

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 – 3ª 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.

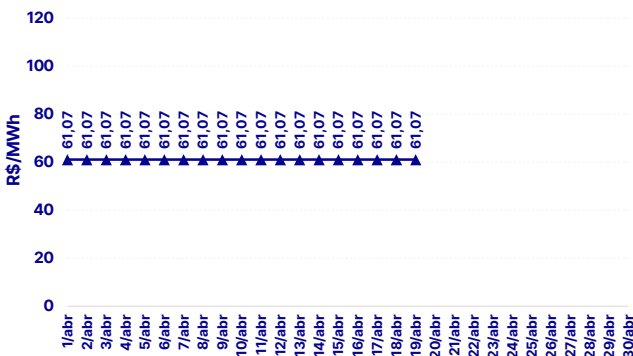


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 13 a 19 de abril de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

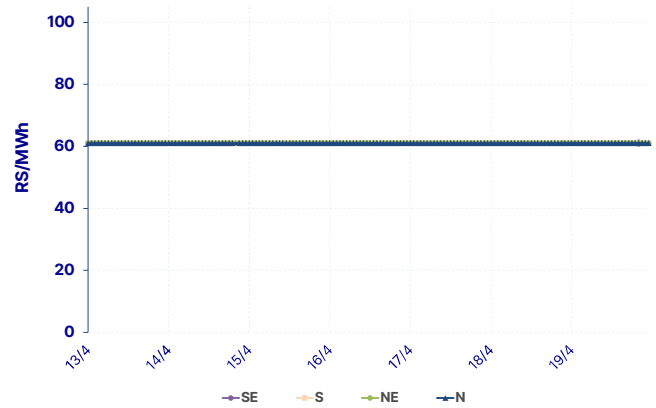


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a terceira 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	79.391	2.388	3.625	10.025	3.048	52.283	3.667	4.356
%	100%	3%	4%	13%	4%	66%	5%	5%

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 13 a 19 de abril de 2024.

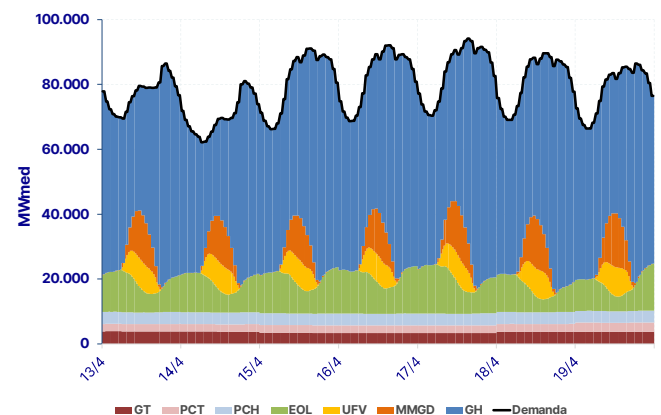


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Durante a terceira 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 – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 20 a 26 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	2,33	2,33	0,00	0,00
Média	2,25	2,25	0,00	0,00
Leve	2,17	2,17	0,00	0,00
Média semanal	2,23	2,23	0,00	0,00

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de abril.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - abr	4ª sem - abr	Variação %
SE/CO	4,95	2,23	-55,0%
S	4,95	2,23	-55,0%
NE	4,87	0,00	-100,0%
N	4,87	0,00	-100,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 20 a 26 de abril, apresentaram variações de: -55,0% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 2,23/MWh; e -100,0% nos submercados Nordeste e Norte, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afliências esperadas para o mês de abril.

Para abril de 2024, espera-se que as afliências fechem em torno de 86% da MLT para o sistema, sendo 85% no Sudeste; 143% no Sul; 66% no Nordeste e 84% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.033 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -712 MWmédios no submercado Sul, -176 MWmédios no submercado Nordeste e -145 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -472 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 368 MWmédios no submercado Sul, -207 MWmédios no submercado Nordeste, -222 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.

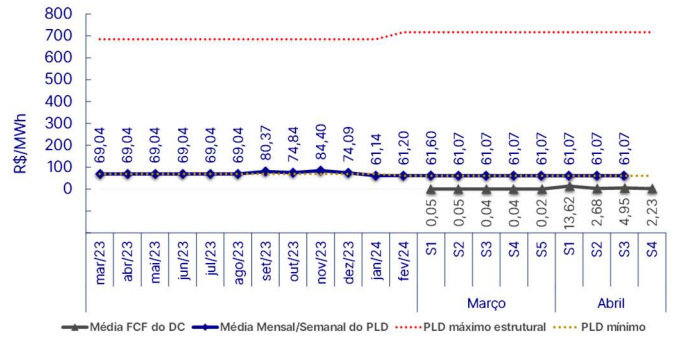


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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.

