

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 abril 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 30 de março a 5 de abril de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

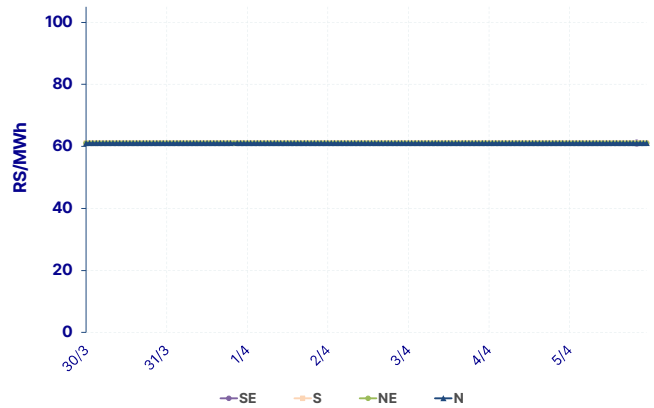


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 abril (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 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	80.742	1.910	3.826	3.689	2.960	59.692	3.846	4.819
%	100%	2%	5%	4%	4%	74%	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 30 de março a 5 de abril de 2024.

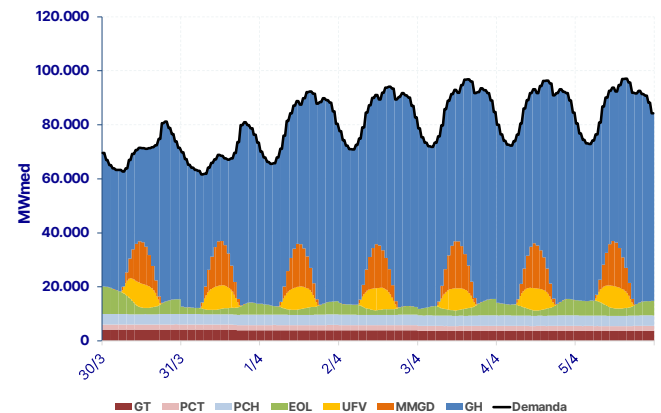


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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 6 a 12 de abril 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	2,79	2,79	2,64	2,64
Média	2,68	2,68	2,64	2,64
Leve	2,62	2,62	2,62	2,62
Média semanal	2,68	2,68	2,63	2,63

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - abr	2ª sem - abr	Variação %
SE/CO	13,62	2,68	-80,3%
S	13,62	2,68	-80,3%
NE	0,00	2,63	-
N	0,00	2,63	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 6 a 12 de abril, apresentaram variações de -80,3% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 2,68/MWh. Para os submercados Nordeste e Norte ocorreu aumento, saindo de R\$ 0,00/MWh, fechando a R\$ 2,63/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP estão atreladas à melhores afluições esperadas para abril.

Para abril de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 85% da MLT para o sistema, sendo 84% no Sudeste; 127% no Sul; 66% no Nordeste e 87% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 121 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -463 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 341 MWmédios no submercado Sul e 242 MWmédios no submercado Nordeste. Não houve variação no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 4.021 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 4.315 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -880 MWmédios no submercado Sul, 776 MWmédios no submercado Nordeste, -190 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.

