

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 - CMO<sup>1</sup> e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

### PLD – 2ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de maio de 2024.

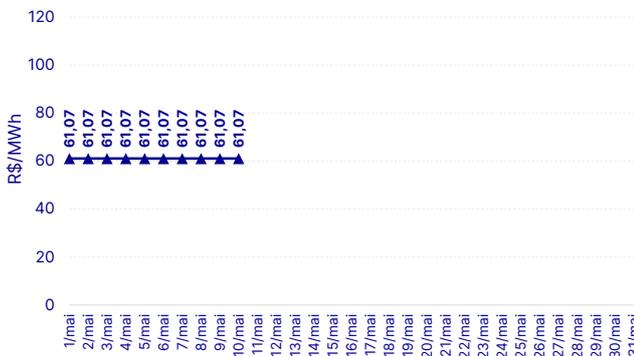


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 de maio de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

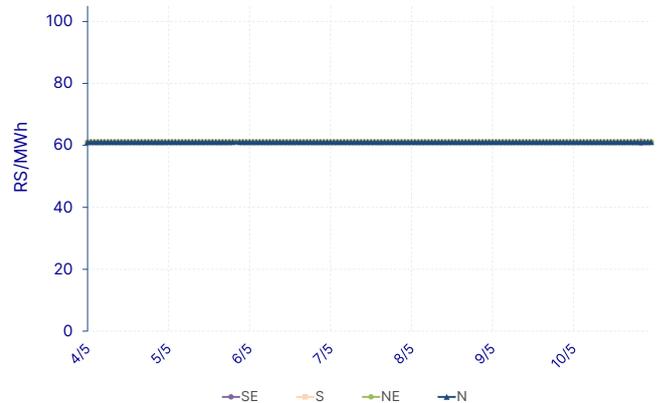


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
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	81.398	3.688	3.675	14.239	3.229	49.805	3.493	3.268
%	100%	5%	5%	17%	4%	61%	4%	4%

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 4 a 10 de maio de 2024.

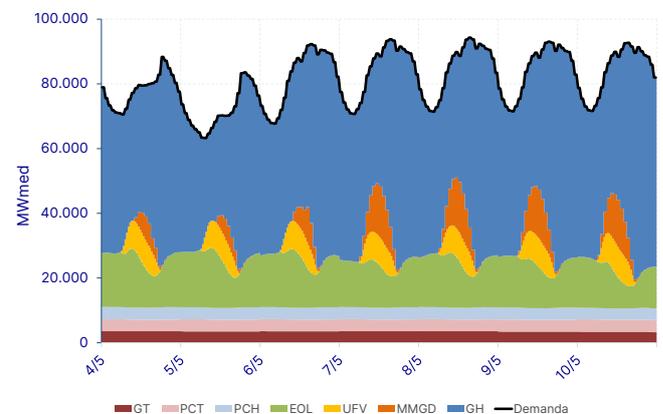


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

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

## Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de maio 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	0,24	0,24	0,00	0,00
Média	0,23	0,23	0,00	0,00
Leve	0,21	0,21	0,00	0,00
Média semanal	0,22	0,22	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - mai	3ª sem - mai	Variação %
SE/CO	0,34	0,22	-36,1%
S	0,34	0,22	-36,1%
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 11 a 17 de maio, apresentaram variações de: -36,1% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 0,22/MWh; nos submercados Nordeste e Norte não ocorreram variações em relação à semana anterior, fechando a R\$ 0,00/MWh.

O principal fator responsável pela variação da FCF do modelo DECOMP foi a atualização da demanda do SIN para a terceira semana operativa.

Para maio de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 94% da MLT para o sistema, sendo 61% no Sudeste; 284% no Sul; 43% no Nordeste e 96% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.248 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.978 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -807 MWmédios no submercado Sul e 77 MWmédios no submercado Norte. Não ocorreu variação no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -929 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -822 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 266 MWmédios no submercado Sul, -310 MWmédios no submercado Nordeste, -63 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.

