

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 – 4ª 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.

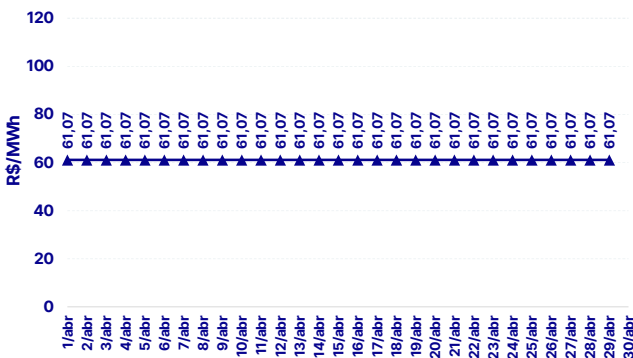


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 20 a 26 de abril de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

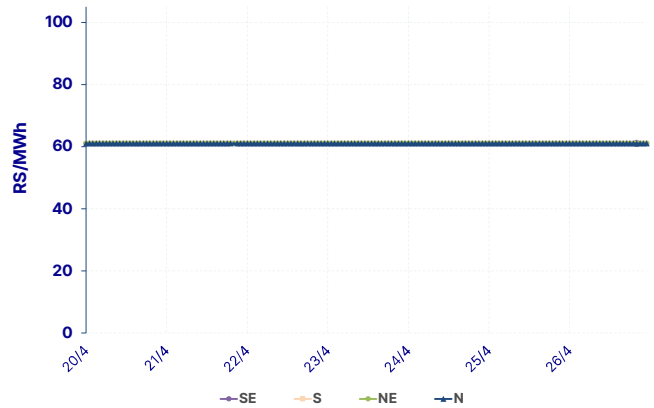


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quarta 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	77.549	2.841	3.623	10.103	3.163	49.357	3.765	4.697
%	100%	4%	5%	13%	4%	63%	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 20 a 26 de abril de 2024.

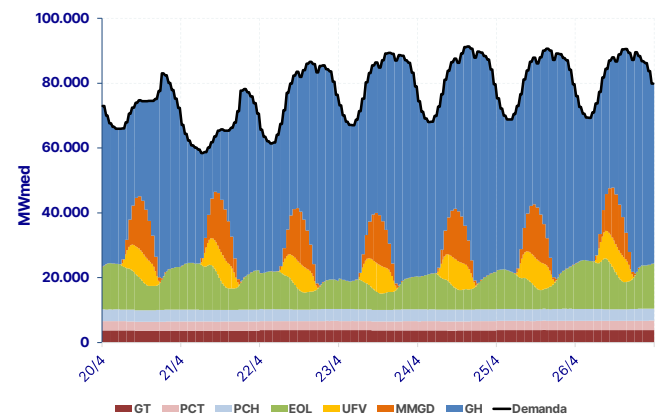


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

Durante a quarta 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 – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de abril a 3 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	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	0,00	0,00	0,00	0,00
Leve	0,00	0,00	0,00	0,00
Média semanal	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - abr	1ª sem - mai	Variação %
SE/CO	2,23	0,00	-100,0%
S	2,23	0,00	-100,0%
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 27 de abril a 3 de maio, apresentaram variações de: -100,0% no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Sul, fechando a R\$ 0,00/MWh; nos submercados Nordeste e Norte, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a melhora nas aflúncias esperadas para o mês de maio.

Para abril de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 86% da MLT para o sistema, sendo 85% no Sudeste; 138% no Sul; 68% no Nordeste e 83% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de maio de 2024 fechem em torno de 88% da MLT para o sistema, sendo 68% no Sudeste; 159% no Sul; 43% no Nordeste e 114% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 94 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 407 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -159 MWmédios no submercado Sul, -312 MWmédios no submercado Nordeste e -30 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -453 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.233 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 307 MWmédios no submercado Sul, 673 MWmédios no submercado Nordeste, -200 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.

