

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 fevereiro de 2024.

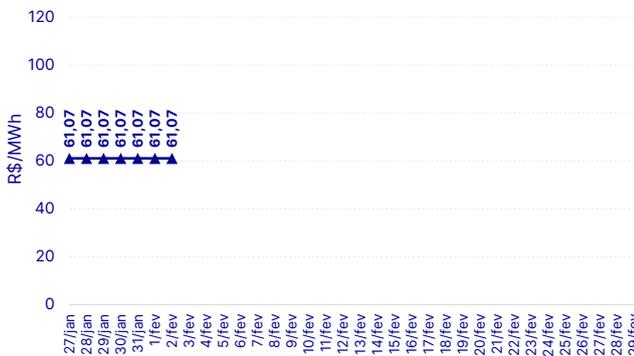


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de janeiro a 2 de fevereiro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

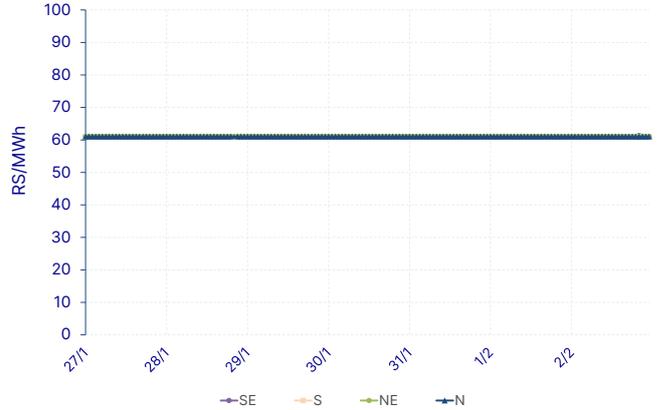


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 fevereiro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
61,07	61,07	61,07	61,07

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	80.587	1.385	3.628	8.437	2.595	54.623	4.321	5.598
%	100%	2%	5%	10%	3%	68%	5%	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 27 de janeiro a 2 de fevereiro de 2024.

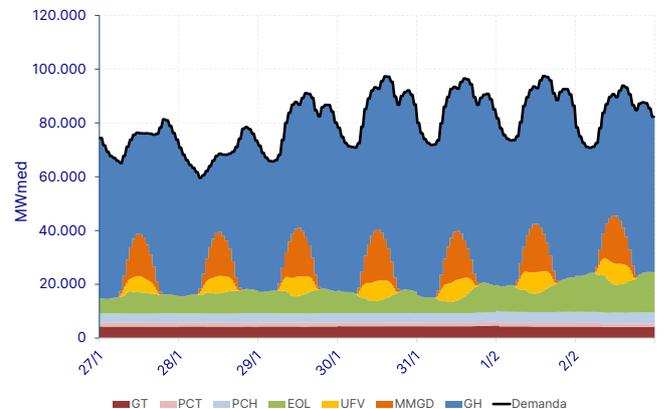


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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 3 a 9 de fevereiro de 2024. 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	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	0,00	0,00	0,00	0,00
Leve	0,00	0,00	0,00	0,00
Média semanal	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - fev	2ª sem - fev	Variação %
SE/CO	0,00	0,00	-
S	0,00	0,00	-
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 3 a 9 de fevereiro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh / em todos os submercados.

Para fevereiro de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 76% da MLT para o sistema, sendo 69% no Sudeste; 72% no Sul; 72% no Nordeste e 102% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 822 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -731 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 329 MWmédios no submercado Sul, -235 MWmédios no submercado Nordeste e -185 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -589 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.849 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 696 MWmédios no submercado Sul, 1.138 MWmédios no submercado Nordeste, -574 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