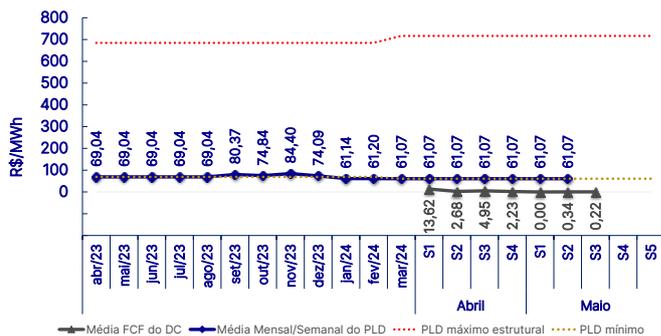


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

## 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.

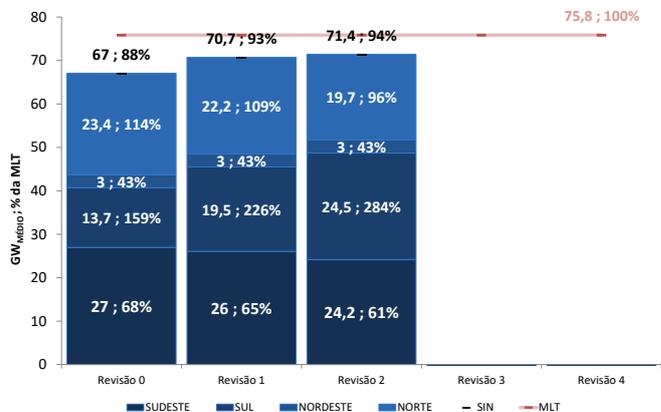


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

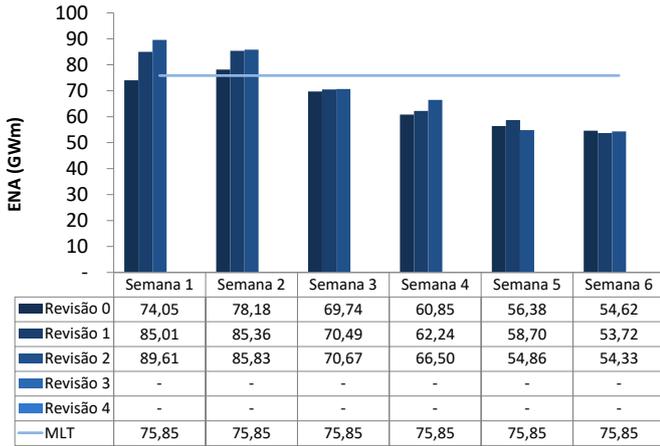


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde abril de 2024. Para abril, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 72.700 MWmédios. Já para maio, os valores de afluências ficaram próximos aos 61.500 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 62.100 MWmédios.