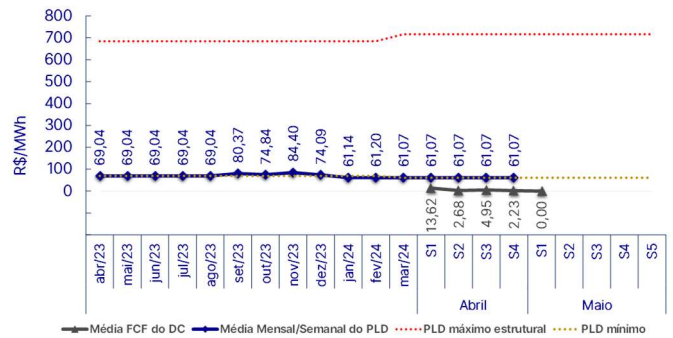


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

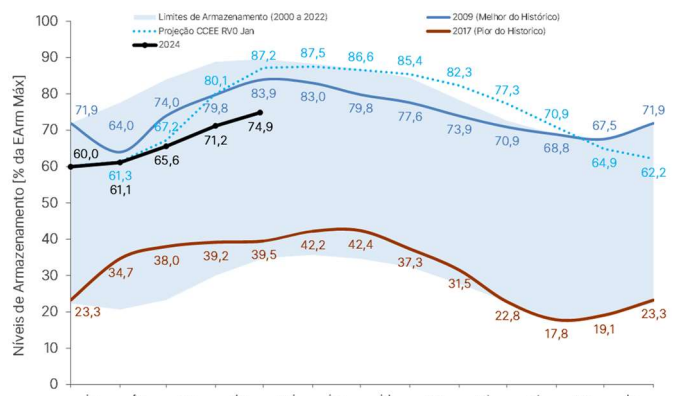


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios no primeiro quadrimestre de 2024.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 28 de abril de 2024, com os verificados no final de março de 2024, observamos as seguintes variações: 5,1% para o Sudeste, 2,6% para o Sul, 6,5% para o Nordeste e 0,3% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 28 de abril de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -13,2% no Sudeste, -14,5% no Sul, -12,5% no Nordeste e -3,1% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento

do modelo NEWAVE nos meses de abril e maio de 2024, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em abril e maio de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
abr/23	73,6%	65,0%	77,3%	96,3%
mai/23	73,0%	67,7%	78,6%	95,3%
Diferenças	-0,6%	2,7%	1,3%	-1,0%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a maio, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para maio, está igual ou acima da MLT para o REE Iguaçu gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média, com exceção do REE de Itaipu e Manaus, que apresentaram cenários passados acima e abaixo da média, com cenário futuro acima da MLT.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	SET	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	Ordem	Previsão Maio % da MLT
Sudeste	78 (10)				98 (13)	82 (3)	89 (73)	3	90
Madeira	74 (26)		76 (-13)	62 (8)	69 (-7)	81 (-9)	69 (40)	5	62
Teles Pires	70 (22)						99 (78)	1	90
Itaipu	111 (32)						99 (88)	1	103
Parana	69 (19)				50 (16)	60 (8)	89 (68)	3	79
Paranapanema	80 (-2)		94 (39)	38 (-8)	44 (-5)	43 (9)	56 (37)	5	78
Sul	202 (3)				106 (-22)	172 (8)	148 (87)	3	151
Iguaçu	151 (8)						114 (84)	1	109
Nordeste	55 (17)						71 (85)	1	64
Norte	71 (1)					77 (-21)	91 (76)	2	96
Belo Monte	71 (-7)						82 (83)	1	85
Manaus	84 (-17)			115 (29)	61 (-2)	65 (3)	104 (49)	4	109

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs, e o índice entre parênteses indica o peso das afluências passadas de cada um dos meses na determinação da tendência hidrológica.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas - UFV; eólicas - UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, considerou a suspensão da UG3 da UHE G. B. Munhoz.

² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

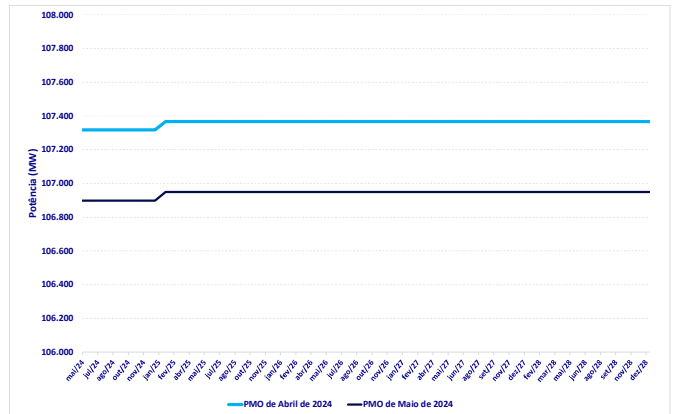


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação da interligação de Boa Vista.

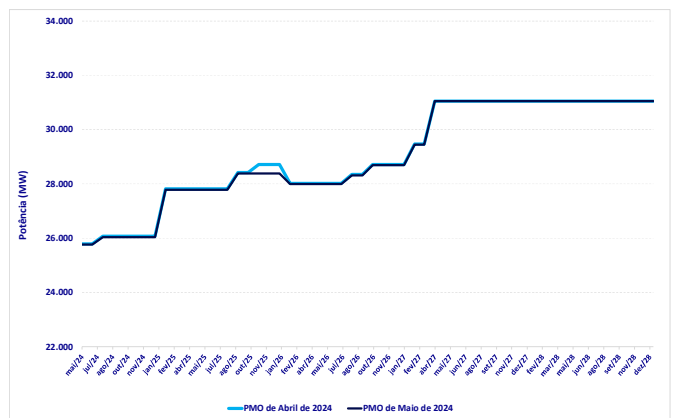


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD, de abril e maio é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu variação da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética - PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma redução de aproximadamente -274 MW médios na expectativa para o período.

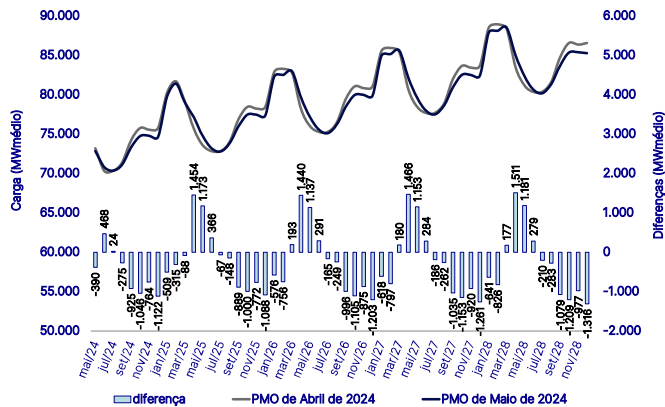


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

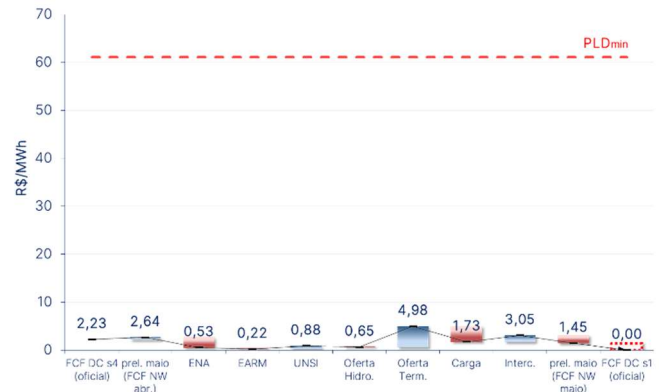


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de abril e maio é ilustrada no Gráfico 9.

