

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 março de 2025.

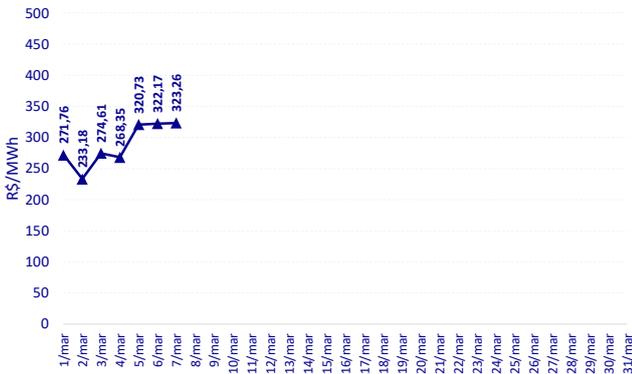


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 1 a 7 de março de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

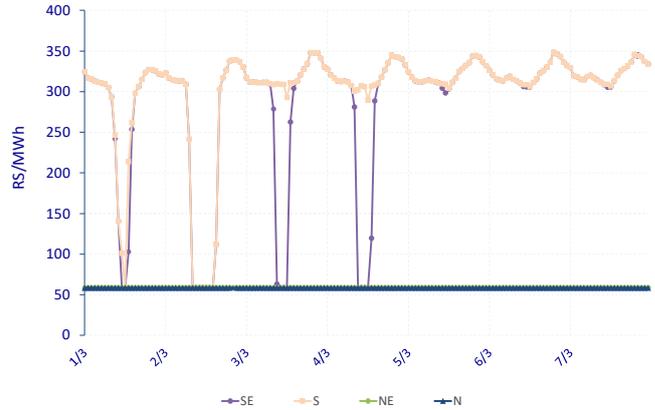


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 março (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
287,72	302,39	58,60	58,60

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	88.086	1.487	3.491	16.289	4.808	52.161	4.589	5.261
%	100%	2%	4%	18%	5%	59%	5%	6%

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 1 a 7 de março de 2025.

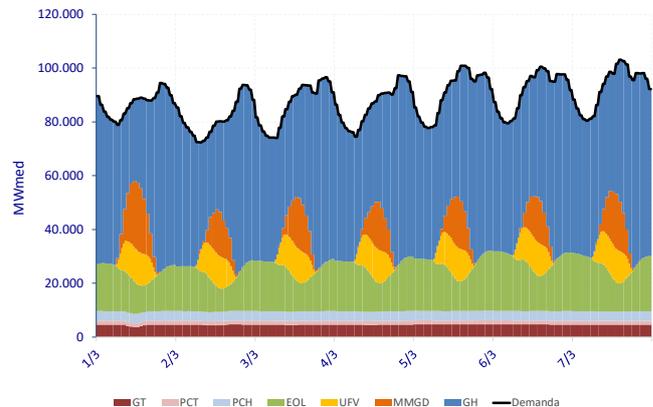


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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 8 a 14 de março 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	364,68	364,68	0,00	0,00
Média	358,67	358,67	0,00	0,00
Leve	351,30	351,30	0,00	0,00
Média semanal	357,07	357,07	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - mar	2ª sem - mar	Variação %
SE/CO	340,69	357,07	4,8%
S	340,69	357,07	4,8%
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 8 a 14 de março, apresentaram variações de: 4,8% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e submercado Sul, fechando a R\$ 357,07/MWh; nos submercados Nordeste e Norte, não houve variações.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a piora nas vazões esperadas para o mês de março.

Para março de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 65% da MLT para o sistema, sendo 60% no Sudeste; 55% no Sul; 25% no Nordeste e 102% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 100 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 100 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 2.100 MWmédios acima 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, -102 MWmédios no submercado Sul, -414 MWmédios no submercado Nordeste, 4.055 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.