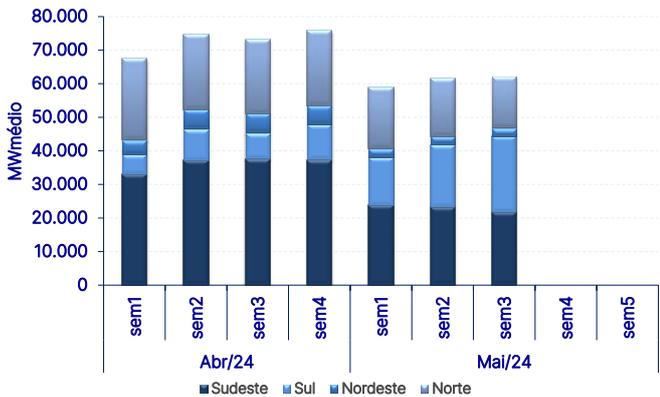


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - abril e maio de 2024

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

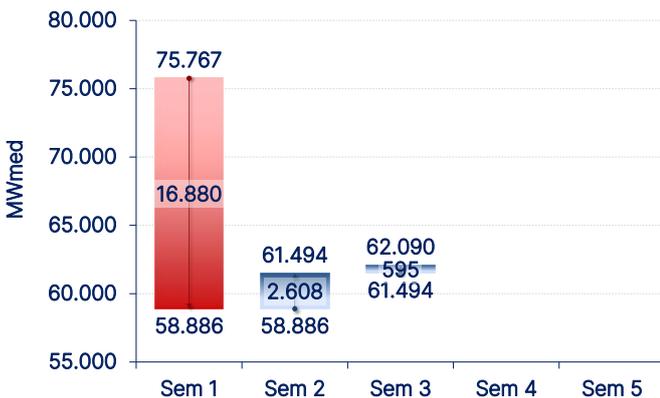


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-1.529	4.008	-6	-1.878

### Armazenamento inicial

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

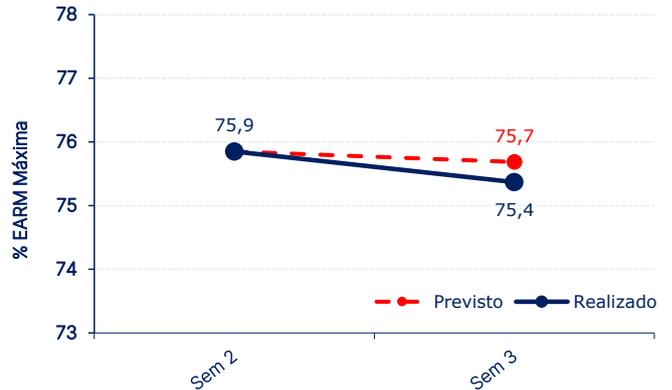


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 75,7% (Energia Armazenada de 222.076 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 75,4% (Energia Armazenada de 221.147 MWmês), o que representou uma queda de -929 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	72,8%	149.577	72,4%	148.755	-0,4%	-822
S	83,2%	17.022	84,5%	17.288	1,3%	266
NE	77,8%	40.237	77,2%	39.927	-0,6%	-310
N	96,6%	15.240	96,2%	15.177	-0,4%	-63
SIN	75,7%	222.076	75,4%	221.147	-0,3%	-929

### Carga - DECOMP

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

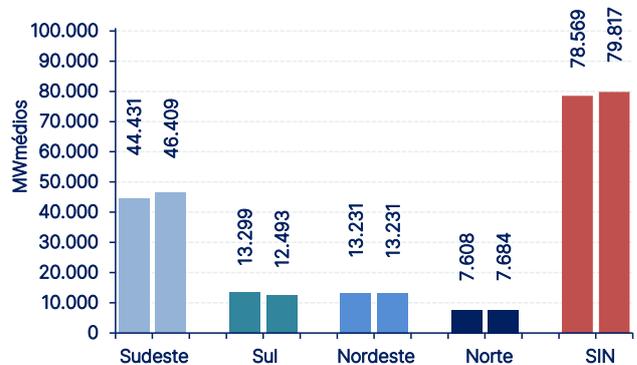


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a terceira semana operativa de maio na RV1 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de maio (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de maio.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.978	-807	-	77

No âmbito internacional, o mercado de trabalho se desacelerou em abril. A folha de pagamentos do setor não rural cresceu +175 mil vagas (contra +315 mil em março). A taxa de desemprego teve leve alta, para +3,9% em abril, com a taxa de participação estável, segundo a pesquisa junto às famílias. Sobre o setor de serviços, observou-se contração em abril. Segundo o Instituto dos Gerentes de Oferta (ISM), seu indicador para o setor de serviços voltou a recuar na margem, entrando em patamar contracionista (+49,4 pontos contra +51,4 em março). Esse recuo tem sido puxado pelo enfraquecimento dos componentes relacionados com a demanda como novos pedidos tanto internos (+52,2 pontos contra +54,4 pontos em março), quanto de exportação (+47,9 pontos contra +52,7 pontos em março). Na Zona do Euro, o PMI do setor de serviços avançou, fechando em +53,3 pontos em abril. Entre as principais economias da Zona do Euro, destaca-se a forte recuperação dos setores de serviço da Alemanha (+53,2 pontos contra +48,3 pontos em março) e França (+51,3 pontos contra +48,3 pontos em março). Em relação à produção industrial alemã, houve recuo de -0,4% m/m, em março. Destaque para o fraco desempenho dos setores de bens intermediários, energia e bens de consumo. No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial em abril, observou-se um superávit de +US\$ 9,0 bilhões, com exportações de +US\$ 30,9 bilhões e importações de +US\$ 21,9 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, petróleo e fertilizantes foram as principais compradas. O Índice de Commodities (IC-Br) teve alta de +5,9% m/m em abril. O desempenho positivo foi disseminado pelos grupos Energia (+7,7% m/m), Agropecuária (+3,5% m/m) e Metal (+14,6% m/m). Com relação à produção de automóveis, houve crescimento de +4,5% m/m (totalizando +220.045). As vendas de veículos novos seguiram em alta em abril, com licenciamento de +381.698 (contra 379.268 em março). Sobre o mercado de trabalho, o cenário é de alta em abril, conforme aponta o Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp), que subiu +0,9% m/m, atingindo +80,2 pontos. Em médias móveis trimestrais o avanço é de +0,8%. Em relação ao comércio, a Pesquisa Mensal do Comércio registrou alta de +2,5% no primeiro trimestre de 2024 em relação ao trimestre anterior. Em março, houve crescimento do varejo restrito de +5,7% na comparação com o mesmo período do ano anterior. No trimestre, a alta foi de +5,9%, na mesma base de comparação. O varejo ampliado apresentou queda de -1,5% na comparação com o mesmo período do ano anterior e avanço de +4,6% no trimestre. Nas séries com ajuste sazonal, o comércio ficou estável entre fevereiro e março sob a ótica restrita e teve leve queda de -0,3% sob a ótica ampliada. Sobre a indústria, em março houve avanço de +0,9% m/m. Destaque para as categorias Bens Intermediários (+1,2% m/m) e Bens de Consumo Sem e Não Duráveis (+0,9% m/m), que assinalaram taxas positivas. Na outra direção, Bens de Consumo Duráveis (-4,2% m/m) e Bens de Capital (-2,8% m/m) recuaram. Na análise trimestral, o primeiro trimestre registrou altas de +2,1% na comparação com o mesmo período do ano anterior e +3,3% na comparação com o trimestre anterior. Sobre a taxa básica de juros, o COPOM decidiu por sua redução em 25 pontos-base. Com isso a taxa Selic atingiu +10,5% ao ano. Quanto à inflação, o IGP-DI indicou inflação de +0,72% em abril (contra -0,3% em março), com inflação dos preços agropecuários (+1,15% contra +0,92% em março) e dos preços industriais (+0,73% contra -1,02% em março). O IPCA de abril registrou inflação de +0,38% (contra +0,16% em março). Cinco dos nove grupos aceleraram: Alimentação (+0,7% contra +0,53% em março), Vestuário (+0,55% contra +0,03% em março), Transportes (+0,14% contra -0,33% em março), Saúde e cuidados pessoais (+1,16% contra +0,43% em março) e Comunicação (+0,48% contra -0,13% em março). A 1ª primeira prévia de maio do IGP-M registrou inflação de +0,75% (contra -0,25% em abril), com inflação dos preços agropecuários (+0,26% contra +1,78% em

