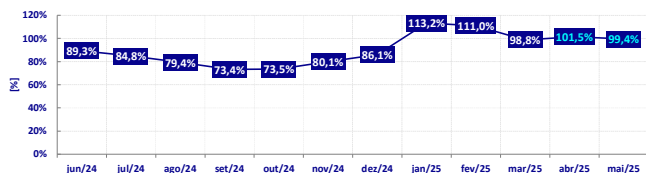


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 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 abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para maio.

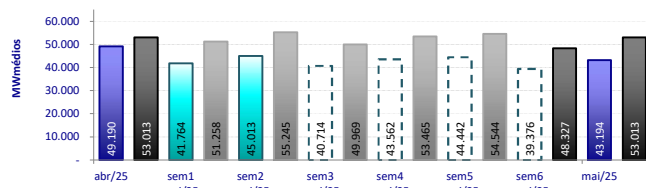


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2025

O Gráfico 25 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 abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

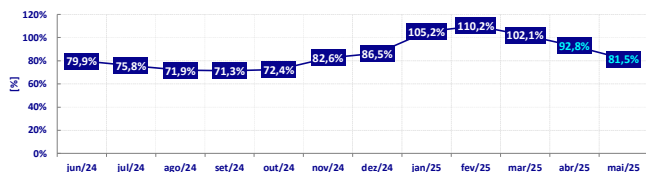


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 segunda semana operativa de maio 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 segunda semana operativa de maio, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Três Marias:

Restrição: Defluência turbinada mínima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 659 m³/s