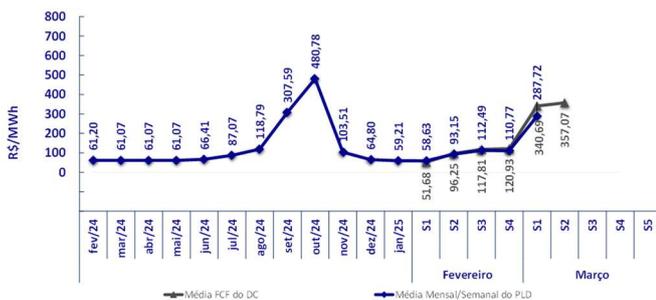


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

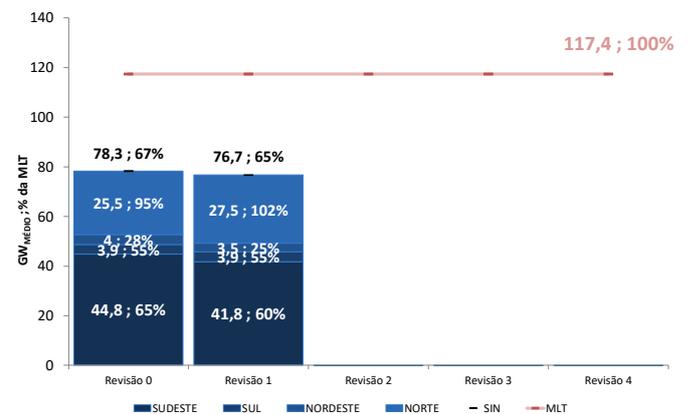


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

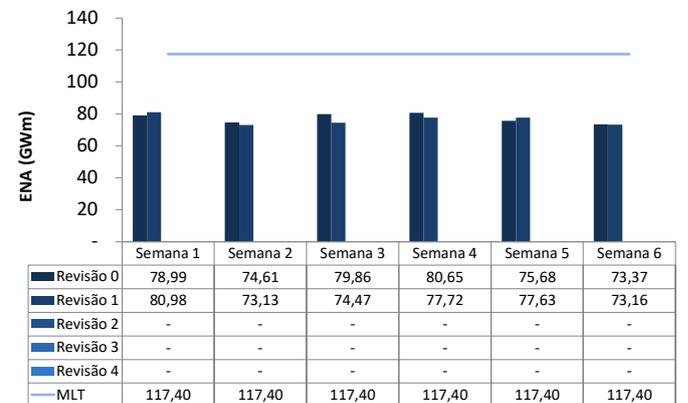


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde fevereiro de 2025. Para fevereiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 98.000 MWmédios. Já para março, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 77.500 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 76.400 MWmédios.

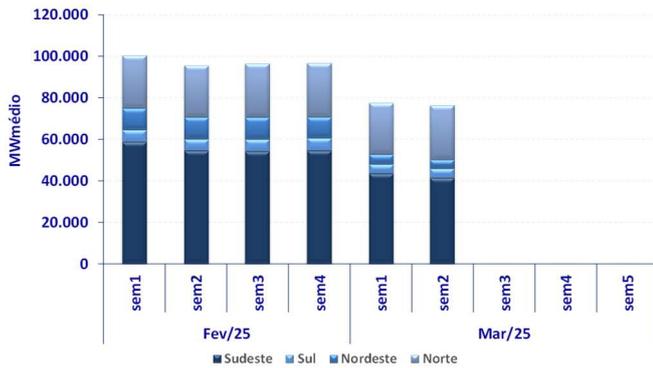


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - fevereiro e março de 2025

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



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 março considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-2.087	36	-520	1.415

Armazenamento inicial

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

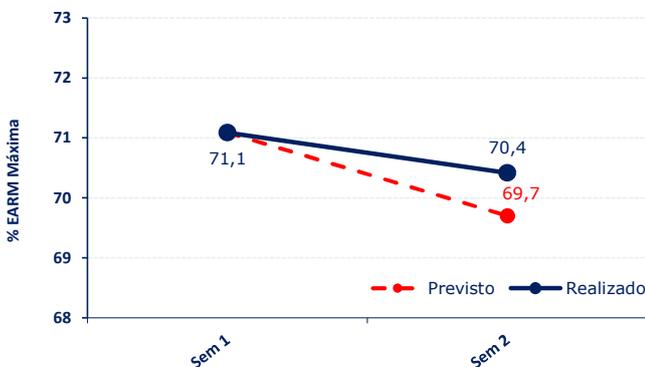


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,7% (Energia Armazenada de 203.612 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,4% (Energia Armazenada de 205.712 MWmês), o que representou um aumento de 2.100 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 março