abril) e dos preços industriais (+1,13% contra -1,18% em abril). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,05%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de maio de 2024. Em termos mensais, o PMO de maio indicou uma expectativa de carga no valor de +77.072 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para +78.481 MW médios (+1,8%). Ao comparar com a 1ª revisão do PMO, observa-se aumento de +549 MW médios (+0,8%) no somatório da carga estimada dos submercados SE/CO, Nordeste e Norte, e redução de -294 MW médios (-2,3%) no submercado Sul. Comparando com os valores verificados em maio de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.839 MW médios (+12,7%) e +5.444 (+7,5%) MW médios, respectivamente. O bloco de MGD apurado na carga de maio é de 4.261 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 78.481 MW médios da 2ª revisão do PMO e da carga de 77.182 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

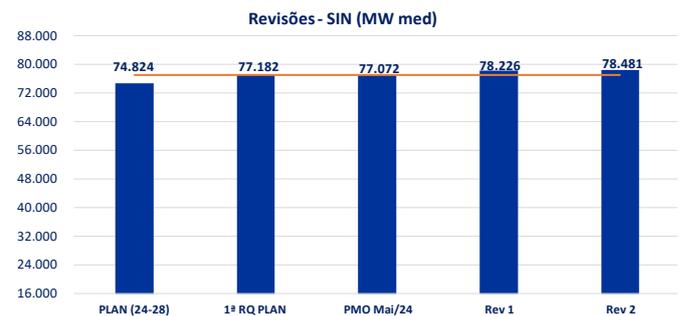


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de maio de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em maio de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +5.444 MW médios e um aumento de +7,5%). O submercado SE/CO foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,2%), seguido do Nordeste (+5,9%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Maio/24 e a carga observada em Maio/23 e a projeção da 1ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+3.794 (+9,2%)	+1.496 (+3,4%)
Sul	+503 (+4,1%)	-187 (-1,4%)
Nordeste	+730 (+5,9%)	+25 (+0,2%)
Norte	+417 (+5,8%)	-35 (-0,5%)
SIN	+5.444 (+7,5%)	+1.299 (+1,7%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO e Nordeste (totalizando +1.521 MW médios e um aumento de +2,7%). No somatório da carga para os submercados Sul e Norte, houve redução de -222 MW médios (-1,1%).