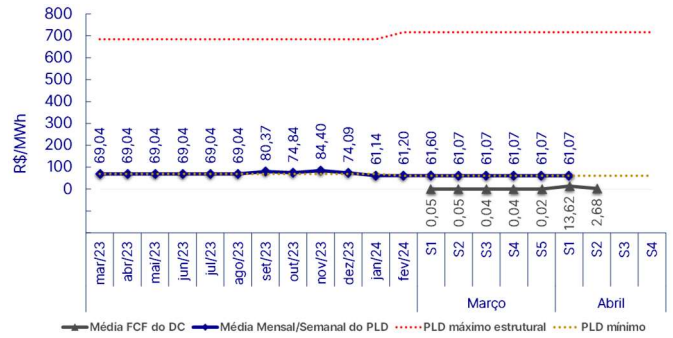


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

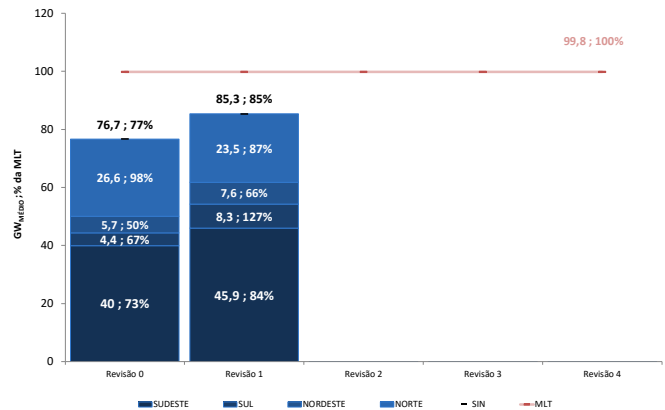


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

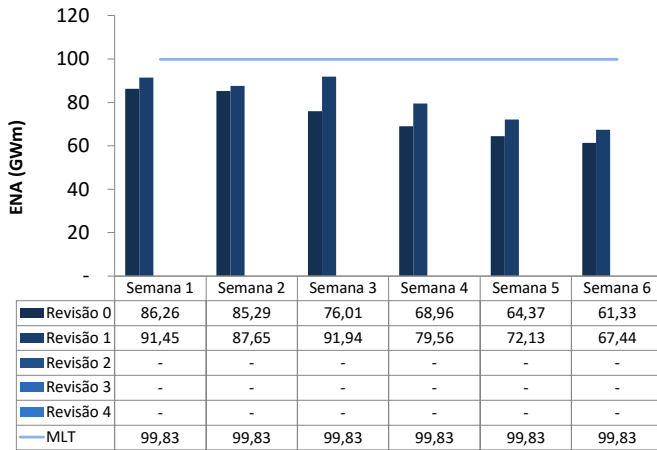


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde março de 2024. Para março, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 80.800 MWh médios. Já para abril, os valores de afliências ficaram próximos aos 67.500 MWh médios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 74.600 MWh médios.

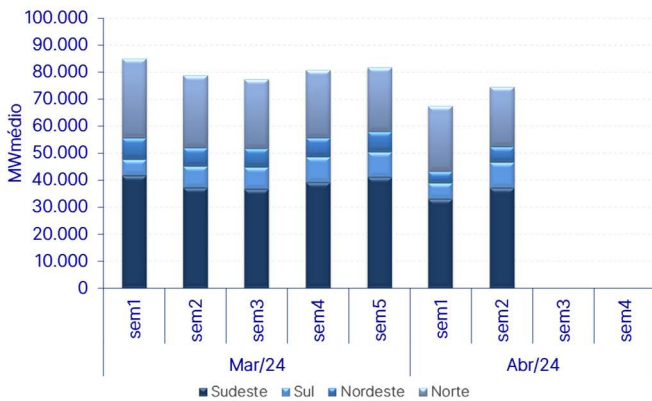


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – março e abril de 2024

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



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 abril considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
4.080	3.570	1.483	-2.042

Armazenamento inicial

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

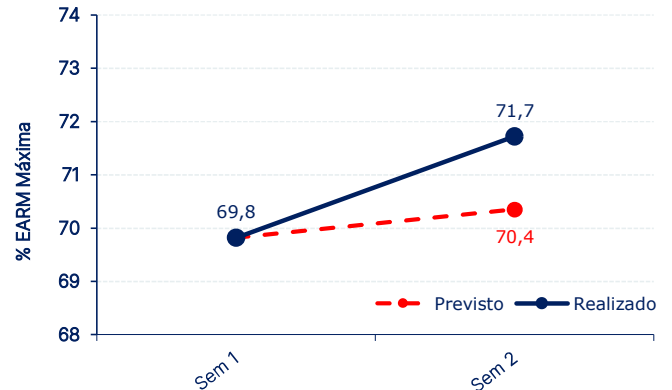


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,4% (Energia Armazenada de 206.456 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 71,7% (Energia Armazenada de 210.477 MWh), o que representou um aumento de 4.021 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWh) prevista e realizada para a segunda semana operativa de abril