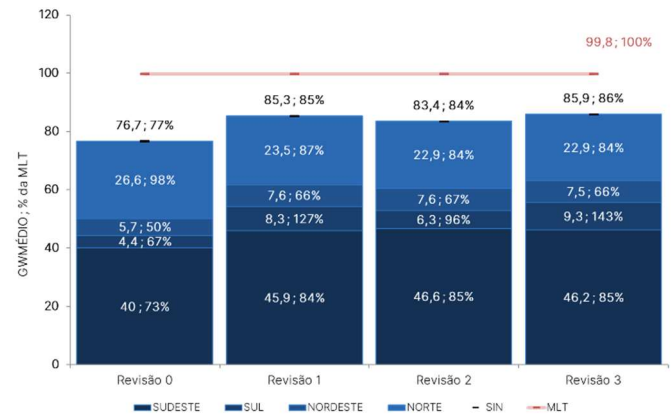


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

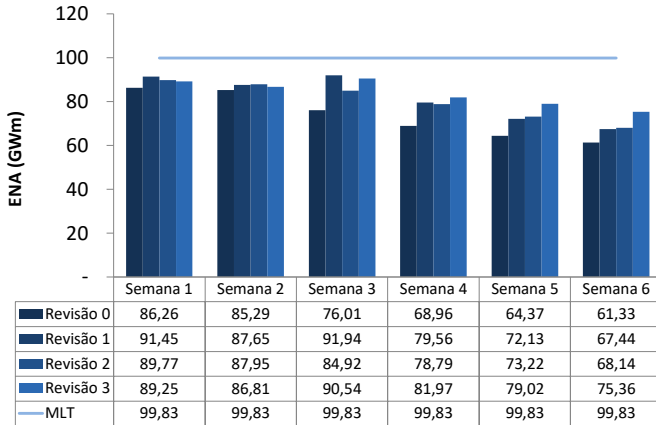


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 MWmédios. Já para abril, os valores de afliências ficaram próximos aos 73.100 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 75.800 MWmédios.

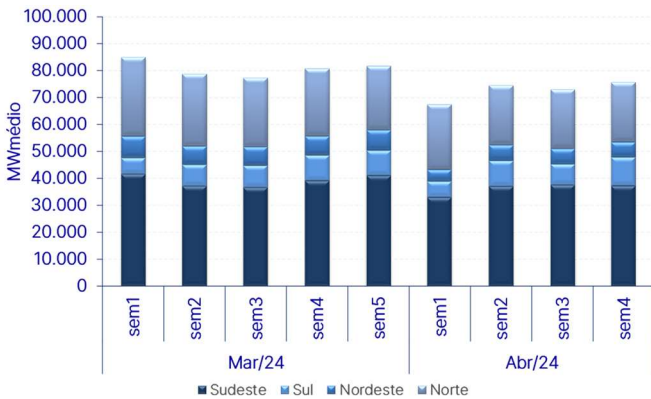


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – março e abril de 2024

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta 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 terceira e a quarta semana de abril considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
-342	2.903	-116	240

### Armazenamento inicial

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

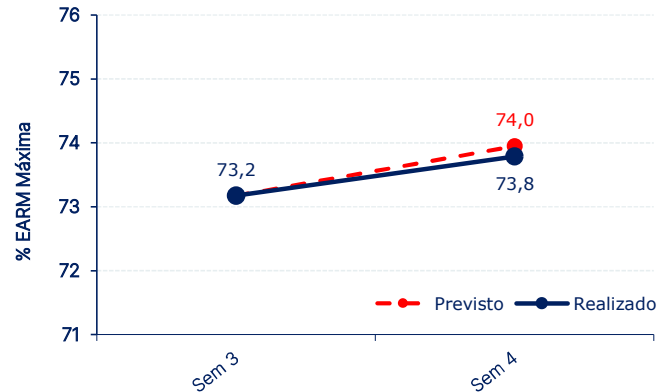


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 74,0% (Energia Armazenada de 217.017 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 73,8% (Energia Armazenada de 216.545 MWmês), o que representou uma queda de -472 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 quarta semana operativa de abril