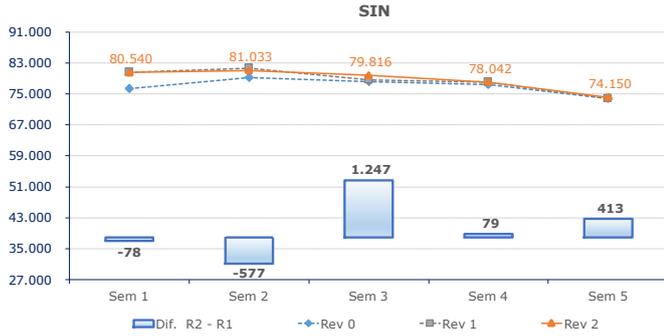


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de maio de 2024

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de maio com as projeções da 1ª Revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma redução no somatório da carga verificada para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste, totalizando -730 MW médios (-1,0%), e aumento na carga do Norte de +154 MW médios (+2,0%). Para a 3ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados SE/CO e Norte aumentou +2.054 MW médios (+3,9%), a carga prevista para o submercado Sul teve redução de -807 MW médios (-6,1%) e a carga prevista para o submercado Nordeste foi mantida. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +79.816 MW médios (vide Gráfico 13).

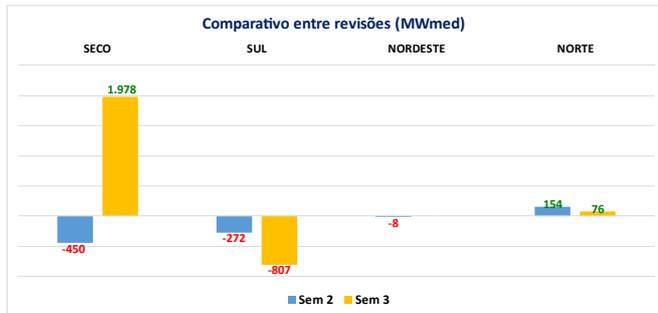


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior da semana 3 a 5. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

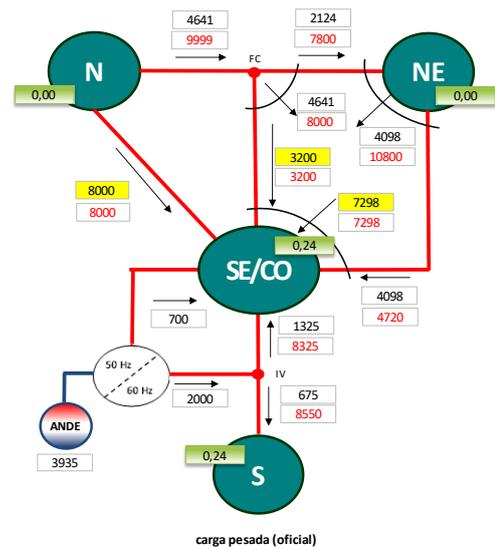
Tabela 9 - Carga prevista para o mês de maio de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	76.322	79.197	78.235	77.444	73.737
RV1	80.618	81.610	78.569	77.964	73.737
RV2	80.540	81.033	79.816	78.042	74.150

