

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 – 4ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de maio de 2025.

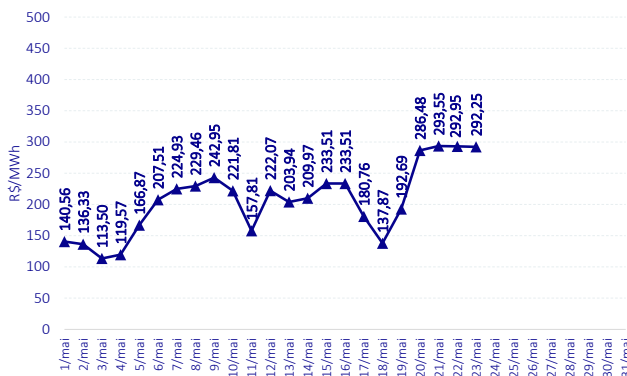


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 17 a 23 de maio de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

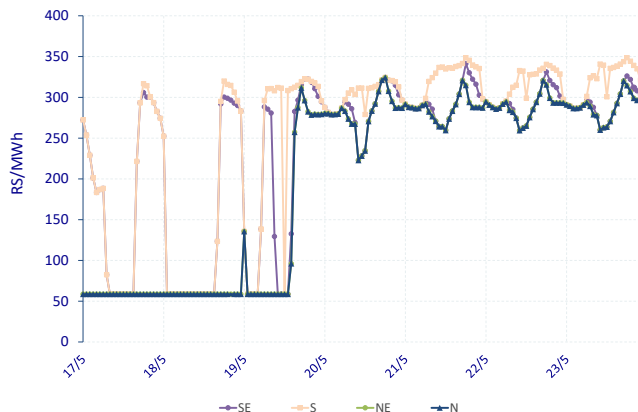


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
239,51	260,91	201,32	201,32

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	75.766	3.853	2.663	15.211	4.248	39.460	4.666	5.665
%	100%	5%	4%	20%	6%	52%	6%	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 17 a 23 de maio de 2025.

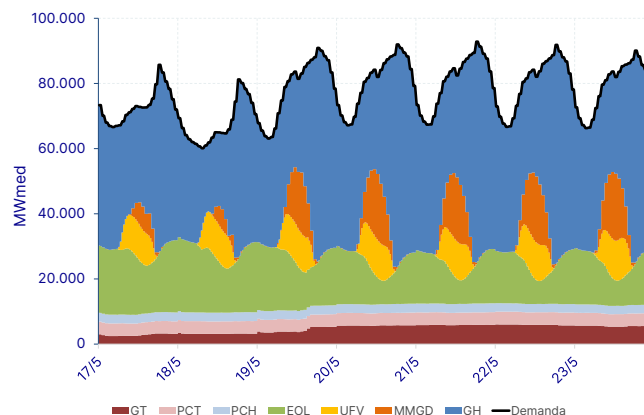


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 5ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quinta semana operativa, que corresponde ao período de 24 a 30 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	304,21	365,57	294,50	294,50
Média	292,69	365,57	292,69	292,69
Leve	290,35	290,35	290,34	290,35
Média semanal	293,32	330,65	291,87	291,87

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - mai	5ª sem - mai	Variação %
SE/CO	285,12	293,32	2,9%
S	324,42	330,65	1,9%
NE	284,01	291,87	2,8%
N	284,01	291,87	2,8%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 24 a 30 de maio, apresentaram variações de: 2,9% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 293,32/MWh; 1,9% no submercado Sul, fechando a R\$ 330,65/MWh; 2,8% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 291,87/MWh.

O principal fator responsável pela variação da FCF no modelo DECOMP foi a variação da geração das Usinas Não Simuladas Individualmente (UNSI).

Para maio de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 84% no Sudeste; 37% no Sul; 46% no Nordeste e 67% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 36 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 164 MWmédios no submercado Sul, -102 MWmédios no submercado Nordeste e -99 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.699 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, -82 MWmédios no submercado Sul, -207 MWmédios no submercado Nordeste, 29 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.