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	68,2%	140.125	70,3%	144.440	2,1%	4.315
S	66,1%	13.524	61,8%	12.644	-4,3%	-880
NE	72,8%	37.651	74,3%	38.427	1,5%	776
N	95,8%	15.156	94,6%	14.966	-1,2%	-190
SIN	70,4%	206.456	71,7%	210.477	1,4%	4.021

Carga - DECOMP

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

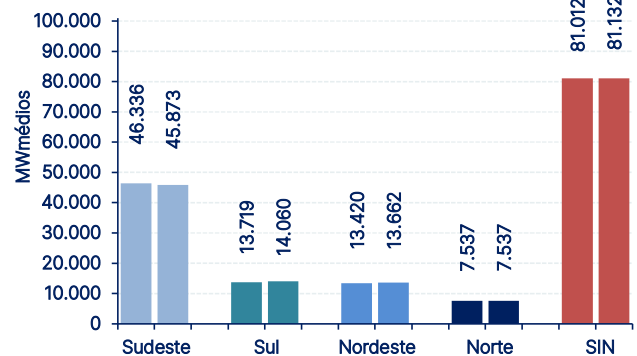


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-463	341	242	-

No âmbito internacional, nos EUA, observou-se em fevereiro o avanço dos gastos das famílias em +0,4% m/m, com destaque para o crescimento de +0,6% dos gastos com serviços (contra +0,3% em janeiro). O deflator do consumo das famílias (PCE) e sua principal medida de núcleo desaceleraram ao subirem +0,3% (contra +0,4% e 0,5%, respectivamente, em janeiro). Com relação ao mercado de trabalho, o volume de vagas em aberto foi de +8,756 milhões de vagas, em fevereiro. A relação entre vagas e desempregados voltou a recuar e atingiu +1,36, que é o patamar mais baixo desde setembro de 2021. A quit rate, que relaciona o total de trabalhadores que pedem demissão em busca de melhores oportunidade de trabalho e o total de trabalhadores empregados, continuou em +2,2%. O Índice dos Gerentes de Compras (PMI) da indústria voltou a mostrar crescimento do setor em março, atingindo a marca de +50,3 pontos (contra +47,8 pontos, em fevereiro), a mais alta desde agosto de 2022. A expansão do setor de serviços voltou a perder força em março, com o PMI do setor recuando para +51,4 pontos (contra +52,6 pontos, em fevereiro). Na Zona do Euro, o PMI da indústria mostra continuidade da contração em março, atingindo +46,1 pontos. O setor de serviços ganhou força com o PMI do setor atingindo +51,5 pontos. Em março, o Índice de Preços ao consumidor avançou +2,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. Destaque para a alta de +4,0%, em relação ao mesmo período do ano anterior, dos preços dos serviços. Sobre o mercado de trabalho, a taxa de desemprego se manteve em +6,5%, em fevereiro. Em relação a vendas no varejo, destaca-se um recuo de -0,5% m/m em fevereiro, atingindo +98,2 pontos. Na China, a atividade da indústria voltou a se expandir, como indica o seu PMI que atingiu +50,8 pontos, em março. No setor não industrial, a atividade intensificou sua alta, com seu PMI em +53,0 pontos. O PMI do setor de construção atingiu +56,2 pontos. Já o PMI do setor de serviços atingiu +52,4 pontos. No âmbito nacional, o Índice de Incerteza da Economia (IIE-br), de março, recuou -0,6% m/m, atingindo +103,8 pontos. No trimestre, a queda observada foi de -3,3%. O PMI da indústria registrou leve recuo em março, para +53,6 pontos. A atividade econômica do setor de serviços voltou a se expandir, com o PMI do setor atingindo a marca de +54,8 pontos. O PMI composto continuou em +55,1 pontos. Em fevereiro, a produção industrial brasileira (PIM-PF) caiu -0,3% m/m, na série com ajuste sazonal. Dentre as categorias de uso, ainda na comparação com o mês imediatamente anterior, a categoria Bens Intermediários (-1,2%) puxou o resultado para baixo. Todas as outras categorias subiram, com destaque para Bens de Consumo Duráveis (+3,6%). Bens de Capital e Bens de Consumo Semi e Não Duráveis assinalaram altas de +1,8% e +0,4%, respectivamente. As vendas de veículos voltaram a se expandir, em março. Com relação a vendas de automóveis, os emplacamentos de veículos cresceram +8,12% m/m. Em relação ao saldo comercial em março, observou-se um superávit de US\$ 7,5 bilhões, com exportações de US\$ 28,0 bilhões e importações de US\$ 20,5 bilhões. A média das exportações no mês é de US\$ 1,4 bilhão/dia (-0,1% m/m e -2,0% em relação ao mesmo período no ano anterior). Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. As importações no mês registraram uma média de US\$ 1,0 bilhão/dia (+8,5% m/m e +6,8% em relação ao mesmo período no ano anterior). Combustíveis, petróleo e componentes eletrônicos foram as principais compras. Sobre o mercado de trabalho, o Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp) da subiu +1,3% m/m, para chegar à marca de +79,5 pontos em março. Na análise trimestral, o avanço é de +3,9% no 1º trimestre de 2024 conta o 4º trimestre de 2023. Quanto à inflação, em março, o IGP-DI recuou -0,3% m/m (contra -0,41%, em fevereiro), com inflação dos preços agropecuários (+0,92% m/m) e deflação dos preços industriais (-1,02% m/m). Em comparação com o mesmo período do ano anterior, houve deflação de -4,0% (contra -4,04 em fevereiro). Segundo o

Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,89%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de abril de 2024. Em termos mensais, o PMO de abril indicou uma expectativa de carga no valor de 79.827 MW médios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 80.014 MW médios (+0,2%). Ao comparar com o PMO, observa-se aumento de +456 MW médios (+1,7%) no somatório da carga estimada para os submercados Sul e Nordeste e, uma redução de -268 MW médios (-0,5%) no somatório da carga estimada nos submercados SE/CO e Norte. Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +2.886 MW médios (+3,7%) e +616 (+0,8%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de abril é de 4.537 médios, sendo ele parte integrante da carga de 80.014 MW médios da 1ª revisão do PMO e da carga de 77.479 MW médios do PLAN.

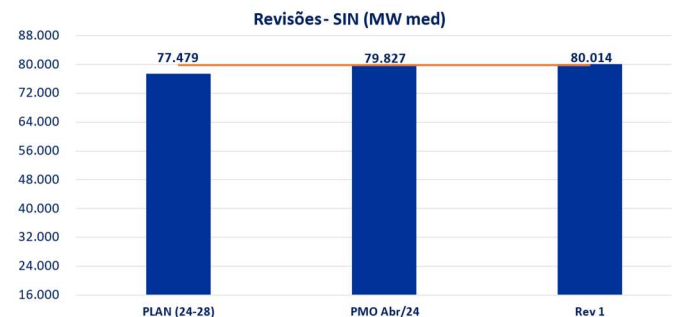


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de abril de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em abril de 2023, observa-se aumento do somatório da carga nos submercados Nordeste e Norte (totalizando +1.661 MW médios e um aumento de +8,6%) e redução no somatório da carga dos submercados SE/CO e Sul (totalizando -1.046 MW médios e uma redução de -1,7%). O submercado Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+8,9%), seguido do Nordeste (+8,4%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Abr/23	PLAN (24-28)
SE/CO	-312 (-0,7%)	+859 (+1,9%)
Sul	-734 (-5,0%)	+792 (+6,1%)
Nordeste	+1.047 (+8,4%)	+894 (+7,1%)
Norte	+614 (+8,9%)	-9 (-0,1%)
SIN	+616 (+0,8%)	+2.535 (+3,3%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste (totalizando +2.545 MW médios e um aumento de +3,6%). No submercado Norte, houve uma redução marginal de -9,0 MW médios (-0,1%).