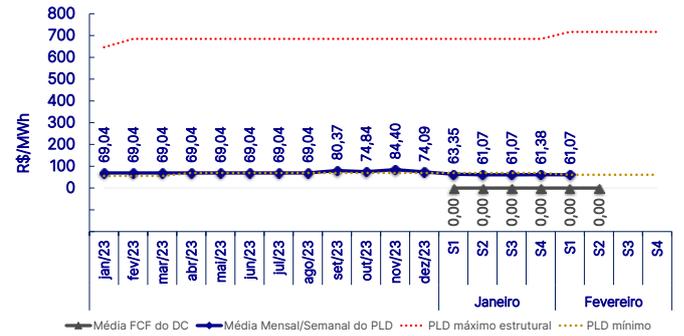


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

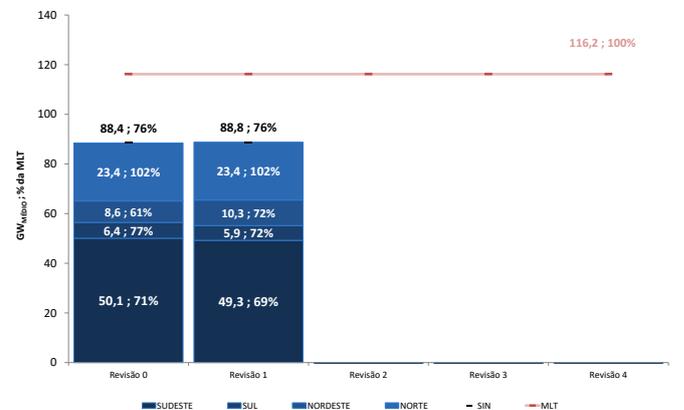


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

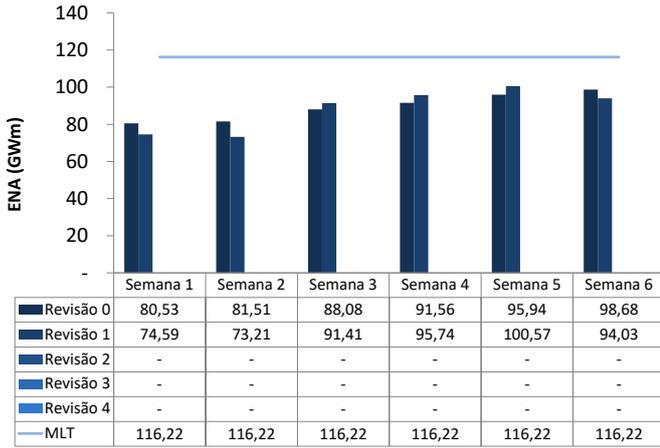


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde janeiro de 2023. Para janeiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 81.300 MWh médios. Já para fevereiro, os valores de afluências ficaram próximos aos 94.000 MWh médios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 94.800 MWh médios.

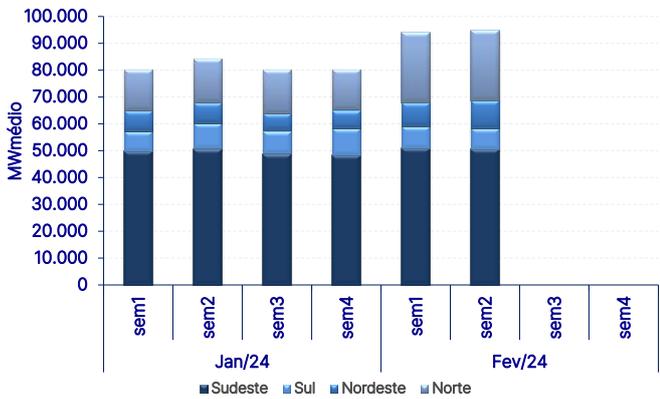


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2023

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



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 fevereiro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 - ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
-453	-311	1.441	141