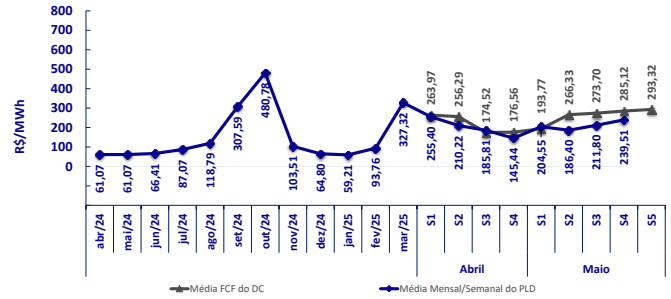


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

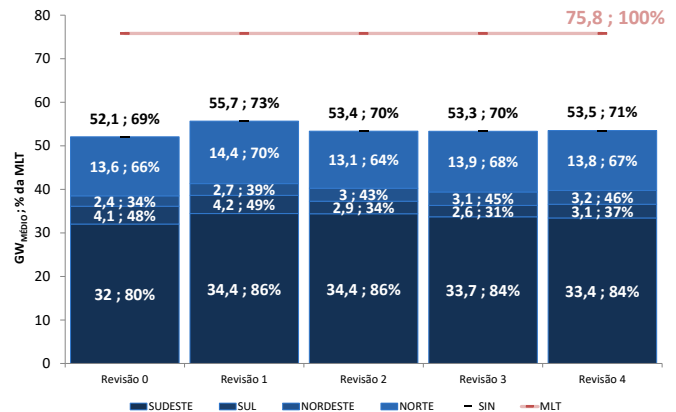


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

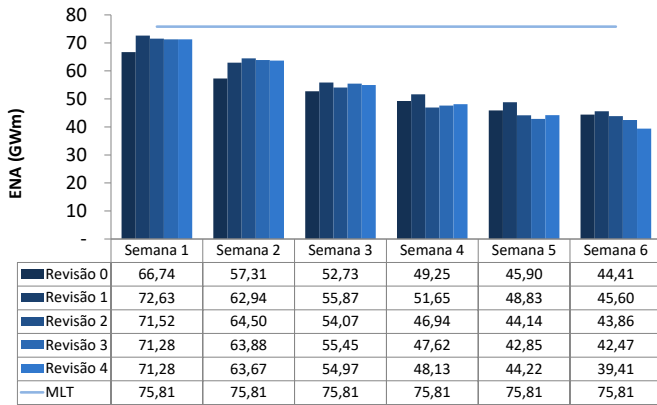


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 afluições ficaram próximos aos 48.400 MWmédios na quarta semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 48.200 MWmédios.