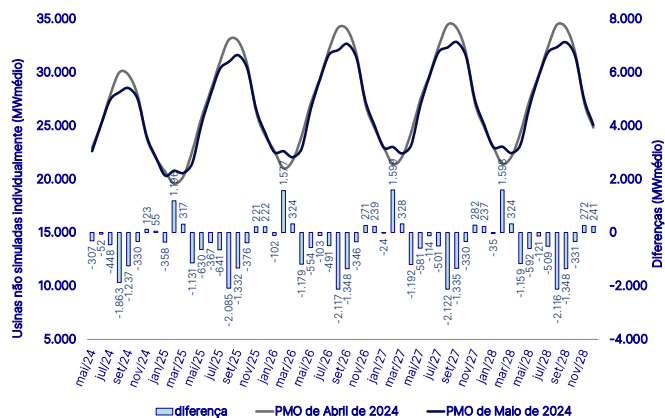


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma redução média de -364 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -2.122 MWmédios em agosto/2023.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de maio de 2024 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 2,20/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores resultou na redução de aproximadamente R\$ 2,10/MWh na FCF do modelo NEWAVE. A atualização da oferta térmica apresentou uma elevação de aproximadamente R\$ 4,30/MWh, enquanto a atualização da carga teve uma redução de cerca de R\$ 3,20/MWh.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

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.

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

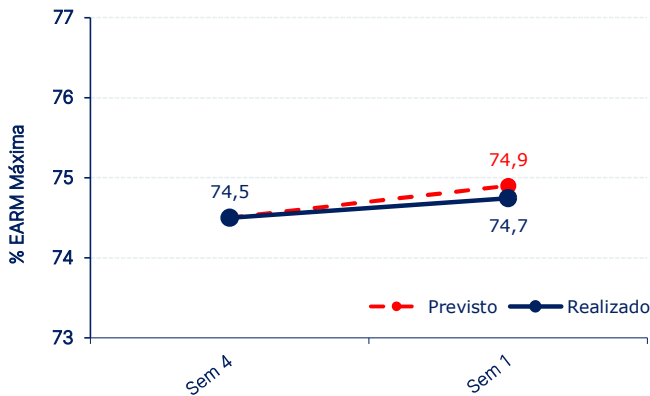


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 74,9% (Energia Armazenada de 219.772 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 74,7% (Energia Armazenada de 219.319 MWh), o que representou uma queda de -453 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWh) prevista e realizada para a primeira semana operativa de maio

Submercado	RV0 – previsto		RV0 – realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	73,5%	151.015	72,9%	149.782	-0,6%	-1.233
S	66,2%	13.544	67,7%	13.851	1,5%	307
NE	77,3%	39.978	78,6%	40.651	1,3%	673
N	96,3%	15.235	95,3%	15.035	-1,3%	-200
SIN	74,9%	219.772	74,7%	219.319	-0,2%	-453

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de maio.

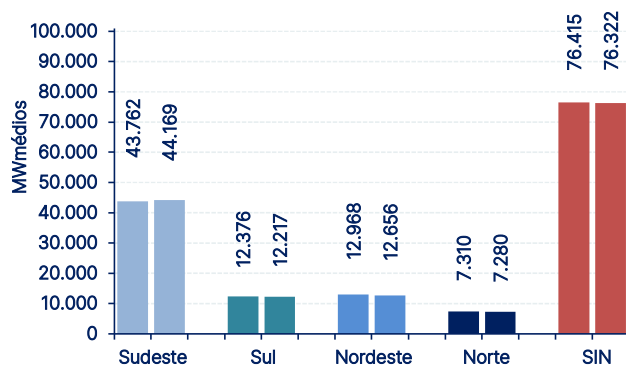


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de maio na RV3 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de maio (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de maio.