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	72,7%	149.371	72,5%	148.960	-0,2%	-411
S	59,4%	12.153	61,2%	12.521	1,8%	368
NE	77,9%	40.289	77,5%	40.082	-0,4%	-207
N	96,1%	15.204	94,7%	14.982	-1,4%	-222
SIN	74,0%	217.017	73,8%	216.545	-0,2%	-472

### Carga - DECOMP

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

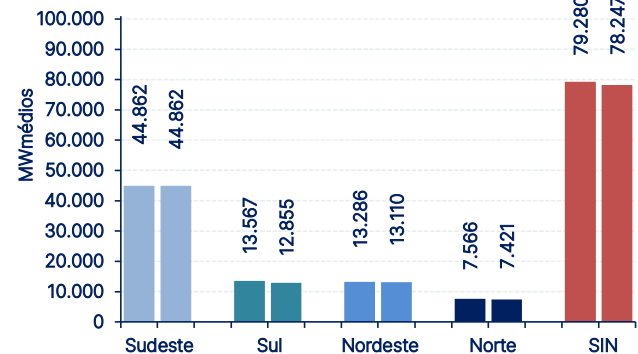


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 quarta semana operativa de abril na RV2 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de abril (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de abril.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-	-712	-176	-145

No âmbito internacional, nos EUA, a prévia de abril do Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan recuou para +77,9 pontos (contra +79,4 em março). O índice de expectativa do consumidor para as condições dos negócios, a sua situação financeira e o mercado de trabalho, teve leve recuo para +77,0 pontos (contra +77,4 pontos em março). Uma piora mais significativa da avaliação sobre a situação corrente, atingindo +79,3 pontos (contra +82,5 pontos), foi observada. Em relação ao volume de construções residenciais iniciadas em março, houve recuo de -14,7% m/m para +1,3 milhão de unidades por ano. O volume de autorizações para futuras construções também recuou: -4,3% m/m para +1,458 milhão de unidades por ano. Com relação às vendas de residências usadas, o volume anualizado de vendas foi de quase +4,3 milhões unidades por ano, o que representou uma queda de -4,3% m/m. Sobre a produção industrial, houve avanço de +0,4% m/m, em março. O aumento da produção no setor manufatureiro (+0,5% m/m) e a recuperação das empresas de serviços públicos (+2,0% m/m), como energia (+2,0% m/m) e gás natural (+2,3% m/m), foram os destaques do mês. Em abril, o índice da atividade industrial do FED da Filadelfia registrou +15,5 pontos, o nível mais alto em dois anos. Ainda sobre os EUA, as vendas no varejo cresceram +0,7% m/m, em março. Na Zona do Euro, a produção industrial avançou +0,8%, atingindo +97,4 pontos, em fevereiro. Em março, a inflação desacelerou com sua medida no núcleo atingindo +2,9% comparado ao mesmo período do ano anterior. Houve desaceleração dos itens Bens industriais (+1,1% contra +1,6% em fevereiro), Energia (-1,8% contra -3,7% em fevereiro) e Alimentação, álcool e tabaco (+2,6% contra +3,9% em fevereiro). O item Serviços se manteve em +4,0%. Na Alemanha, O índice de expectativas de crescimento econômico, do Instituto Zew, subiu para +42,9 pontos, em abril. Na China, as operações de crédito bancário, no primeiro trimestre de 2024, recuaram -10,8% em comparação ao mesmo período do ano anterior. Com relação ao PIB, na comparação interanual, o avanço foi de +5,3%, levemente maior que o observado no 4º trimestre de 2023. Na margem, o crescimento econômico se acelerou: +1,6% ante +1,2% no 4º trimestre de 2023. No âmbito nacional, em fevereiro de 2024, o IBC-Br assinalou crescimento de +2,6% em relação ao mesmo mês do ano passado. Na relação marginal, com ajuste sazonal, o IBC-Br mostrou alta de +0,4%. Com isso, a média móvel de três meses ficou em +0,5%. Na margem, a alta foi impulsionada pelo desempenho do comércio ampliado (+1,2% m/m). Também houve crescimento dos Insumos Típicos da Construção Civil - ITCCs (+1,0% m/m). O setor de serviços (-0,9% m/m) e a indústria geral (-0,3% m/m) anotaram baixas no mês. Com relação ao setor de serviços, em fevereiro, a receita real teve alta de +2,5%, na comparação com o mesmo período no ano passado. Além disso, o IBGE revisou para baixo o crescimento do setor em janeiro, que passou de +4,5% para +4,0%, em base interanual. Já no acumulado do primeiro bimestre, os serviços avançaram +3,3%, frente ao mesmo período de 2023. Descontados os efeitos sazonais, o setor, de serviços se retraiu em -0,9% m/m, em fevereiro. Em março, houve leve aumento da produção de caixas, acessórios e chapas de papelão ondulado em +0,1% m/m. Enquanto isso, no trimestre a alta da produção atingiu +1,7% t/t. Na comparação com o mesmo período de 2023, a produção aumentou em +6,4%. Em relação ao saldo comercial, observou-se um superávit de US\$ +2,0 bi, com exportações de US\$ +6,8 bi e importações de US\$ +4,8 bi, na 2ª semana de abril. No mês, o saldo acumulado é de US\$ +4,8 bi. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, componentes eletrônicos e partes de automóveis foram as principais compras. Quanto à inflação, a segunda prévia de abril do IGP-M registrou deflação de -0,12% (contra -0,31% em março) ancorada na inflação dos preços agropecuários (+0,91% contra +0,38% em março) e deflação dos preços industriais (-0,71% contra -0,85% em março). O IGP-10 apontou