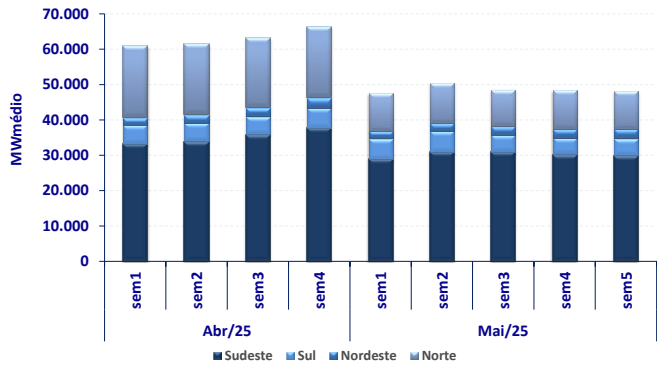


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – abril e maio de 2025

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

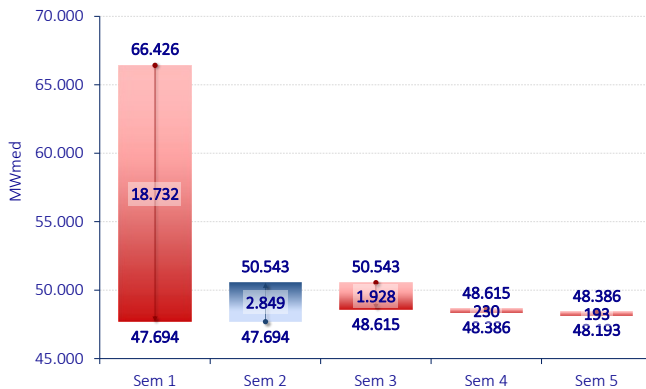


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-305	229	56	-172

Armazenamento inicial

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

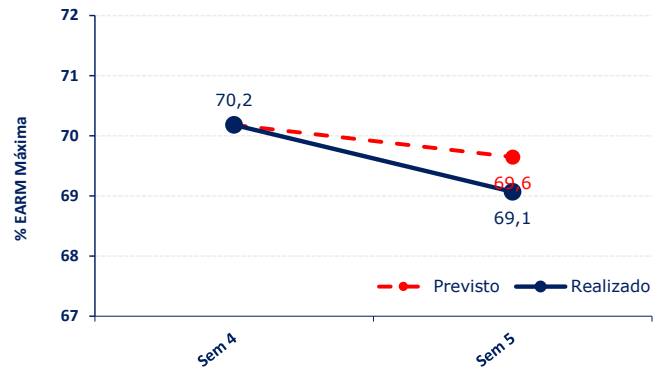


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,6% (Energia Armazenada de 203.747 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,1% (Energia Armazenada de 202.048 MWmês), o que representou uma queda de -1.699 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV4 - previsto		RV4 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,9%	143.695	69,2%	142.256	-0,7%	-1.439
S	33,6%	6.874	33,2%	6.792	-0,4%	-82
NE	74,9%	38.737	74,5%	38.530	-0,4%	-207
N	97,6%	14.441	97,8%	14.470	0,2%	29
SIN	69,6%	203.747	69,1%	202.048	-0,6%	-1.699

Carga - DECOMP

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

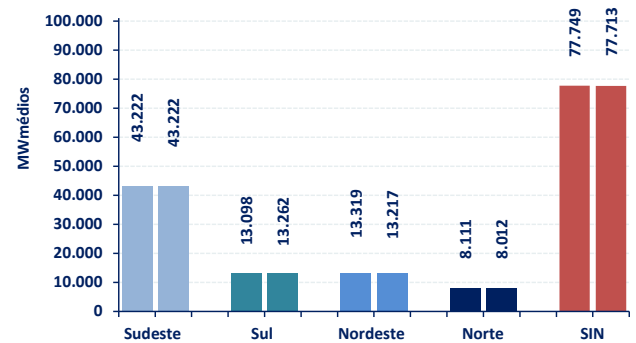


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 quinta semana operativa de maio na RV3 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV4 de maio (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quinta semana operativa de maio.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-	164	-102	-99

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan recuou para 50,8 em maio, ante o consenso de 53,4, sendo essa a menor marca registrada desde junho de 2022 e a segunda mais baixa da série histórica, refletindo o impacto das expectativas de inflação em alta e das novas preocupações com tarifas, que seguem pressionando o sentimento dos consumidores. De acordo com os dados provisórios do PMI Composto da S&P Global, o PMI de manufatura nos Estados Unidos aumentou de 50,2 para 52,3 em maio, levando o índice composto a 52,1 pontos, ante 50,6 em abril. Esse resultado foi impulsionado pelo aumento dos estoques, que registrou o maior nível em 18 anos, e dos novos pedidos. Além disso, o volume de construções residenciais cresceu 1,6% em abril em relação a março, com avanço das moradias multifamiliares e recuo das unifamiliares. Contudo, as perspectivas são desfavoráveis, uma vez que as licenças para futuras construções caíram 4,7% em abril e a confiança dos construtores continua baixa, impactada pela baixa capacidade das famílias em adquirir um imóvel financiado por conta dos elevados juros e preços das residências.

Na China, tanto a produção industrial quanto as vendas no varejo apresentaram crescimento. A produção industrial cresceu 6,1% a/a em abril, ante 7,7% março. Já as vendas no varejo aumentaram em 5,1% a/a em abril, ante 5,9% no mês anterior. O investimento em ativos fixos cresceu 4,0% ano a ano nos primeiros 4 meses de 2025, contra 4,2% no primeiro trimestre. Por outro lado, o investimento imobiliário caiu 10,3%, ante -9,9% em março. Por fim, as exportações cresceram em abril, mas desaceleraram em relação a março, devido à incerteza em torno das negociações comerciais entre Washington e Pequim.