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

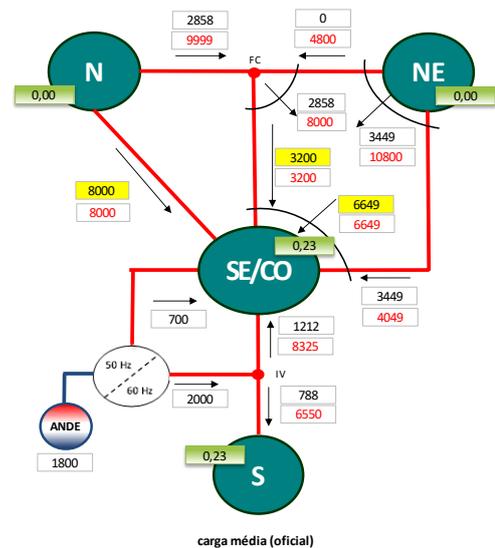
## Intercâmbio entre submercados

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

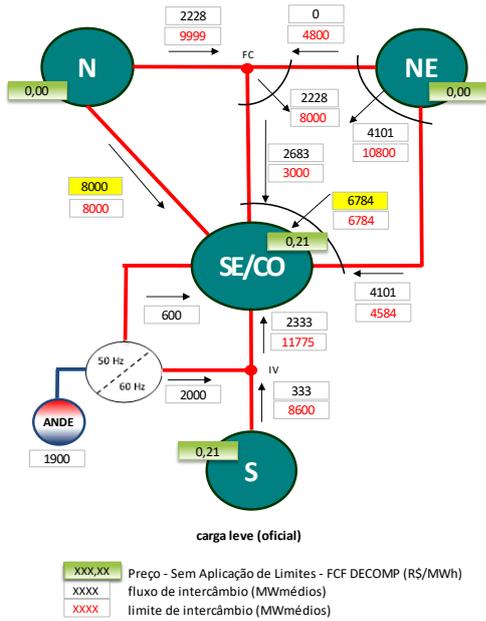


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

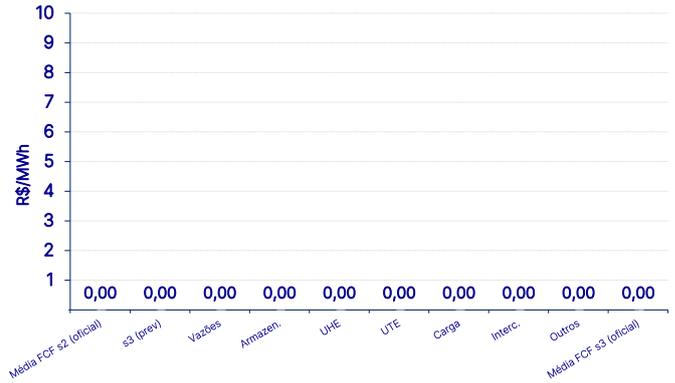


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao 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.

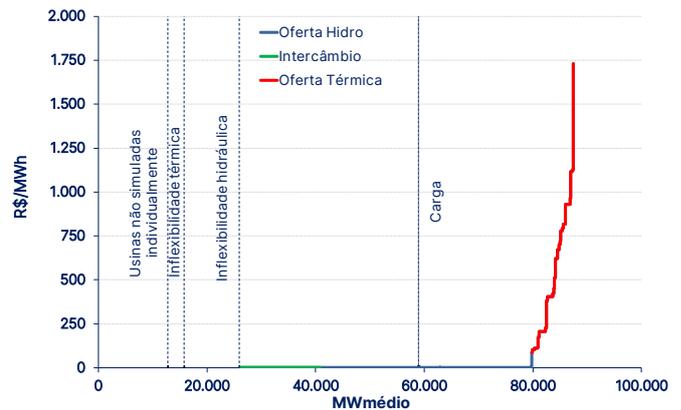


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

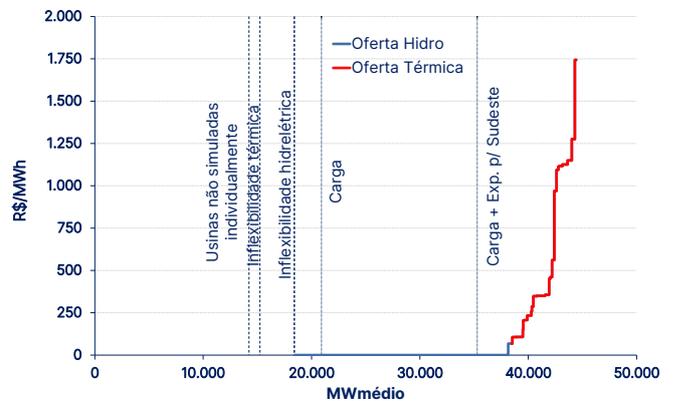


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

### Declaração de CVU

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

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

### Decomposição da FCF do DECOMP

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

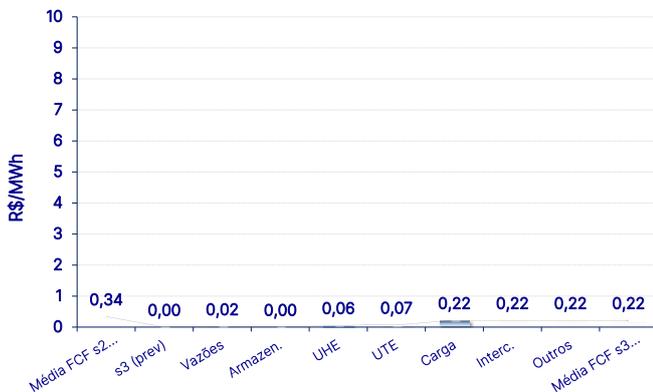


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação na demanda do SIN aumentou a FCF em aproximadamente R\$ 0,15/MWh.