Armazenamento inicial

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

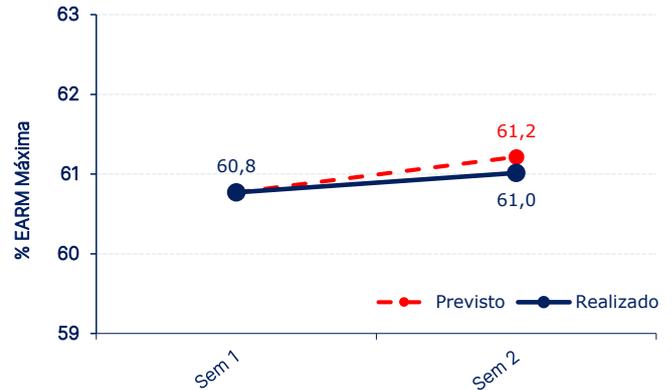


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 61,2% (Energia Armazenada de 179.724 MWhês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 61,0% (Energia Armazenada de 179.135 MWhês), o que representou uma queda de -589 MWhês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWhês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de fevereiro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWhês	%	MWhês	%	MWhês
SE/CO	61,6%	126.565	60,7%	124.716	-0,9%	-1.849
S	77,6%	15.876	81,0%	16.572	3,4%	696
NE	54,2%	28.031	56,4%	29.169	2,2%	1.138
N	58,0%	9.252	54,4%	8.678	-3,6%	-574
SIN	61,2%	179.724	61,0%	179.135	-0,2%	-589

Carga - DECOMP

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

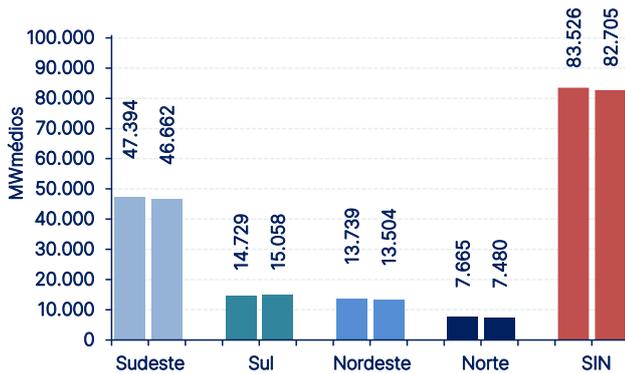


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-731	329	-235	-185

No âmbito internacional, nos Estados Unidos, o FED, em sua primeira reunião do ano, manteve a taxa básica de juros entre 5,25%-5,5% a.a., com sinalizações de manutenção da taxa de juros nos atuais níveis na próxima reunião. O índice de confiança do consumidor (Conference Board), atingiu +114,8 pontos em janeiro (contra +108 pontos em dezembro). O PMI da indústria, em janeiro, subiu para +49,1 pontos contra +47,1 pontos em dezembro. Na Zona do Euro, o índice de confiança na economia, em janeiro, apresentou suave redução, atingindo +96,2 pontos (contra +96,3 pontos em dezembro). A inflação ao consumidor, em janeiro, desacelerou para +2,7% a.a., com destaque para a desaceleração dos itens alimentação álcool e tabaco (+5,7%) e bens industriais ex-energia (+2,0%). O PMI da indústria avançou para +46,6 pontos em janeiro. O custo da mão de obra manteve tendência de desaceleração em dezembro, sendo o avanço de +0,9% no trimestre e +4,2% na análise interanual. Na China, em janeiro, tanto o PMI da indústria quanto o PMI do setor de serviços avançaram +49,2 pontos e +50,7 pontos, respectivamente, resultando em um PMI Composto de +50,9 pontos. No contexto doméstico, o COPOM, em sua primeira reunião do ano, reduziu a taxa básica de juros em +50 pontos-base, passando então de +11,75% para +11,25%, com sinalização de uma possível redução da mesma magnitude na próxima reunião. O Índice de Incerteza da Economia - IIE-br, de janeiro, cresceu +2,0% m/m, atingindo +109,1 pontos. No entanto, a média móvel trimestral ainda indica tendência de queda de -0,5%. Segundo a PNAD Contínua de dezembro, a taxa de desemprego, com ajuste sazonal, do último trimestre do ano recuou para +7,88%, com avanço da população ocupada e da força de trabalho (+0,6%). Sem ajuste sazonal, a taxa recuou para +7,4%. Com relação aos rendimentos, observa-se que o rendimento real efetivo avançou 2,9% na margem e +2,6% com relação ao mesmo período do ano anterior, enquanto o rendimento real habitual recuou -0,4% na margem e avançou 3,1% na análise interanual. O Novo CAGED, de dezembro, indica uma desaceleração na criação líquida de vagas formais, sendo de +26,5 mil vagas. No acumulado do ano, tem-se um saldo de +1,478 milhões de vagas formais criadas (contra +2,011,4 milhões em 2022), sendo o setor industrial e a agropecuária os setores que menos criaram vagas. O salário médio real de admissão apresentou queda, na margem de -0,3%, passando para R\$ 2.026, enquanto o salário médio real de desligamento avançou +1,1%, passando para R\$ 2.169. Na análise interanual, tanto o salário de admissão quanto o de desligamento avançaram em +2,0% e +2,6%, respectivamente. O PMI da indústria, em janeiro, alcançou +52,8 pontos. Quanto à inflação, o IGP-M de janeiro indica desaceleração da inflação, atingindo +0,07% (contra +0,74% em dezembro), ancorada na desaceleração da inflação dos preços