Na Zona do Euro, o PMI Composto registrou 49,5 em abril, ante 50,4 no mês anterior, o que indica um cenário de contração na economia no primeiro mês completo das novas tarifas dos EUA. Houve declínio no PMI Composto da Alemanha, atingindo 48,6 pontos, ante 50,1, impulsionado pelos serviços. Em contraste, o PMI Composto da França aumentou de 47,8 para 48,0 pontos.

No Brasil, o IGP-M registrou queda de 0,32% na segunda prévia de maio, ante -0,04% em igual período do mês anterior. O IPA-M caiu 0,59%, influenciado pelas quedas de 0,86% dos produtos agropecuários e 0,49% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M subiram 0,38% e 0,33%, respectivamente. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,39% na segunda quadrissemana de maio, ante 0,25% no mesmo período de abril. O grupo que mais contribuiu para esse aumento foi Transportes, que variou +0,50%, enquanto Despesas Pessoais amenizou a alta, ao variar -0,32%. O Monitor do PIB-FGV registrou crescimento de 1,3% m/m em março e 1,6% t/t na atividade econômica no primeiro trimestre de 2025, com ajuste sazonal. Na comparação interanual, a economia cresceu 3,5% em março e 3,1% no primeiro trimestre de 2025. A taxa acumulada em 12 meses até o primeiro trimestre foi de 3,5%. O grande destaque foi a agropecuária, com crescimento de 12,2% t/t. O IBC-Br subiu +0,8% m/m em março em relação ao mês anterior e +1,3% t/t no primeiro trimestre de 2025. Esse resultado mostra um bom momento da atividade econômica no primeiro trimestre, impulsionado pelo setor agropecuário. Em relação à balança comercial de maio, o saldo foi de US\$ 4,3 bilhões até a terceira semana (-1,4% a/a), com exportações totalizando US\$ 16,8 bilhões (+6,3% a/a) e importações US\$ 12,5 bilhões (+9,4% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 124,1 bilhões (+1,5% a/a) e as importações totalizaram US\$ 102,1 bilhões (+12,1% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 22,0 bilhões (-29,4% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,02%.

O **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, a 3ª revisão de maio indicou uma expectativa de carga no valor de 77.738 MW médios para o SIN, ajustada na 4ª revisão para 77.778 MW médios (+0,1%). Comparando com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.760 MW médios (+6,5%) e uma redução de 1.236 MW médios (-1,6%), respectivamente. O

bloco de MMDG apurado na carga de maio é de 5.958 MW médios, sendo parte integrante da carga de 77.778 MW médios da 4ª revisão do PMO.

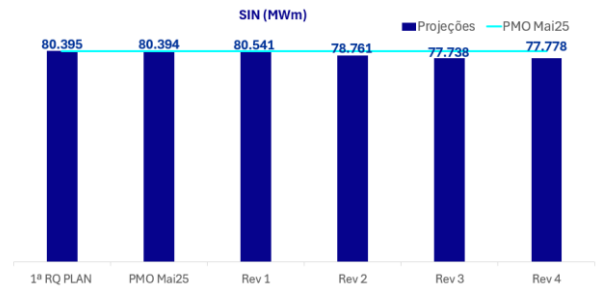


Gráfico 11- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 4ª 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 4ª revisão do PMO com os valores verificados em maio de 2024, observa-se redução apenas no submercado SE/CO, de 2.196 MW médios (-4,8%), que impactou na redução de 1.236 MW médios (-1,6%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, o SIN reduziu 2.617 MW médios (-3,3%), com destaque para a redução no submercado SE/CO de 2.248 MW médios (-5,0%).

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	-2.196 (-4,8%)	-2.248 (-5,0%)
S	+225 (+1,7%)	-346 (-2,6%)
NE	+350 (+2,7%)	-33 (-0,2%)
N	+386 (+5,0%)	+10 (+0,1%)
SIN	-1.236 (-1,6%)	-2.617 (-3,3%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 4ª revisão do PMO ajustou levemente para baixo as projeções de carga para as próximas semanas operativas.