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,1%	142.050	68,4%	140.611	-0,7%	-1.439
S	51,2%	10.475	50,7%	10.373	-0,5%	-102
NE	80,4%	41.582	79,6%	41.168	-0,8%	-414
N	66,1%	9.505	94,3%	13.560	28,2%	4.055
SIN	69,7%	203.612	70,4%	205.712	0,7%	2.100

Carga - DECOMP

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

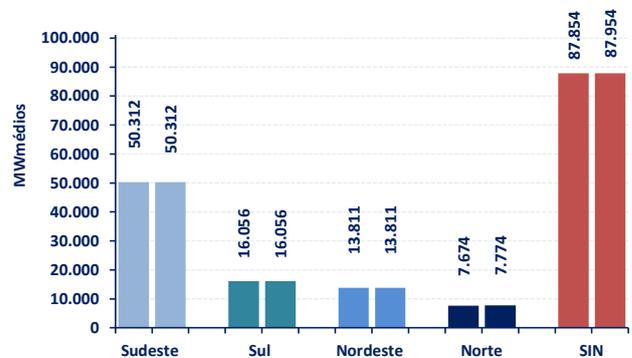


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
0	0	0	100

No cenário internacional, segundo o Livro Bege de janeiro, a atividade econômica nos Estados Unidos teve um leve crescimento no mês, com seis Distritos reportando estabilidade. O emprego também avançou de forma gradual e houve contratações nos setores de saúde e finanças, enquanto manufatura e tecnologia enfrentaram perdas. A crescente incerteza em torno da imigração afetou a demanda por mão de obra, e o aumento nos preços de alimentos, seguros e transporte foi amplamente registrado. O PMI de serviços medido pelo ISM avançou 0,7 ponto percentual, para 53,5 em fevereiro, indicando que o setor continua em expansão. Dentre as categorias que o compõe, apresentaram alta o Índice de Novos Pedidos (52,2), o Índice de Emprego (53,9) e o Índice de Preços Pagos (62,6). Por outro lado, o PMI Industrial recuou de 50,9 em janeiro para 50,3 em fevereiro, refletindo uma desaceleração dos novos pedidos (48,6, ante 55,1 em janeiro) e na produção. Em relação ao mercado de trabalho, foram criadas 77 mil vagas no setor privado em fevereiro, ante 186 mil postos no mês anterior, de acordo com o relatório da ADP. Por fim, o índice de preços dos gastos com consumo pessoal (PCE) permaneceu estável de dezembro para janeiro, registrando uma variação de +0,3%. O núcleo do índice, que exclui itens voláteis como alimentos e energia, subiu 0,3% (contra +0,2% em dezembro). Esse aumento foi impulsionado pela aceleração dos preços de bens não duráveis, especialmente produtos farmacêuticos, itens de recreação e veículos. Na comparação anual, o núcleo do PCE ficou em 2,6% em janeiro, abaixo dos 2,9% revisados para cima em dezembro.

Na Zona do Euro, a inflação recuou para 2,4% em fevereiro, ante 2,5% em janeiro. A inflação subjacente também caiu, de 2,7% para 2,6%. A queda mais significativa ocorreu nos preços de serviços, que caíram de 3,9% para 3,7%. Isso favoreceu a decisão do Banco Central Europeu (BCE) de reduzir a principal taxa de juros em 25 pontos-base, para 2,50% ao ano.

Na China, o governo anunciou que a meta de crescimento da economia do país será de 5% em 2025, a mesma taxa do ano passado, enquanto a meta de inflação foi reduzida de 3,0% para 2%. Para atingir essa meta, o governo precisará enfrentar alguns desafios como a fraca demanda das famílias, a queda dos investimentos no setor de construção residencial, além das tarifas de importação mais altas nos EUA e o fraco desempenho da economia europeia.