## Estimativa preliminar de ESS – maio de 2024

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

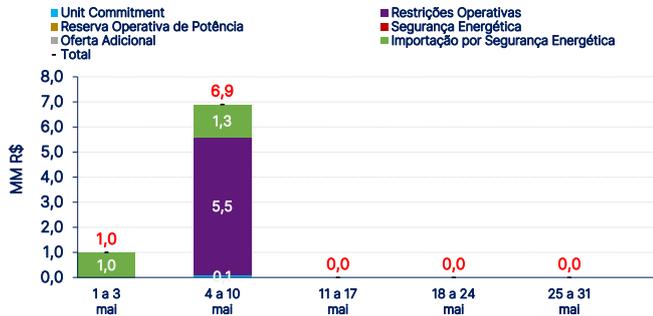


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de maio

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Sul	0,03	5,47	-	-	-	-	5,50
Total	0,03	5,47	0,00	0,00	0,00	0,00	5,50
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Norte	0,03	0,04	-	-	-	-	0,07
Total	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Norte	0,03	0,04	-	-	-	-	0,07
Total	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Sul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Sul	1,00	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,30
Total	1,00	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	2,30

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 7,88 milhões, sendo R\$ 0,08 milhões por unit commitment, R\$ 2,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 5,50 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de maio são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 31 de maio 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 2 de maio 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 maio é apresentada no Gráfico 22.

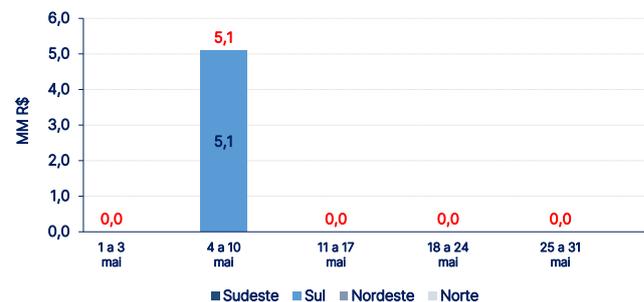


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 5,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

## Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

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

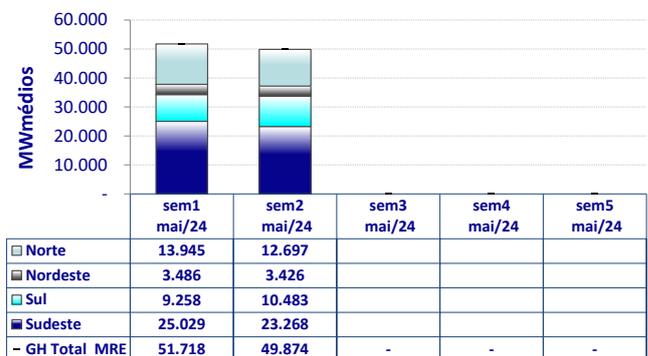


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – fevereiro/2023, publicado em 11 de abril de 2024 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 087/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 9 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 10 de maio são idênticos aos do dia 9.

A expectativa para o período de 11 a 31 de maio 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 2 de maio 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 abril de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para maio.

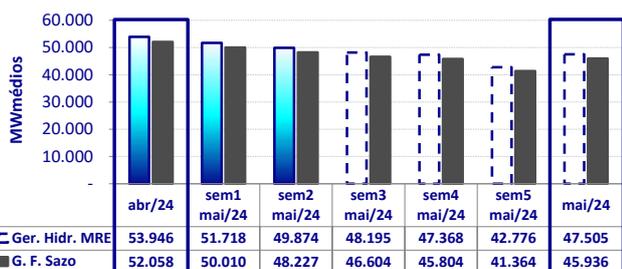


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril e de maio de 2024

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2024 (ainda não contabilizados).

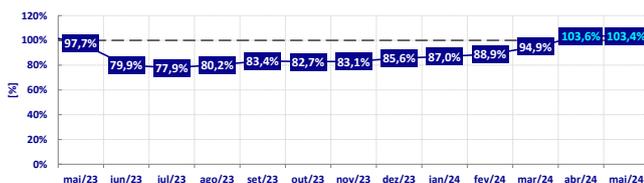


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 26 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para maio.

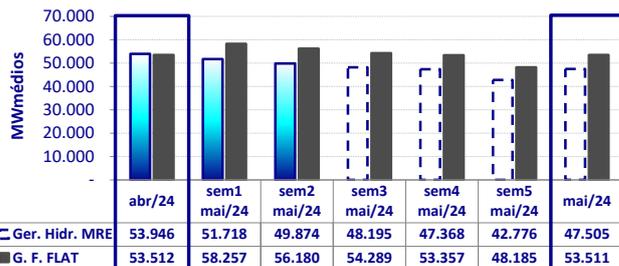


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril e de maio de 2024

O Gráfico 27 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de abril e maio de 2024 (ainda não contabilizados).