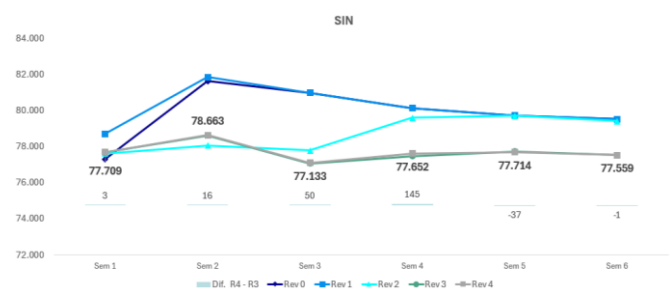


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de maio de 2025

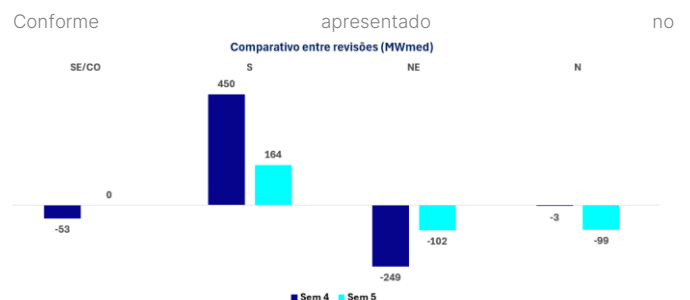


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 3 e 4 para as 4ª e 5ª semanas operativas.

, ao comparar a carga verificada na 4ª semana operativa de maio com a projeção da 3ª revisão, nota-se uma redução na carga de todos os submercados, exceto o Sul, que totalizou +145 MW médios (+0,2%) no SIN. Para a 5ª semana operativa, o submercado SE/CO não sofreu ajuste, enquanto o Sul apresentou aumento e os outros sofreram redução, totalizando um ajuste de -37 MW médios (-0,05%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 5ª semana operativa é de 77.714 MW médios (vide Gráfico 12).

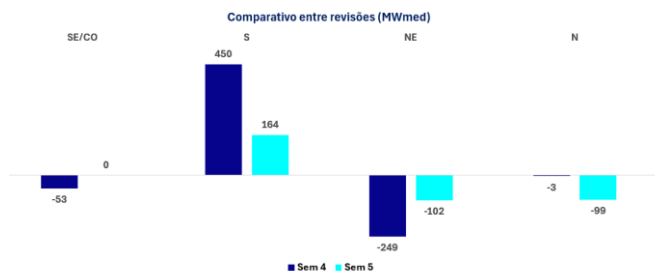


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 3 e 4 para as 4ª e 5ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	77.325	81.650	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
RV3	77.706	78.647	77.083	77.507	77.751	77.560
RV4	77.709	78.663	77.133	77.652	77.714	77.559

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.