Tabela 8 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
407	-159	-312	-30

No âmbito internacional, nos EUA, o indicador de atividade econômica do Fed de Chicago apresentou crescimento abaixo da média histórica atingindo +0,15, em março (contra +0,09 em fevereiro). A média móvel trimestral do índice, por sua vez, aumentou de -0,28 em fevereiro para -0,19 em março. Sobre vendas de residências novas, o volume anualizado foi de +693 mil unidades em março. Como o resultado de fevereiro foi revisado para +637 mil unidades, a variação na margem em março foi de +8,8%. Em relação ao PIB, no 1º trimestre de 2024 observou-se crescimento de +1,6%, comparado ao trimestre anterior, e de +3%, comparado ao mesmo período do ano anterior. As maiores contribuições para esse avanço menor que o esperado decorreu de itens voláteis como estoques (-0,35 ponto percentual) e exportações líquidas (-0,86 pp). Quanto à inflação, na passagem do 4º trimestre de 2023 para o 1º trimestre de 2024, a alta anualizada foi de +3,7% ao ano. Na comparação interanual, o núcleo do deflator do PCE se manteve em desaceleração no primeiro trimestre: +2,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. A confiança e expectativas de inflação dos consumidores pioraram em abril como mostra o índice de sentimento do consumidor da Universidade de Michigan que caiu para +77,2 pontos em comparação com os +79,4 registrados em março. Na Zona do Euro, enquanto o PMI do setor de serviços intensificou seu crescimento, +52,9 pontos em abril, o seu correspondente para a indústria continuou a registrar números mais fracos (+45,6 pontos), em abril. Esse comportamento diferenciado também foi observado nas duas principais economias da zona do euro. Na Alemanha o PMI do setor de serviços atingiu +53,3 pontos enquanto o PMI da indústria atingiu +42,2 pontos. Na França, os PMIs do setor de serviços e da indústria ficaram respectivamente em +50,5 e +44,9 pontos. Na Alemanha, o indicador de ambiente de negócios voltou a crescer atingindo +89,4 pontos. Novamente, o índice de expectativas foi o destaque com avanço de +2,7%, atingindo +89,9 pontos. O Índice de Confiança econômica teve leve queda, em abril, atingindo +95,6 pontos (contra +96,2 pontos em março). No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial, observou-se um superávit de +US\$ 2,9 bilhões, com exportações de +US\$ 8,0 bilhões e importações de +US\$ 5,1 bilhões, na 3ª semana de abril. No mês, o saldo acumulado é de +US\$ 7,7 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, petróleo e componentes eletrônicos foram as principais compras. Sobre a confiança do consumidor, o índice (ICC), com ajuste sazonal, subiu +2,1% m/m em abril, para chegar aos +93,2 pontos. Em médias móveis trimestrais tem-se tendência de alta com +0,9%. O Índice de Confiança da Construção (ICST), com ajuste sazonal, caiu -1,4% m/m, para +95,2 pontos, em abril. Em médias móveis trimestrais, tem-se -0,2%. O Índice de Confiança da Indústria (ICI), com ajuste sazonal, subiu +0,3% m/m, e agora registra +96,8 pontos, em abril. Em médias móveis trimestrais tem-se -0,2%. Quanto à inflação, o IPCA-15 de abril registrou +0,21%. Quatro dos nove grupos desaceleraram: Alimentação (+0,61% contra +0,91 em março), Habitação (+0,07% contra +0,19 em março), Transportes (-0,49% contra +0,43 em março) e Educação (+0,05% contra +0,14 em março). O IGP-M registrou alta de +0,31% m/m (contra -0,47% m/m em março), com inflação dos preços agropecuários (+1,47% m/m contra 0,62% m/m em março) e deflação dos preços industriais (-0,13% m/m contra -1,26% m/m em março). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,02%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de abril de 2024. Em termos mensais, o PMO de abril projetou uma carga para o SIN no valor de 79.827 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de maio para o mês de abril foi de 79.577 MW médios (-0,3%). Ao comparar com a 3ª revisão, observa-se que o somatório da carga dos submercados SE/CO, Sul e Nordeste aumentaram +229 MW médios (+0,3%) enquanto a carga do submercado Norte reduziu -11 MW médios (-0,1%). Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +6.866 MW médios (+9,4%) e +5.562 MW médios (+7,5%), respectivamente.