No âmbito doméstico, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-Br), calculado pela FGV, caiu 6,1 pontos em fevereiro, para 110,8 pontos. Em médias móveis trimestrais, no entanto, o índice continuou sua trajetória de alta, subindo 0,2 ponto, para 114,4 pontos. O PMI de serviços também teve um avanço de 3 pontos, para 50,6 pontos em fevereiro, indicando uma possível retomada do crescimento. Apesar disso, o setor enfrenta desafios como o baixo poder de compra, os altos custos de financiamento e restrições aos investimentos. Em contraste, o Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp) da FGV recuou 2,2 pontos em janeiro, para 76,1 pontos, o menor nível desde novembro de 2023 (75,0 pontos). Na média móvel trimestral, o IAEmp recuou 1,9 ponto, marcando a terceira queda consecutiva.

O Gráfico 11 apresenta a carga de março de 2025. Em termos mensais, o PMO de março indicou uma expectativa de carga no valor de 86.414MW médios para o SIN, ajustada na 1ª revisão para 86.450 MW médios. Comparando com os valores verificados em março de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de +7.056 MW médios (+8,9%) e +2.961 (+3,5%) MW médios, respectivamente. O bloco de MGGD apurado na carga de março é de 6.512 MW médios, sendo parte integrante da carga de 86.450 MW médios da 1ª revisão do PMO.



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

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 1ª revisão do PMO de março de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 1ª revisão com os valores verificados em março de 2024, destaca-se o aumento da carga em todos os submercados, especialmente no Sul, cuja carga aumentou +7,6%. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução no somatório da carga dos submercados Nordeste e Norte, totalizando -536 MW médios (-2,5%) e, para o submercado Sul e SE/CO, houve aumento de +1.936 MW médios (+3,1%), totalizando um aumento de +1.399 MW médios (+1,6%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 1ª revisão do PMO de março/25 e a carga observada em março/24 e a projeção do PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Março/24	PLAN 2025-2029
SE/CO	+1.535 (+3,2%)	+800 (+1,6%)
S	+1.110 (+7,6%)	+1.136 (+7,7%)
NE	+22 (+0,2%)	-83 (-0,6%)
N	+295 (+4,0%)	-453 (-5,6%)
SIN	+2.961 (+3,5%)	+1.399 (+1,6%)

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



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

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de março com a projeção do PMO, nota-se um aumento na carga do submercado Sul, que totalizou +1.255 MW médios (+7,8%). Por outro lado, os demais submercados apresentaram uma redução de 1.317 MW médios (-1,8%). Para a 2ª semana operativa, apenas a carga do submercado Norte foi ajustada para cima em 100 MW médios (+1,3%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 87.953 MW médios (vide Gráfico 12).

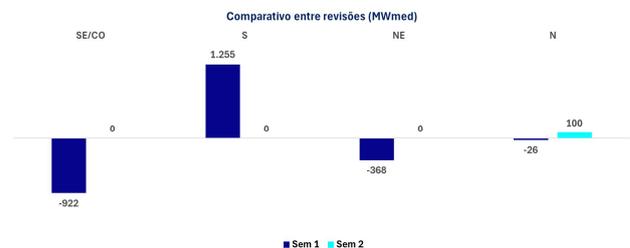


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	87.782	87.853	85.710	85.158	84.441
RV1	87.720	87.953	85.760	85.208	84.491

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.