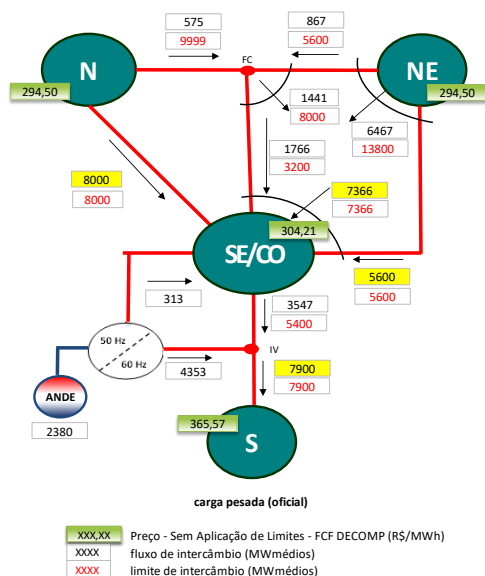


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

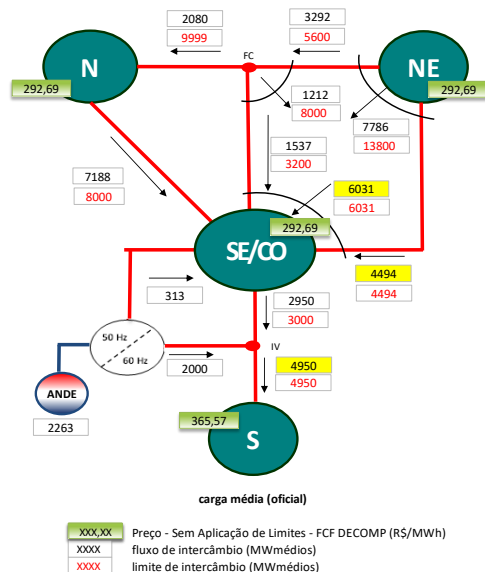


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

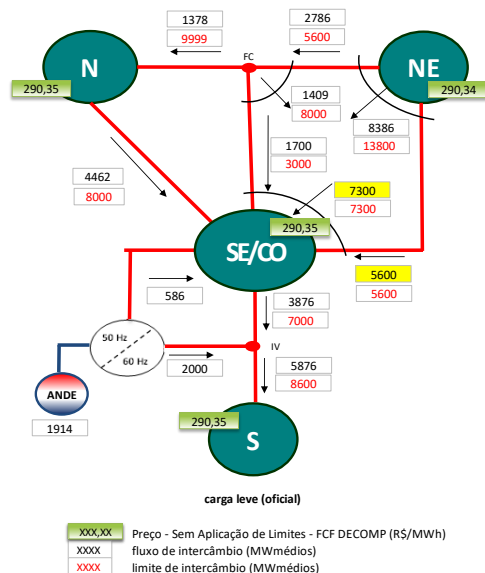


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 quinta 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 17 ilustra os principais impactos na FCF.

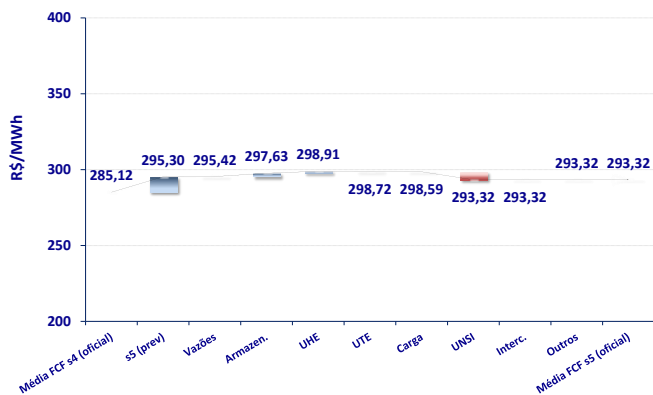


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

Para a quinta semana operativa, observa-se que já era esperado, pela projeção da semana anterior, um aumento na FCF de aproximadamente R\$ 10/MWh. Por outro lado, um aumento na expectativa de geração por UNSI reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 5/MWh.