deflação de -0,33% (contra -0,17% em março), com inflação dos preços agropecuários (+0,97% contra 0,07 em março) e deflação dos preços industriais (-1,12% contra -0,57% em março). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +1,95%.

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 3ª revisão para 79.359 MW médios (-0,6%). Ao comparar com a 2ª revisão do PMO, observa-se redução de -693 MW médios (-0,9%) no somatório da carga estimada de todos os submercados. Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +6.648 MW médios (+9,1%) e +5.344 (+7,2%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de abril é de 4.537 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 79.359 MW médios da 3ª revisão do PMO e da carga de 77.479 MW médios do PLAN.

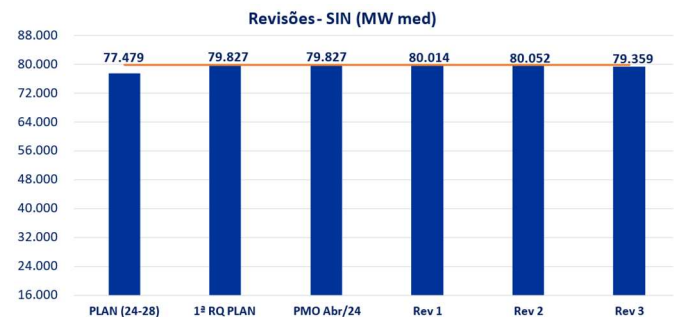


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de abril de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em abril de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +5.344 MW médios e um aumento de +7,2%). O submercado Nordeste apresentou a maior variação percentual absoluta (+8,3%), seguido do SE/CO (+7,6%).

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)
SECO	+3.214 (+7,6%)	+1.062 (+2,4%)
Sul	+762 (+6,0%)	+297 (+2,3%)
Nordeste	+1.006 (+8,3%)	+640 (+5,1%)
Norte	+362 (+5,1%)	-120 (-1,6%)
SIN	+5.344 (+7,2%)	+1.880 (+2,4%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve aumento no somatório da carga para os submercados SE/CO, Sul e Nordeste (totalizando +1.999 MW médios e um aumento de +2,9%). No submercado Norte, houve uma redução marginal de -120 MW médios (-1,6%).

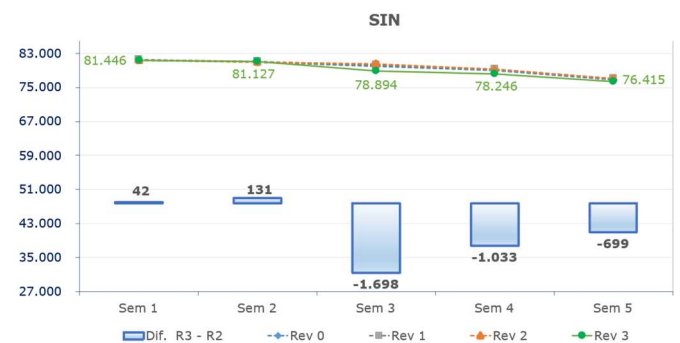


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de abril de 2024

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de abril com as projeções da 2ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma diminuição do somatório da carga verificada dos submercados, totalizando -1.698 MW médios (-2,1%). Para a 4ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados Sul, Nordeste e Norte reduziu -1.033 MW médios (-3,0%), enquanto a carga do submercado SE/CO se manteve. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +78.246 MW médios (vide Gráfico 13).