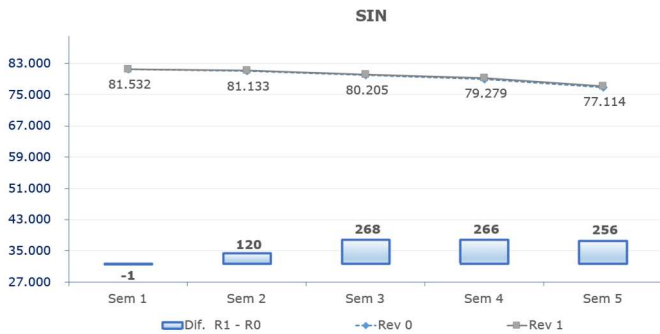


Gráfico 12 – Projeção da carga do PMO de abril de 2024.

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de abril com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento do somatório da carga verificada dos submercados Sul e Nordeste, totalizando +963 MW médios (+3,5%) e, uma redução de -965 MW médios (-1,8%) no somatório da carga verificada nos submercados SE/CO e Norte. Para a 2ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados Sul e Nordeste aumentou +584 MW médios (+2.1%), enquanto a carga do submercado SE/CO reduziu -463 MW médios (-1,0%). A carga do submercado Norte se manteve. Com isso, a carga projetada na SIN para a referida semana é de +81.133 MW médios (vide Gráfico 13).

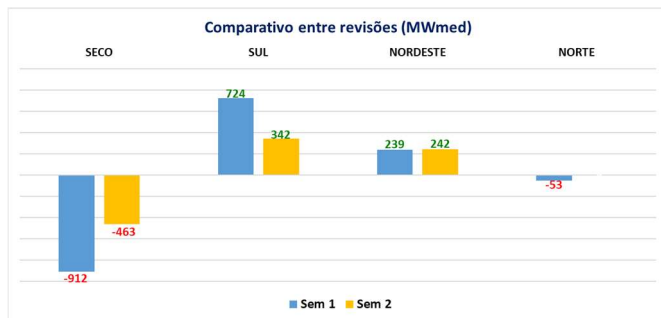


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior em todas as semanas operativas. 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 abril de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	81.534	81.013	79.937	79.013	76.858
RV1	81.532	81.133	80.205	79.279	77.114

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.