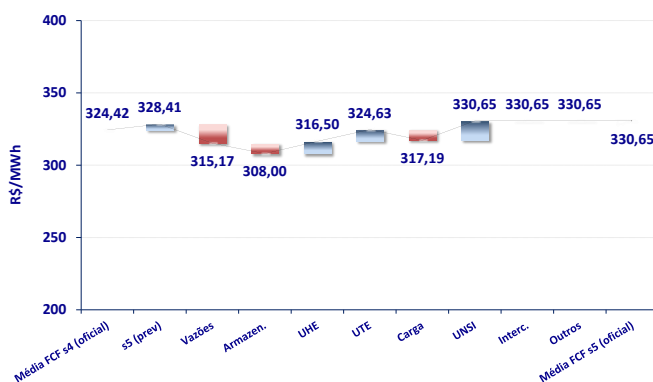


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sul

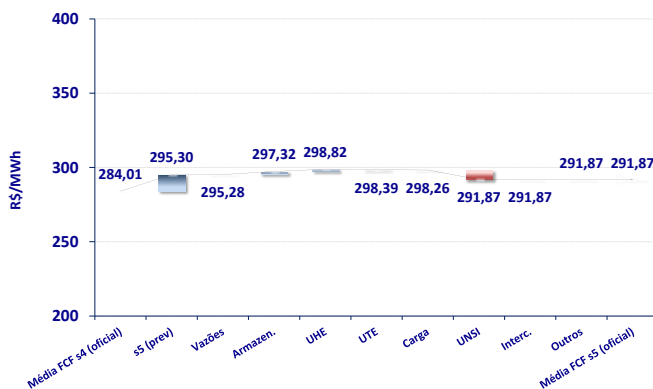


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

No submercado Sul, a FCF sofreu uma redução em aproximadamente R\$ 13/MWh, em consequência de um na expectativa de elevação das vazões. Por outro lado, à queda na expectativa de geração das UNSI elevou a FCF, em aproximadamente, R\$ 13/MWh.

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, o comportamento é semelhante ao identificado no Sudeste/Centro-Oeste.

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.

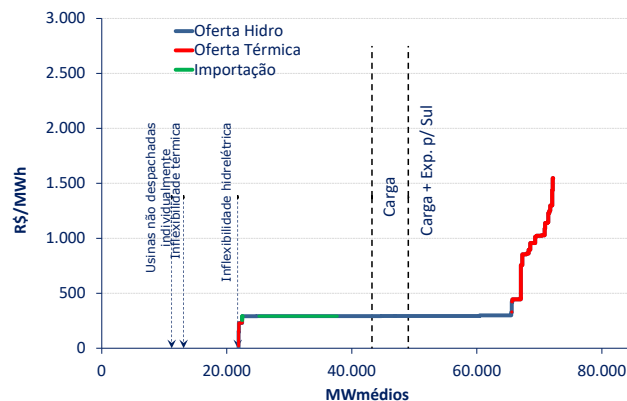


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

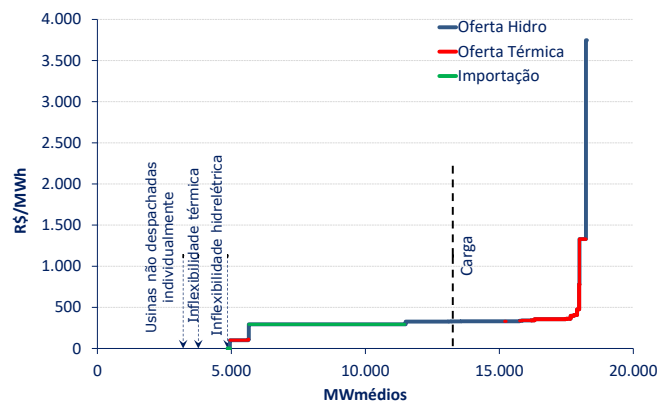


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sul

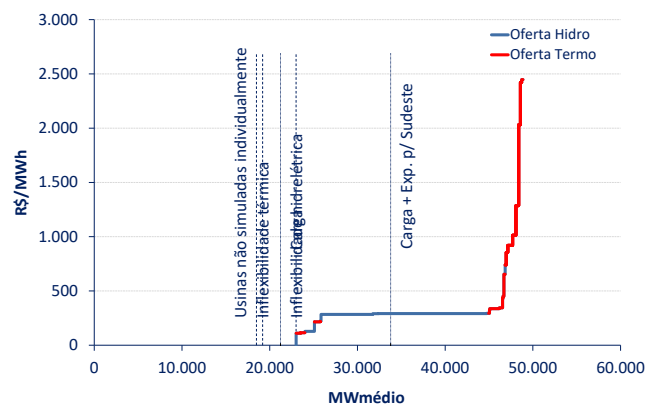


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – maio de 2025

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2025.