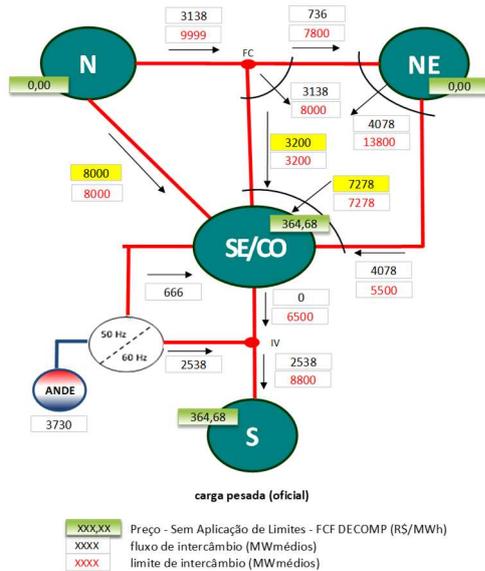


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

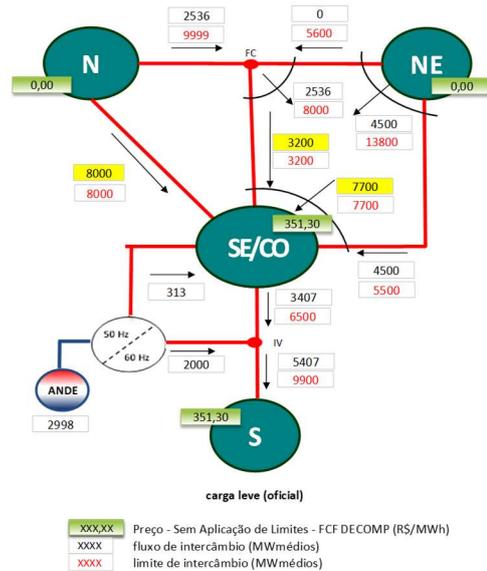


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

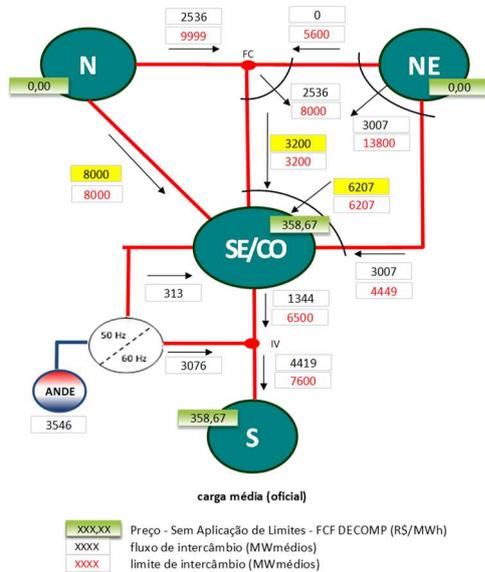


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

Declaração de CVU

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

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na

Tabela 10 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de março de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	954,00	1.355,36

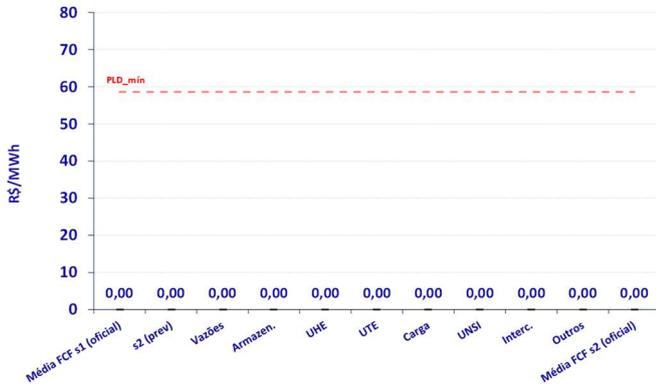
Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF.



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

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas aflições elevou a FCF em aproximadamente R\$ 30/MWh. Além disso, um leve aumento no nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 4/MWh.



Em relação aos submercados Nordeste e Norte não ocorreu variação da FCF frente aos resultados das semanas anteriores.