agropecuários (+0,49%) e deflação dos preços industriais (-0,29%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,60%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de fevereiro de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 82.607 MW médios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 81.799 MW médios (-1,0%). Ao comparar com o PMO, observa-se que os submercados SE/CO, Nordeste e Norte reduziram a carga estimada em -912 MW médios (-1,3%), enquanto o submercado Sul aumentou a carga em +103 MW médios (+0,7%). Com relação aos valores verificados em fevereiro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.464 MW médios (+7,2%) e de +3.497 MW médios (+4,5%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de fevereiro é de 4.520 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 81.799 MW médios do PMO e da carga de 82.855 MW médios do PLAN.

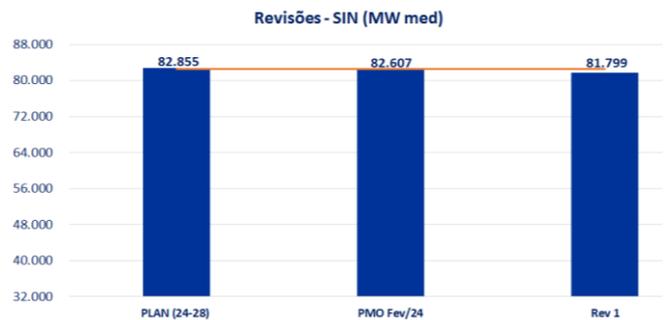


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de fevereiro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 1ª revisão do PMO de fevereiro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em fevereiro de 2023, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+13%), seguido do Nordeste (+7,0%).

Tabela 8 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Fev/24 e a carga observada em Fev/23 e a projeção do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Fevereiro/23	PLAN (24-28)
SE/CO	+1.364 (+3,0%)	-664 (-1,4%)
Sul	+384 (+2,7%)	-145 (-1,0%)
Nordeste	+884 (+7,0%)	-140 (-1,0%)
Norte	+863 (+13,0%)	-106 (-1,4%)
SIN	+3.497 (+4,5%)	-1.056 (-1,3%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve redução da carga estimada em todos os submercado, totalizando -1.056 MW médios (-1,3%), sendo os submercados SE/CO (-1,4%) e Norte (-1,4%) os que apresentaram maior variação percentual.