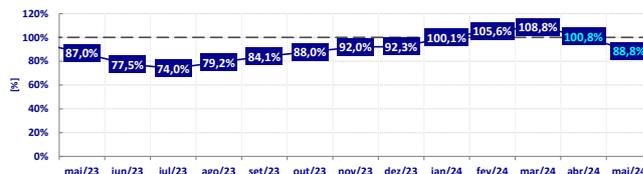


Gráfico 27 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a segunda semana operativa de maio de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – O FSARH 5771 de Taxa de Variação Máxima de Redução da Vazão Turbinada da UHE Machadinho estabelece que, estando a vazão turbinada entre 300 e 910 m³/s, para preservação da ictiofauna do rio Uruguai, todas as reduções de vazão turbinada devem ter acompanhamento das equipes de campo. Por questões de segurança (falta de luminosidade natural), nos períodos das 00:00h às 8:00h e das 16:00 às 24:00h não é possível este acompanhamento. Além disso, o FSARH 5907 da UHE Machadinho, também associado à proteção da ictiofauna, estabelece que, nos períodos das 00:00h às 8:00h e das 16:00 às 24:00h, não sejam realizadas elevações de geração que exijam partidas ou reversões de compensador síncrono para gerador das unidades geradoras. Tais restrições são válidas somente quando a vazão defluente está abaixo de 2.500 m³/s. Assim, no modelo DESSEM, esses FSARHs são representados a partir das restrições 99220 e 99221 no arquivo OPERUH.DAT. Nos decks dos dias 04/05/2024 e 05/05/2024, de acordo com os Níveis de Partida para o DESSEM, a vazão defluente estava acima de 2.500 m³/s, no entanto, essas restrições foram consideradas equivocadamente.
- 2 – De acordo com o relatório "Restrições Elétricas Para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação – 1º Quadrimestre 2024", o Fluxo no Bipolo Foz do Iguaçu – Ibiúna (FFZIN) deve ser limitado pela sua capacidade nominal quando a UHE Itaipu 50 Hz estiver operando com 5 ou mais máquinas. Assim, para todo o horizonte de estudo do modelo DESSEM (com ou sem a representação da rede de transmissão), os limites (inferior e superior) de FFZIN devem considerar o número de conversores disponíveis para a operação. Para os dias sem a representação da rede de transmissão, a partir do 2º dia para o ONS e do 1º dia para o caso da CCEE, o FFZIN foi representado a partir do registro de Restrições Elétricas Especiais (RE 914). No deck do dia 06/05/2024, as seguintes indisponibilidades foram consideradas:

- CV 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz (número 4), conforme SGIs 22.843-23 e 24.295-23;
- CV 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz (número 3), conforme SGI 24.256-24; e,
- CV 345 kV Ibiúna (número 1), conforme 25.940-24.

Entretanto, a recomendação do SGI 25.940-24 (associado à CV 1 de Ibiúna), informa que, devido à simultaneidade com o SGI 24.256-24 (associado à CV 3 de Foz do Iguaçu 50 Hz), o polo ficará operando cruzado. Portanto, este tipo de operação indisponibiliza apenas uma conversora. Assim, de maneira equivocada, para o valor do limite superior da RE 914 foram consideradas três conversoras indisponíveis até às 16:30h do dia 09/05/2024 (correspondente à data de término do SGI 25.940-24) em vez de apenas duas.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: "Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito no dia subsequente à identificação".

### Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

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

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

- UHE P. Primavera e Jupia:
  - Restrição:** Defluência Mínima
  - Valores CCEE:** 3900 e 3300 m<sup>3</sup>/s
  - Valores ONS:** 4600 e 4000 m<sup>3</sup>/s
  - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM.
  - Documento:** FSARH 5780 e 5777.
  - Consideração no PLD:** PMO de junho de 2024.
- UHE Jaguari:
  - Restrição:** Taxa de irrigação
  - Valores CCEE:** 5,2 m<sup>3</sup>/s
  - Valores ONS:** 7,6 m<sup>3</sup>/s
  - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
  - Documento:** Ofício OA 008/2024
  - Consideração no PLD:** PMO de julho de 2024.

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

No momento, se encontram abertas as seguintes Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD:

- Portaria MME 777/2024: divulgação para Consulta Pública a documentação técnica da Equipe de Trabalhos Técnicos da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, que trata dos aprimoramentos metodológicos para o Ciclo 2023/2024. Período para contribuição: até 17/06/2024.