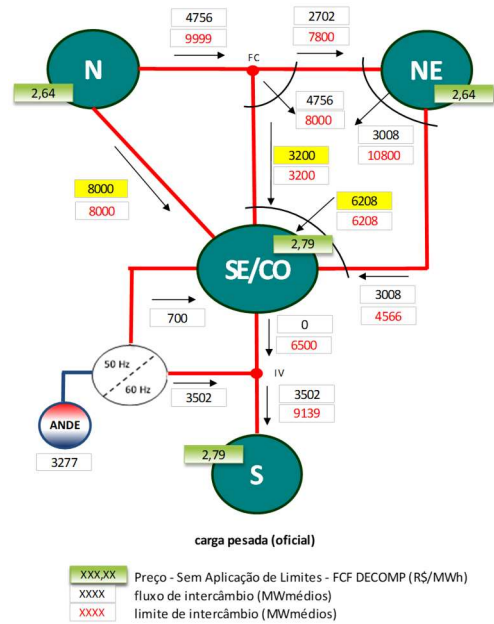


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

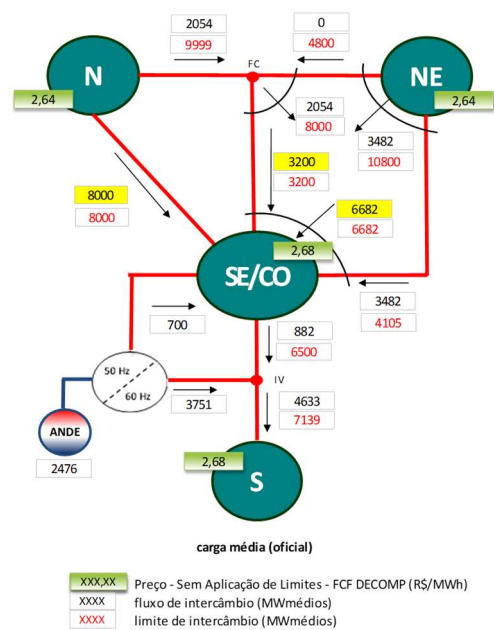
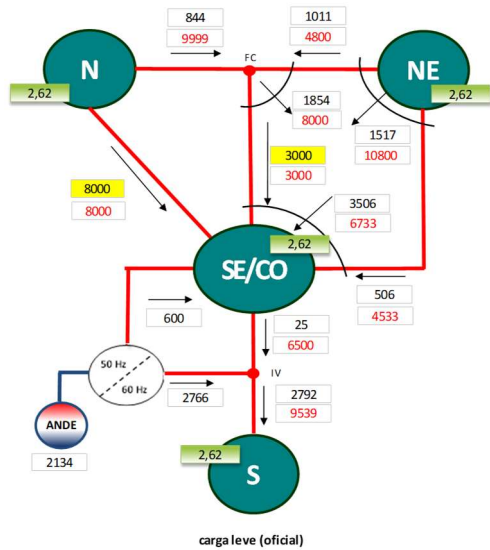


Gráfico 15 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio



XXXXXX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MW médios)
XXXXX limite de intercâmbio (MW médios)

Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

aproximadamente R\$ 2,80/MWh de aumento, em contraste com a atualização da carga que reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 2,30/MWh.



Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação a submercados Nordeste e Norte, a redução em relação a expectativa das aflúências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 1,90/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas impactou em aproximadamente R\$ 3,10/MWh de aumento, em contraste com a atualização da carga que reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 2,25/MWh.

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

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 abril 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 os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 11,60/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas impactou em

Oferta e demanda

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

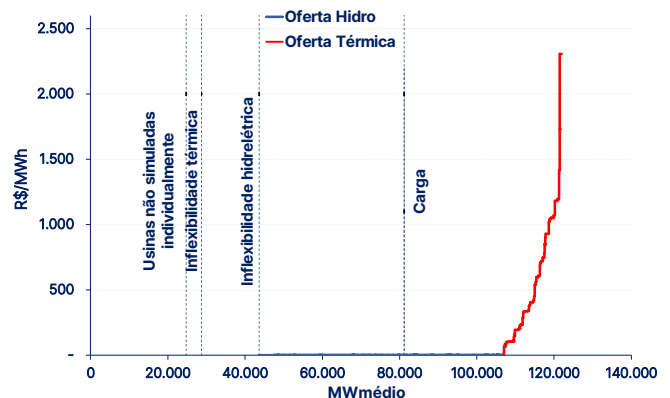


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – março e abril de 2024

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

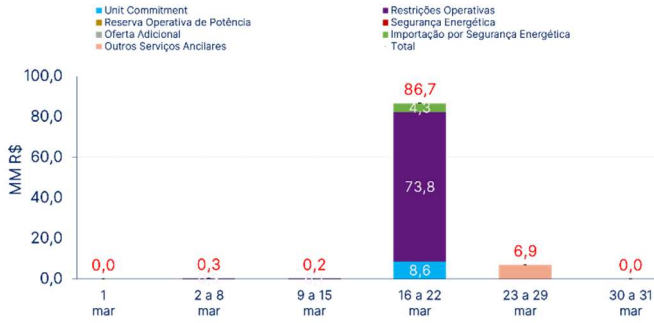


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

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

Tabela 10 – 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)							
Sudeste	-	-	-	48,25	-	-	48,25
Sul	-	-	-	0,08	-	-	0,08
Nordeste	-	-	-	19,88	-	-	19,88
Norte	0,05	0,32	0,08	5,57	0,03	0,01	6,05
Total	0,05	0,32	0,08	73,78	0,03	0,01	74,27
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	-	4,73	-	-	4,73
Nordeste	-	-	-	3,52	-	-	3,52
Norte	-	0,02	0,07	0,36	0,03	0,03	0,48
Total	0,00	0,02	0,07	8,61	0,03	0,03	8,76
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	4,30	0,00	0,00	4,30
Outros Serviços Anciliares (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	6,93	0,00	6,93

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 94,26 milhões, sendo R\$ 8,76 milhões por unit commitment, R\$ 4,30 milhões devido a importação por segurança energética, R\$ 74,27 milhões devido a restrições operativas e R\$ 6,93 milhões devido ao Serviço Ancilar de Sistema Especial de Proteção – SEP na UHE Belo Monte, em atendimento do Despacho nº 813/2024 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, publicado no Diário Oficial da União em 26/03/2024.