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

Oferta e demanda

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

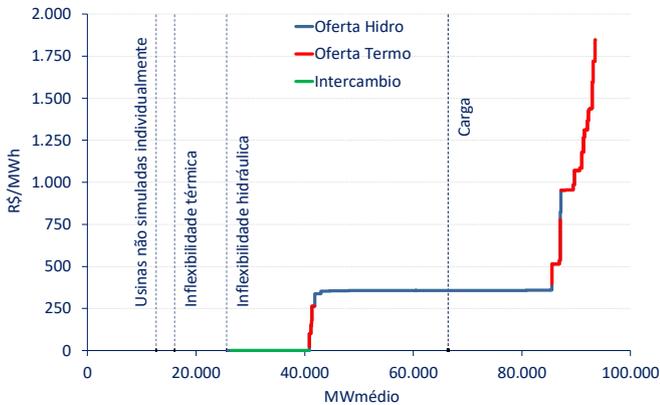


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

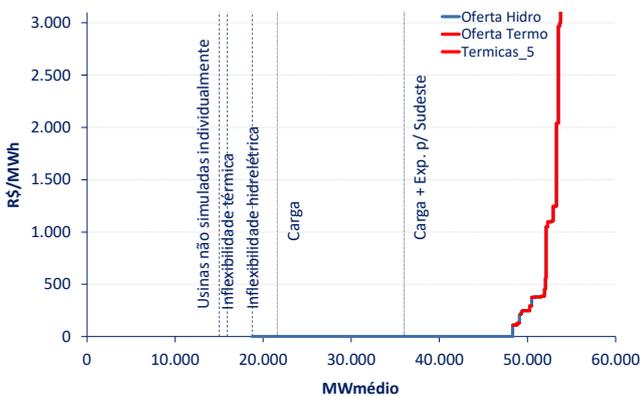


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – fevereiro e março de 2025

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

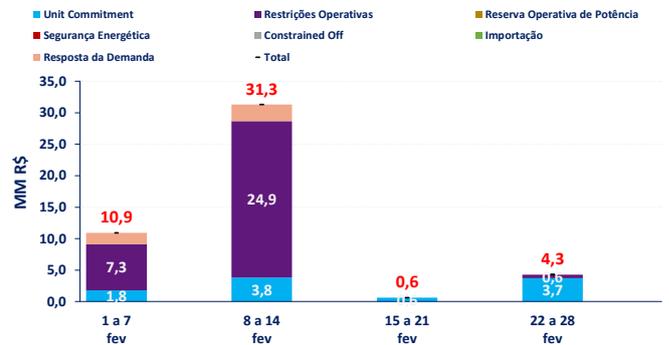


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	6,02	23,34	-	0,37	-	-	29,73
Sul	1,31	1,55	-	0,19	-	-	3,05
Norte	-	-	0,03	-	-	-	0,03
Total	7,33	24,89	0,03	0,56	0,00	0,00	32,81
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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	1,45	3,16	-	3,45	-	-	8,06
Sul	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Norte	0,35	0,62	0,56	0,27	-	-	1,80
Total	1,81	3,78	0,56	3,72	0,00	0,00	9,87
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	1,78	2,59	0,00	0,00	0,00	0,00	4,37

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 47,05 milhões, R\$ 9,87 milhões por *unit commitment*, R\$ 32,81 milhões devido a restrições operativas e R\$ 4,37 milhões por resposta da demanda.

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



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

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

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de março

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Norte	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Total	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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)							
Norte	0,43	-	-	-	-	-	0,43
Total	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,43
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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 21 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,44 milhões, R\$ 0,43 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,01 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de fevereiro a 6 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 7 de março são idênticos aos do dia 6.

A expectativa para o período de 8 a 31 de março 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 março de 2025.

Resaltamos 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; e descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Resaltamos 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 fevereiro é apresentada no Gráfico 22.

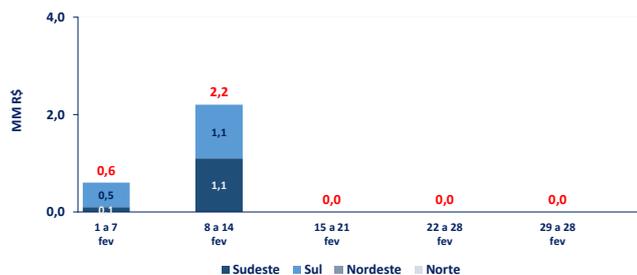


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 3,70 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para fevereiro.