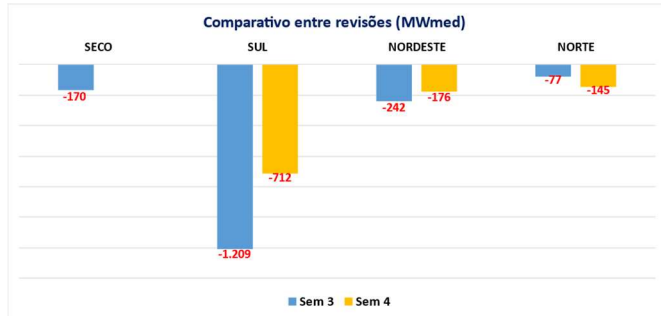


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

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

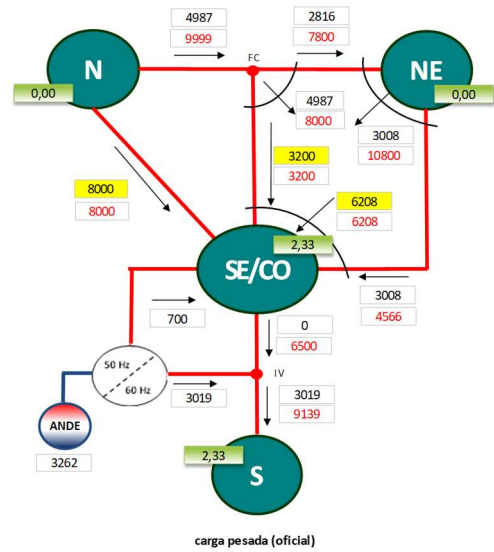
Tabela 9 – Carga prevista para o mês de abril de 2024

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
RV2	81.405	80.997	80.592	79.279	77.114
RV3	81.446	81.127	78.894	78.246	76.415

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

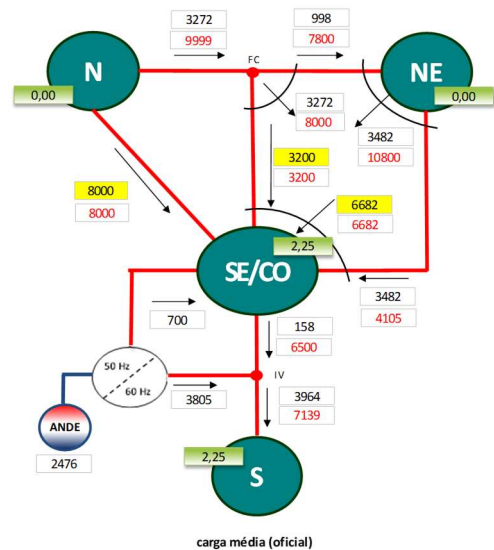
### Intercâmbio entre submercados

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)  
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)  
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado



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

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

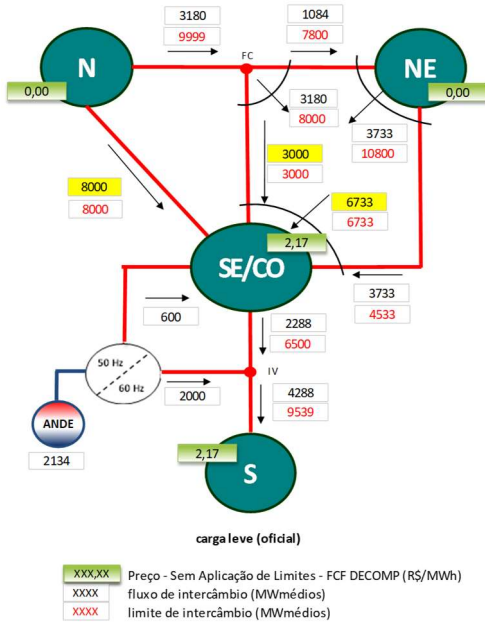


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

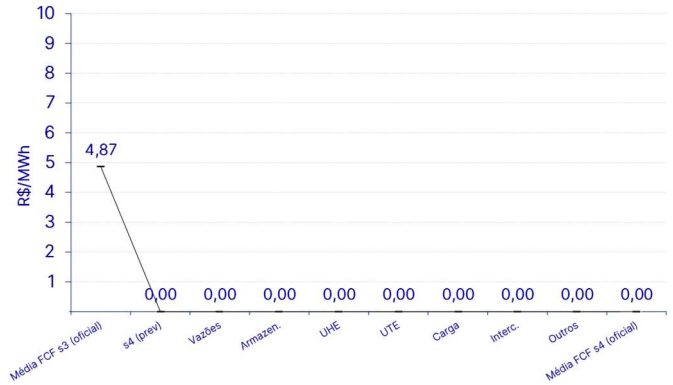


Gráfico 18 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

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

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

### Oferta e demanda

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

### 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 quarta 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 quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas afliências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 2,00/MWh.

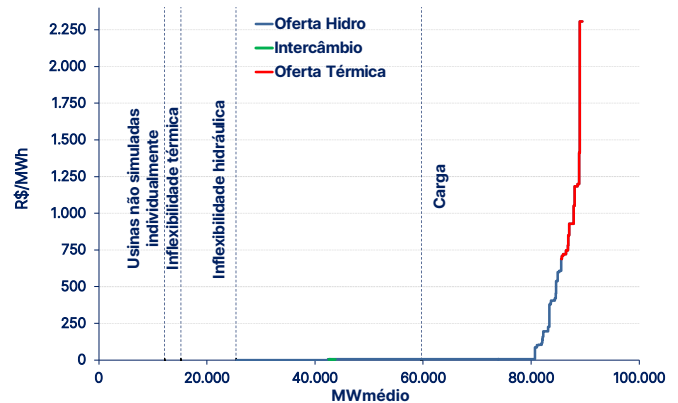


Gráfico 19 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

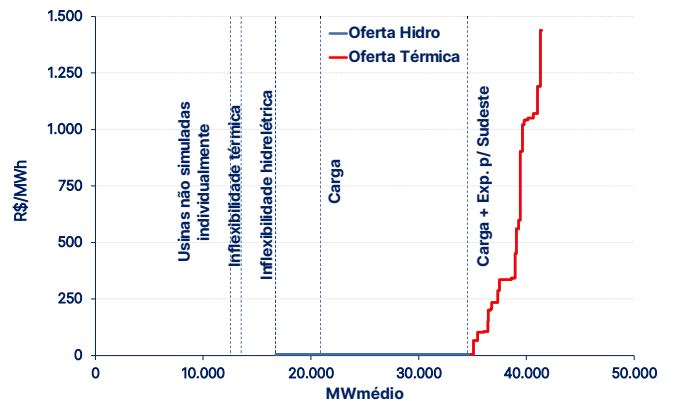


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

### Estimativa preliminar de ESS – abril de 2024

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

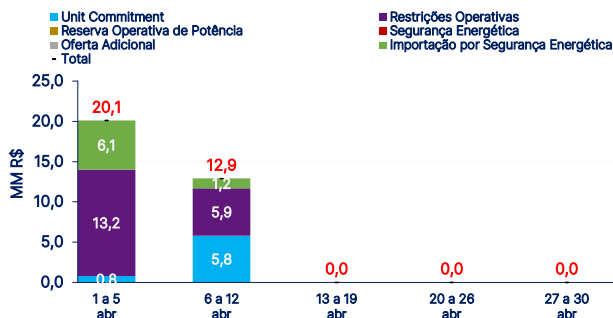


Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

Tabela 10 - 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
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	9,99	2,99	-	-	-	-	12,98
Sul	0,06	-	-	-	-	-	0,06
Nordeste	3,10	2,85	-	-	-	-	5,95
Norte	0,01	0,02	0,01	-	-	-	0,04
Total	13,16	5,86	0,01	0,00	0,00	0,00	19,03
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	0,66	3,17	-	-	-	-	3,83
Sul	-	0,04	-	-	-	-	0,04
Nordeste	0,09	2,58	-	-	-	-	2,67
Norte	0,03	-	0,01	-	-	-	0,04
Total	0,78	5,79	0,01	0,00	0,00	0,00	6,58
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	6,10	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	7,30

O total dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 32,91 milhões, sendo R\$ 6,58 milhões por unit commitment, R\$ 7,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 19,03 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 18 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 19 de abril são idênticos aos do dia 18.