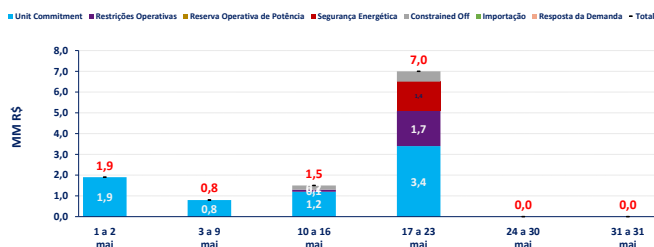


Gráfico 23 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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)							
Sudeste	-	-	0,08	1,67	-	-	1,75
Total	0,00	0,00	0,08	1,67	0,00	0,00	1,75
Segurança Energética (R\$ MM)							
Sul	-	-	-	1,37	-	-	1,37
Total	0,00	0,00	0,00	1,37	0,00	0,00	1,37
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	1,85	0,15	0,63	2,51	-	-	5,14
Sul	-	-	0,06	0,27	-	-	0,33
Norte	0,03	0,89	0,46	0,63	-	-	1,81
Total	1,88	0,84	1,15	3,41	0,00	0,00	7,28
Constrained Off (R\$ MM)							
Norte	-	-	0,20	0,48	-	-	0,68
Total	0,00	0,00	0,20	0,48	0,00	0,00	0,68
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 23 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 11,06 milhões, sendo R\$ 1,37 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 7,28 milhões por unit commitment, R\$ 0,66 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 1,75 milhões devido a restrições.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 22 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 23 de maio são idênticos aos do dia 22.

A expectativa para o período de 24 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 4 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 24.

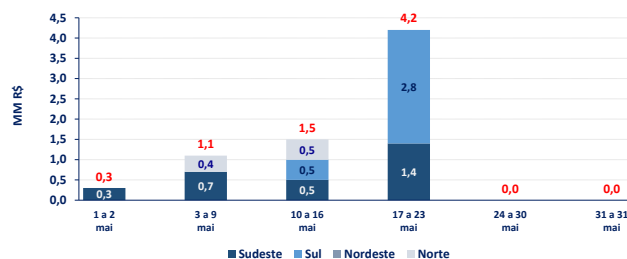


Gráfico 24 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 7,20 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 1º a 22 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 23 de maio são idênticos aos do dia 22.

A expectativa para o período de 24 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 4 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 25 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.

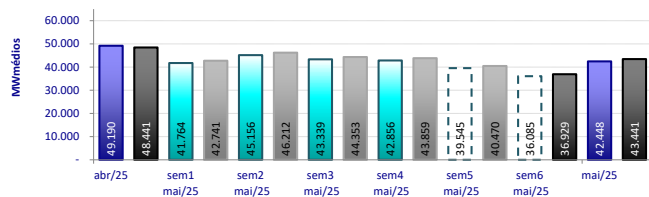


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2025

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

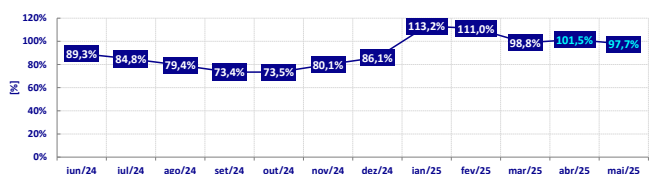


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 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.

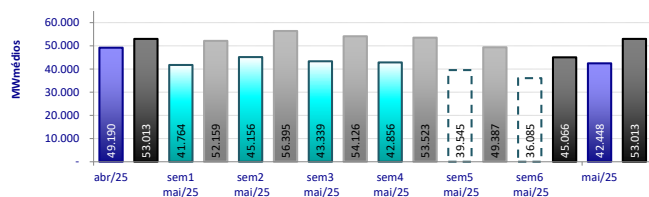


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2025

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 abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

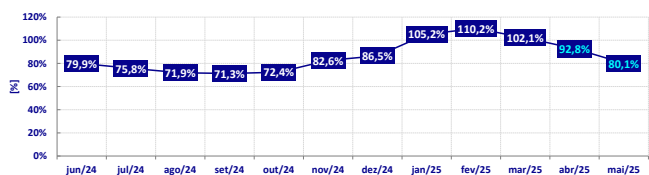


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 quarta semana operativa de maio de 2025 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a quarta semana operativa de maio, não foram identificadas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **MP 1.300/2025 (DOU: 21/05 - edição extra):** Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

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