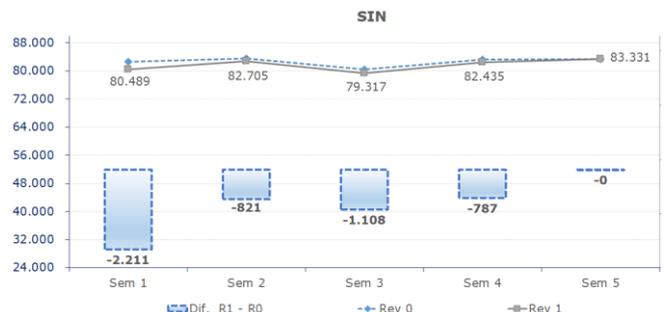


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de fevereiro de 2024

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de fevereiro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução do somatório da carga verificada dos submercados SE/CO, Nordeste e Norte, totalizando -2.545 MW médios (-3,7%) e, um aumento de +335 MW médios (+2,3%) na carga verificada no submercado Sul. Para a 2ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados SE/CO, Nordeste e Norte reduziu -1.151 MW médios (-1,7%), enquanto a carga prevista para o submercado Sul foi acrescida em +330 MW médios (+0,7%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +82.705 MW médios (vide Gráfico 13).

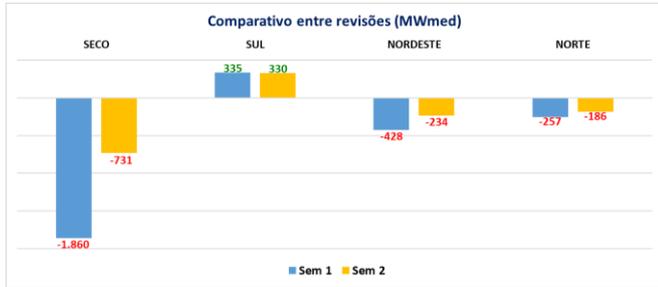


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das Revs 1 e 2 para as 1ª e 2ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de fevereiro. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

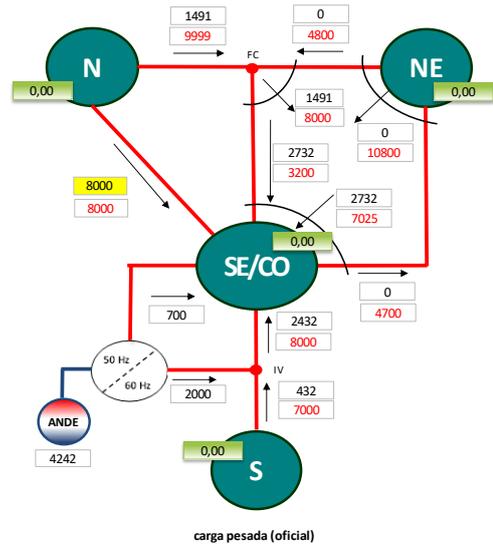
Tabela 9 – Carga prevista para o mês de fevereiro de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	82.700	83.526	80.425	83.222	83.331
RV1	80.489	82.705	79.317	82.435	83.331

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

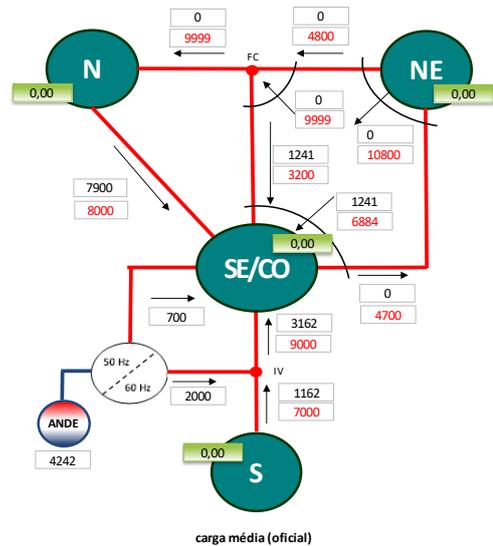
Intercâmbio entre submercados

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.



XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado



XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

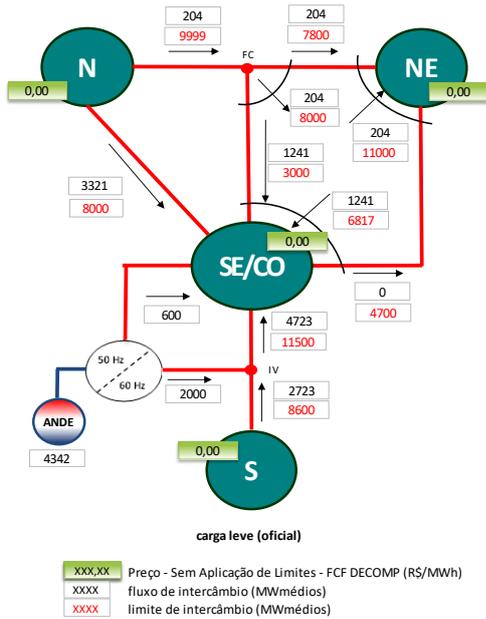


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Oferta e demanda

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

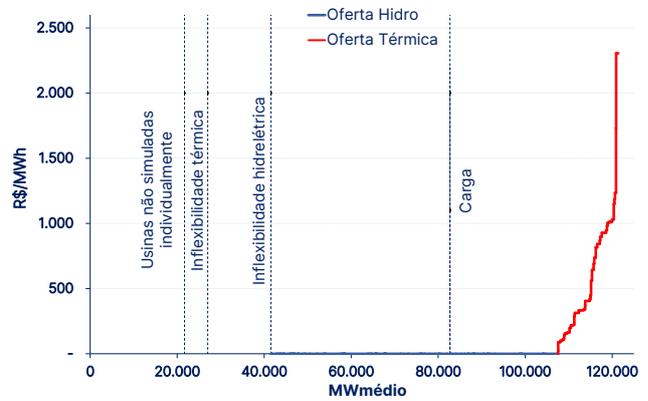


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Declaração de CVU

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

Para a segunda semana operativa de fevereiro 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.

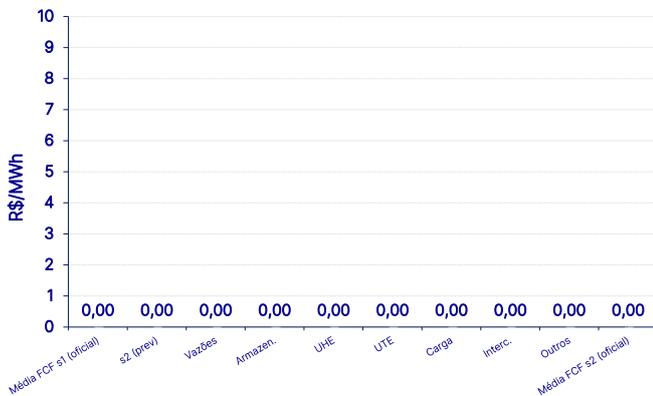


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, houve variação em relação à expectativa anterior e a FCF permaneceu em R\$ 0,00/MWh.

Estimativa preliminar de ESS – janeiro e fevereiro de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de janeiro de 2024.

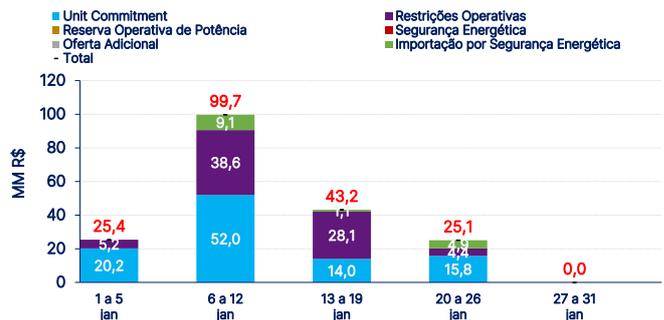


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

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

Tabela 10 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de janeiro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	2,62	21,64	21,39	2,22	-	-	47,87
Sul	-	0,05	0,06	0,01	-	-	0,12
Nordeste	0,55	12,93	4,75	1,15	-	-	19,38
Norte	2,00	3,99	1,93	1,00	0,22	-	9,14
Total	5,17	38,61	28,13	4,38	0,22	0,00	76,51
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	10,59	30,84	4,53	5,03	-	-	50,99
Sul	-	0,18	-	-	-	-	0,18
Nordeste	0,28	12,80	4,37	1,33	-	-	18,78
Norte	9,38	8,20	5,08	9,47	-	-	32,09
Total	20,23	52,02	13,96	15,83	0,00	0,00	102,04
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	9,10	1,10	4,90	0,00	0,00	15,10

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 193,65 milhões, sendo R\$ 102,04 milhões por unit

commitment, R\$ 15,10 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 76,51 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de fevereiro de 2024.