A expectativa para o período de 20 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 3 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 abril é apresentada no Gráfico 22.

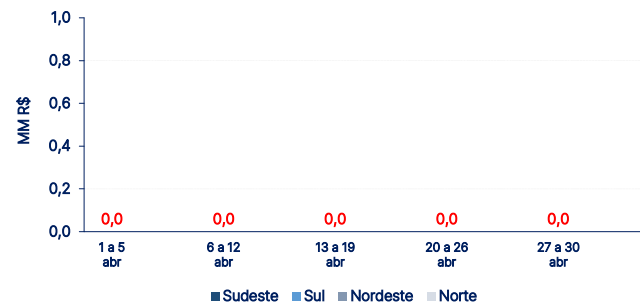


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

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

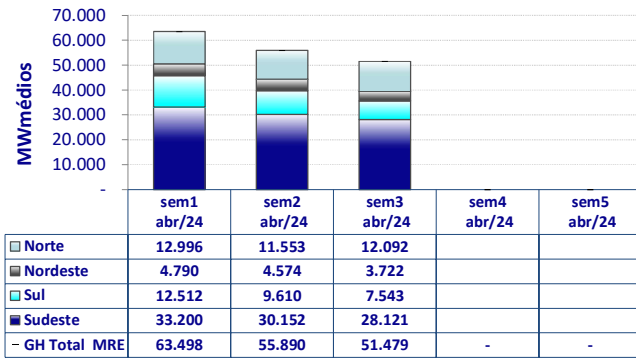


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – fevereiro/2024, publicado em 11 de abril 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 a 18 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 19 de abril são idênticos aos do dia 18.

A expectativa para o período de 20 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 3 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 abril.

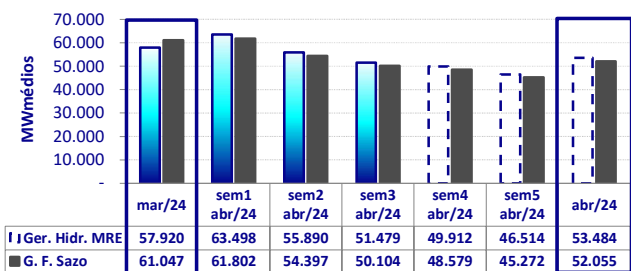


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março e de abril de 2024

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

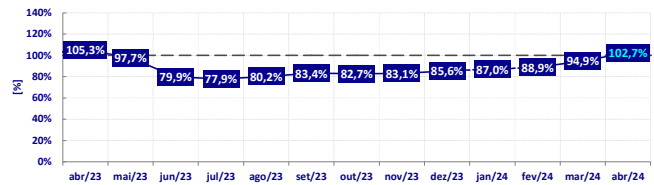


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 março e abril, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para abril.

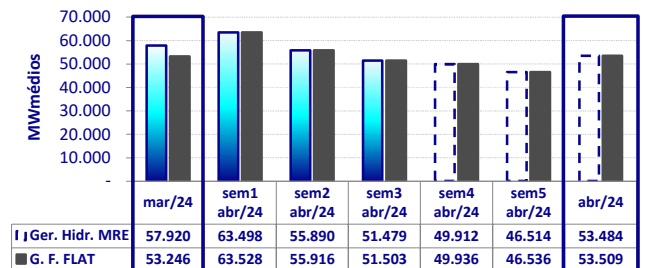


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março e de abril de 2024

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 março e abril de 2024 (ainda não contabilizados).

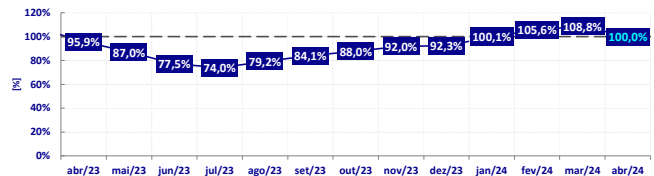


Gráfico 27 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 terceira 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 terceira semana operativa de abril, 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.

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 1.160/2024: suspensão da OC das UG1 a UG64 da UTE Potiguar
- DSP ANEEL 1.185/2024: suspensão da OC da UG3 (419 MW) da UHE G.B. Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)