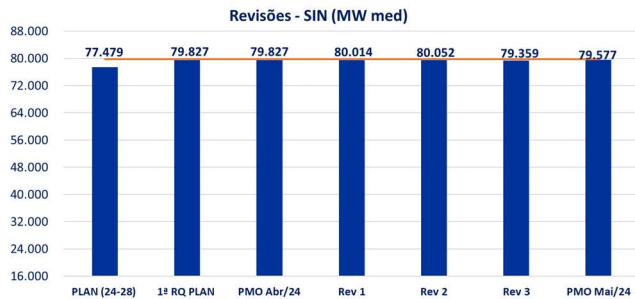


Gráfico 13 – Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril

O Gráfico 14 apresenta a carga de maio de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 77.072 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em maio de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +7.430 MW médios (+10,7%) e de +4.035 MW médios (+5,5%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de maio é de 4.261 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 77.072 MW médios do PMO e da carga de 77.182 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

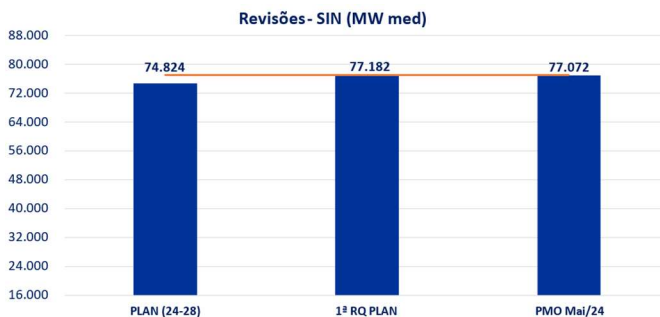


Gráfico 14 – Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada 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 do PMO com os valores verificados em maio de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +4.035 MW médios e um aumento de +5,5%). O submercado Nordeste apresentou a maior variação percentual absoluta (+5,7%), seguido dos submercados SE/CO e Sul (+5,6%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Mai/24 e a carga observada em Mai/23 e a projeção do 1º RQ do PLAN (24-28).

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+2.298 (+5,6%)	+0 (+0,0%)
Sul	+690 (+5,6%)	-0 (-0,0%)
Nordeste	+705 (+5,7%)	+0 (+0,0%)
Norte	+342 (+4,7%)	-110 (-1,4%)
SIN	+4.035 (+5,5%)	-110 (-0,1%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve redução marginal de -120 MW médios (-1,4%) na carga do submercado Norte. As projeções das cargas dos demais submercados foram mantidas.

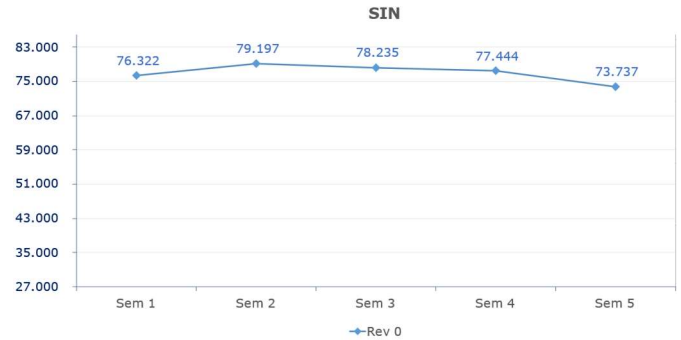


Gráfico 15 – Projeção da carga do PMO de maio de 2024

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de maio são apresentados no Gráfico 16, onde a carga prevista para o SIN é de 76.322 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 57,9% da carga (vide Gráfico 16).

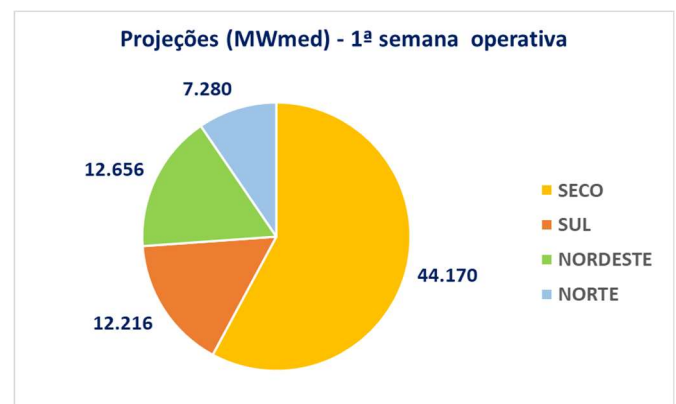


Gráfico 16 – Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de maio por submercado.