O Gráfico 21 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de abril de 2024.

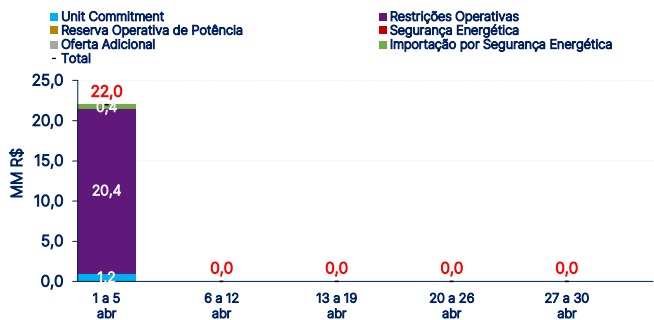


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	15,12	-	-	-	-	-	15,12
Sul	0,02	-	-	-	-	-	0,02
Nordeste	5,25	-	-	-	-	-	5,25
Norte	0,01	-	-	-	-	-	0,01
Total	20,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,40
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,09	-	-	-	-	-	1,09
Nordeste	0,10	-	-	-	-	-	0,10
Norte	0,02	-	-	-	-	-	0,02
Total	1,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 22,01 milhões, sendo R\$ 1,21 milhões por unit commitment, R\$ 0,40 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 20,40 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de março a 4 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de abril são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 a 30 de abril 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 abril 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 março é apresentada no Gráfico 22.

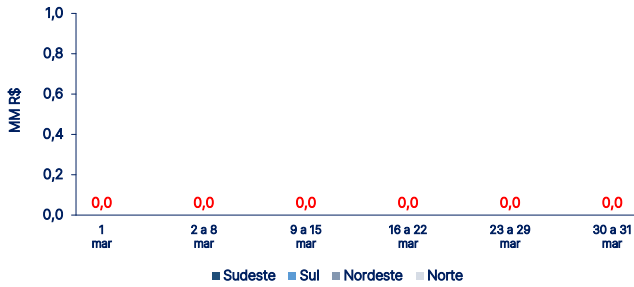


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2024

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 março.

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

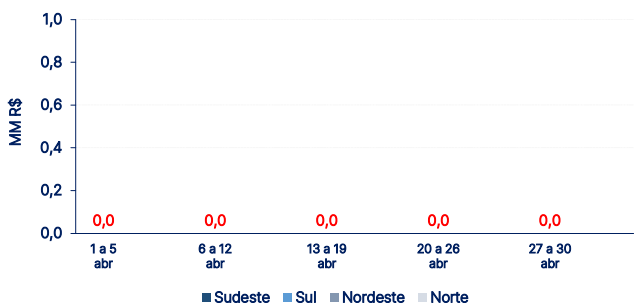


Gráfico 23 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

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 abril.

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 24 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para abril de 2024.

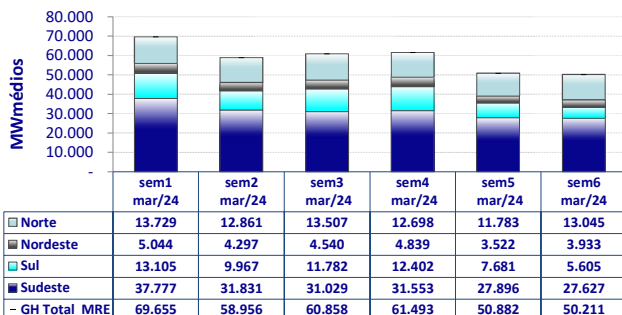


Gráfico 24 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 25 e no Gráfico 26 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para março e abril de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – janeiro/2023, publicado em 14 de março de 2024 e 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 março a 4 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de abril são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 a 30 de abril 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 abril 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 março de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para março e abril, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