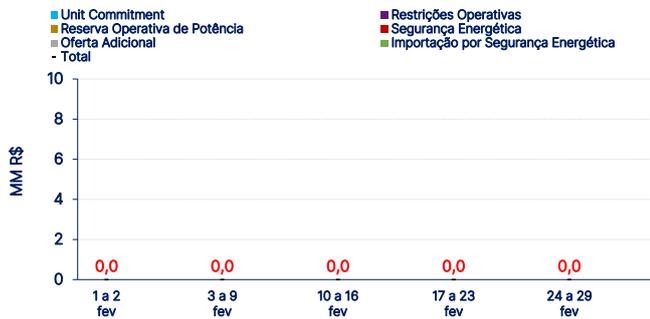


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de janeiro a 1 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de fevereiro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 a 29 de fevereiro de 2024 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 fevereiro de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Adicionalmente, as estimativas consideram os encargos por restrição de operação por Constrained-On, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDx, de modo que a estimativa do ESS é nula até o momento. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como "custos devido ao descolamento entre CMO e PLD".

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

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para janeiro é apresentada no Gráfico 21.

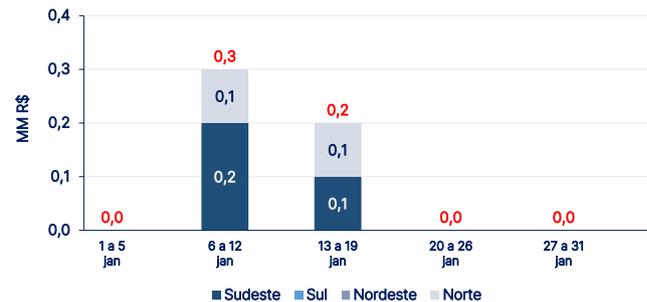


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 0,50 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para janeiro.

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

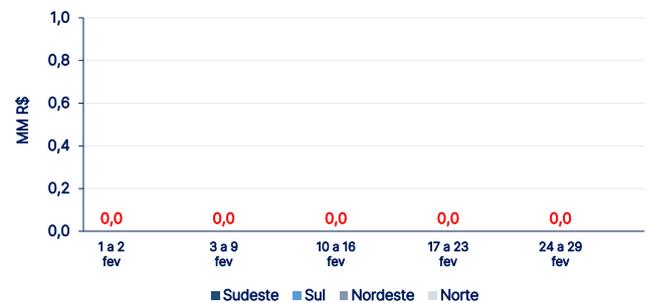


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para fevereiro.

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 Gráfico 23 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para fevereiro de 2024.

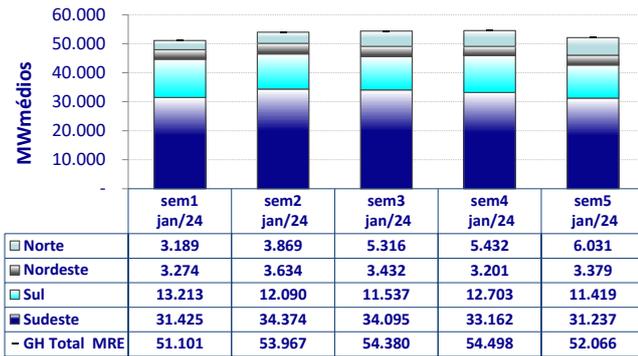


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para janeiro e fevereiro de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2023 e 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – novembro/2023, publicado em 11 de janeiro de 2024 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023. Para 2024, considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º de janeiro a 1 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 2 de fevereiro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 a 29 de fevereiro de 2024 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 fevereiro de 2024.