A Tabela 10 ilustra os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

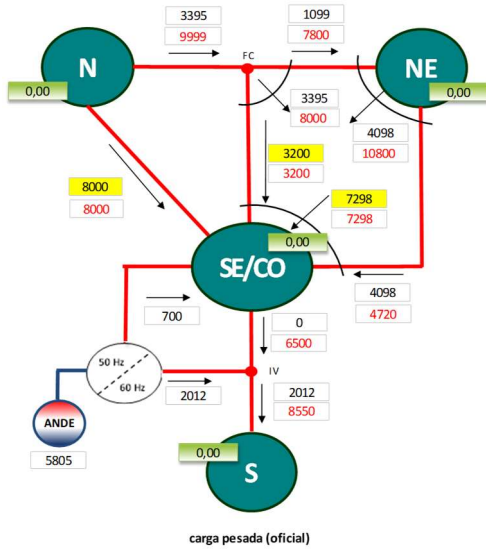
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de maio de 2024.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	76.322	79.197	78.235	77.444	73.737

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

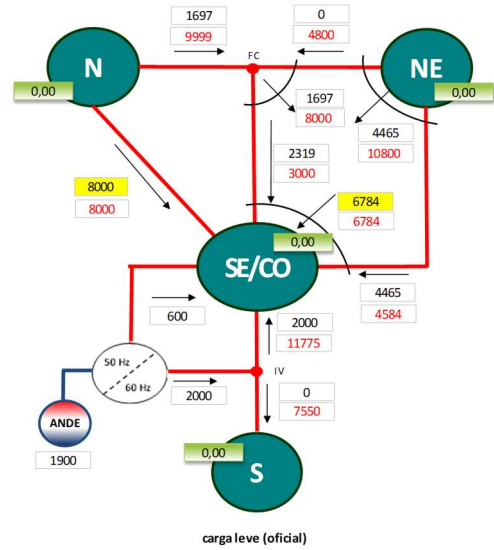
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 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.



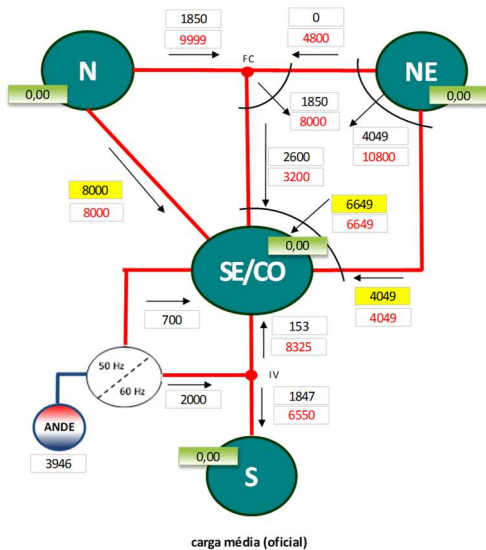
XXXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 17 - 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 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve



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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

Declaração de CVU

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

Para a primeira 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 20 ilustra os principais impactos na FCF.

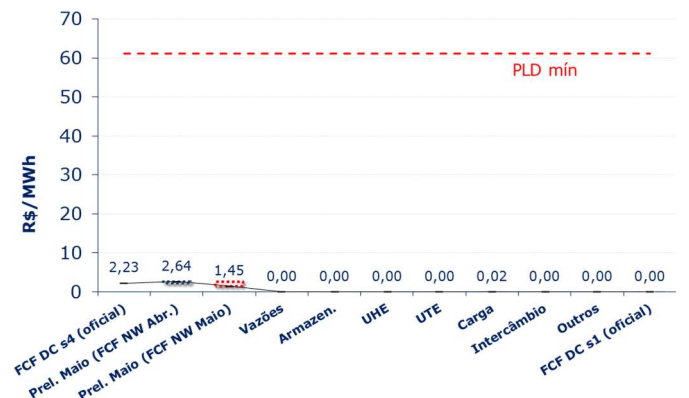


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluências reduziu a FCF para R\$ 0,00/MWh.