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

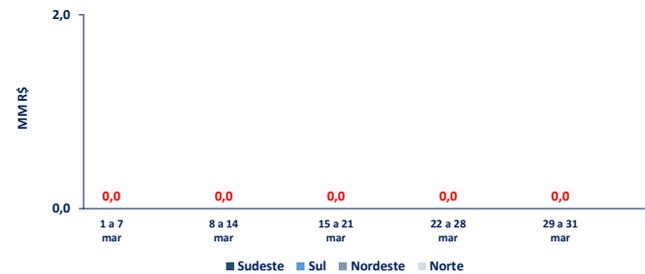


Gráfico 23 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2025

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 março.

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 fevereiro a 6 de março pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 7 de março são idênticos aos do dia 6.

A expectativa para o período de 8 a 31 de março 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 março 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 fevereiro 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 fevereiro e março de 2025. Além dos valores mensais para fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

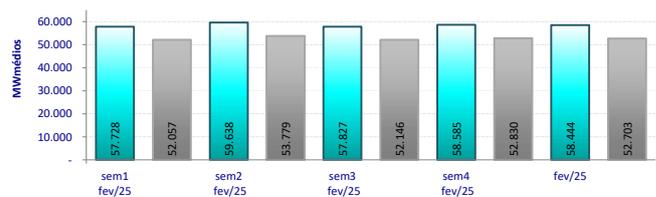


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro de 2025

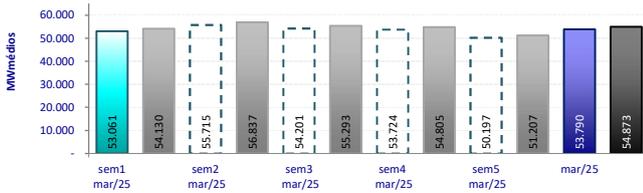


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março de 2025

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

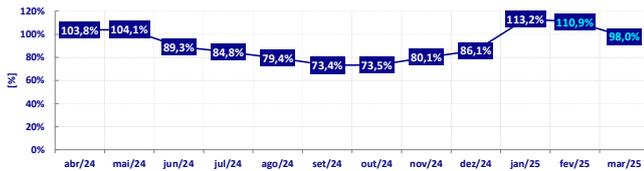


Gráfico 26 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

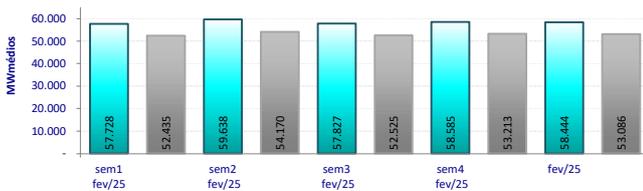


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro de 2025

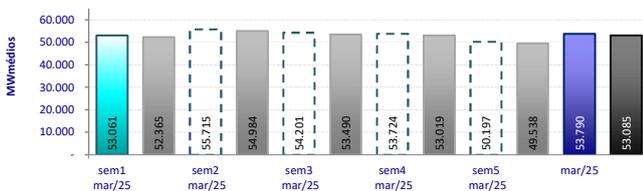


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março de 2025

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 fevereiro e março de 2025 (ainda não contabilizados).

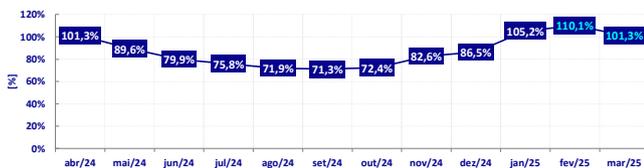


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 março 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 março, não foram identificadas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- Despacho ANEEL 553/2025 (DOU: 05/03): suspensão da OC da UTE Global I a partir da data de publicação do referido despacho;
- Despacho ANEEL 554/2025 (DOU: 05/03): suspensão da OC da UTE Global II a partir da data de publicação do referido despacho.
- Despacho ANEEL 562/2025 (DOU: 05/03): liberação para OC da UG3 (92,254 MW) da UTE Nova Venécia II a partir de 01/03/2025.

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