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.

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 2024, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de janeiro de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

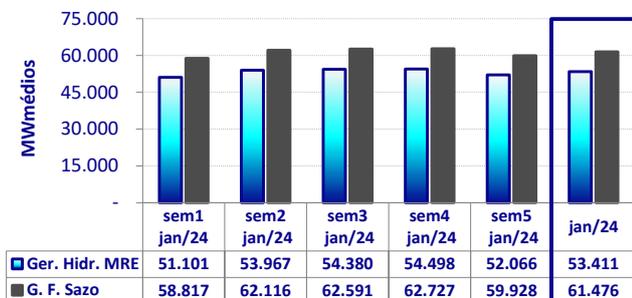


Gráfico 24 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro de 2024

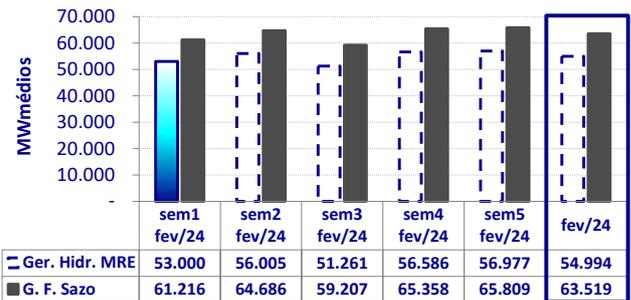


Gráfico 25 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro de 2024

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de janeiro e fevereiro de 2024 (ainda não contabilizados).

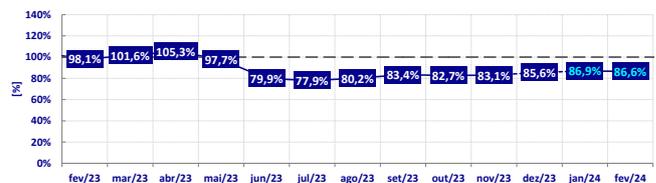


Gráfico 26 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

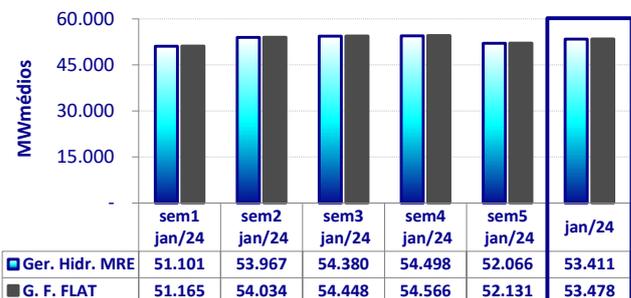


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro de 2024

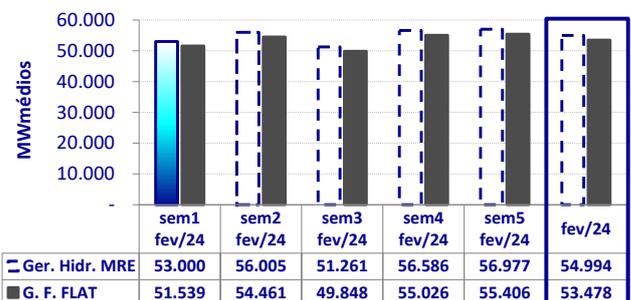


Gráfico 28 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro de 2024

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 janeiro e fevereiro de 2024 (ainda não contabilizados).

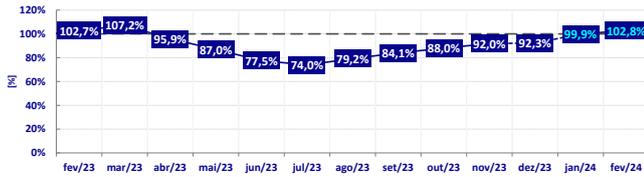


Gráfico 29 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 fevereiro de 2024 não foram identificadas inconsistências.