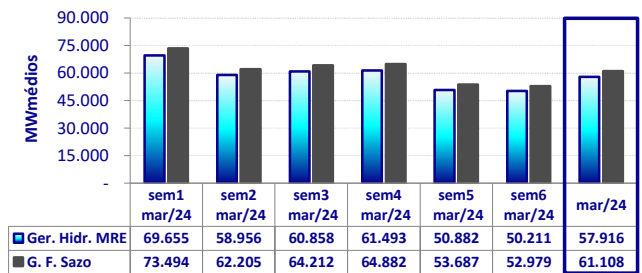


Gráfico 25 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março de 2024

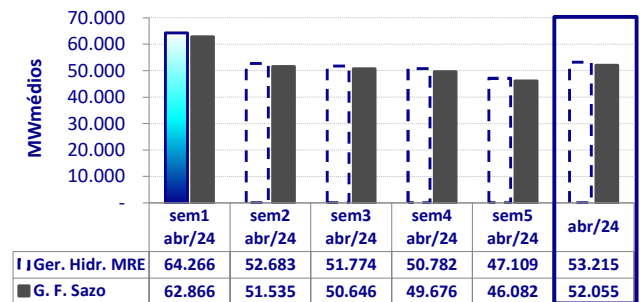


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2024

O Gráfico 27 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

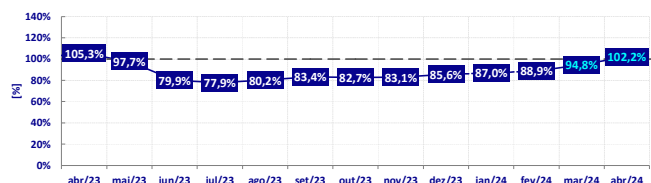


Gráfico 27 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 28 e no Gráfico 29 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 março e abril, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

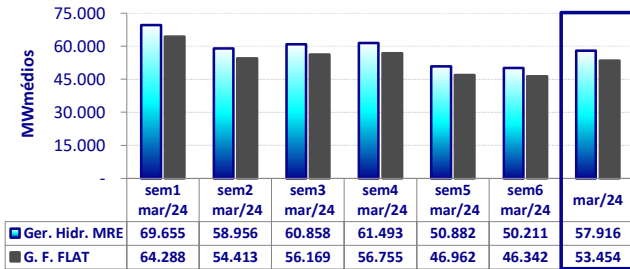


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março de 2024

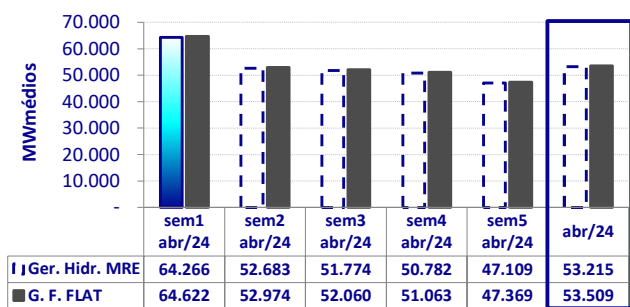


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2024

O Gráfico 30 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 março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

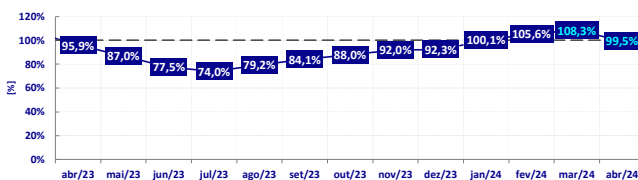


Gráfico 30 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 abril de 2024 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 abril, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE P. Primavera e Jupia:

Restrição: Defluência Mínima

Valores CCEE: 3900 e 3300 m³/s

Valores ONS: 4600 e 4000 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM.

Documento: FSARH 5780 e 5777.

Consideração no PLD: PMO de junho de 2024.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- REA 15.201/2024: Revoga a Resolução Autorizativa nº 1.104, de 2007, cc. Despacho nº 357, de 2009, que autorizou a exploração da UTE Sykué I

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