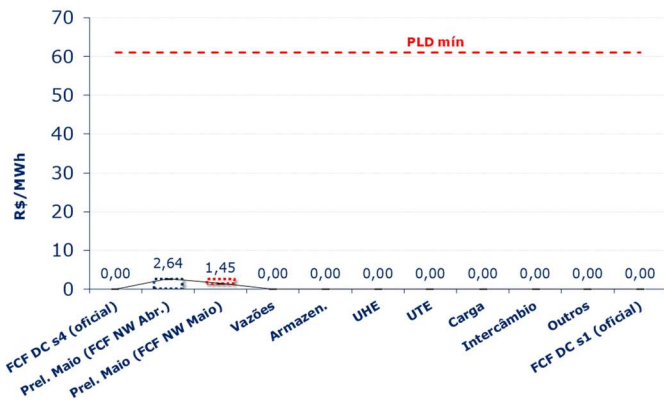


Gráfico 21 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

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.

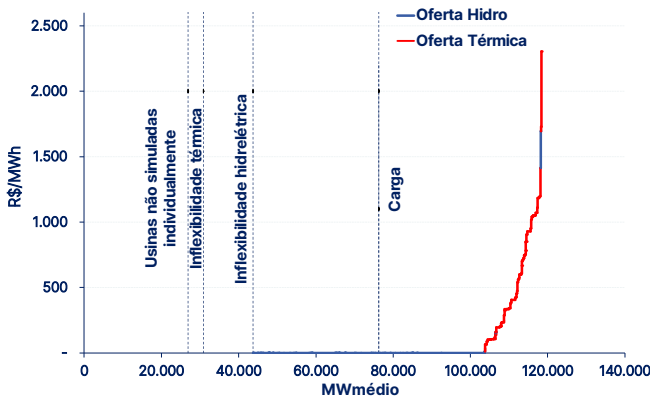


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – abril e maio de 2024

O Gráfico 23 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de abril de 2024.

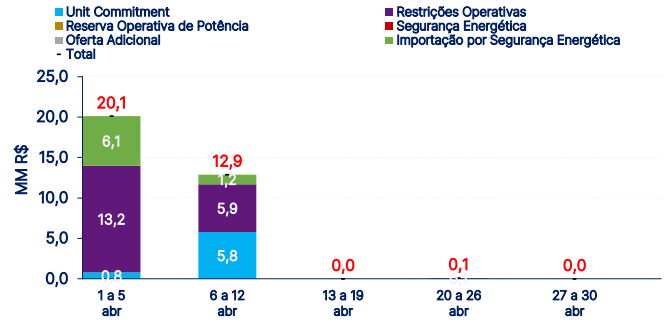


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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	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
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,66	3,17	-	-	-	-	3,83
Sul	-	0,04	-	-	-	-	0,04
Nordeste	0,09	2,58	-	-	-	-	2,67
Norte	0,03	-	0,01	0,05	-	-	0,09
Total	0,78	5,79	0,01	0,05	0,00	0,00	6,63
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	6,10	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	7,30

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 32,96 milhões, sendo R\$ 6,63 milhões por unit commitment, R\$ 7,30 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 19,03 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 24 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2024.

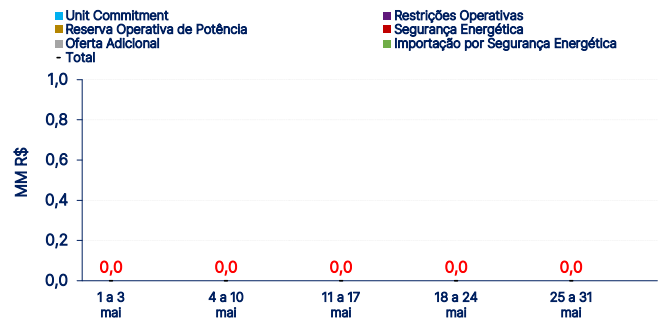


Gráfico 24 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 12 – 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
Restrição Operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 24 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de abril a 25 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de abril são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponíveis no site do ONS. Os dados do dia 29 de abril são idênticos aos do dia 28.

A expectativa para o período de 30 de abril 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 0 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.

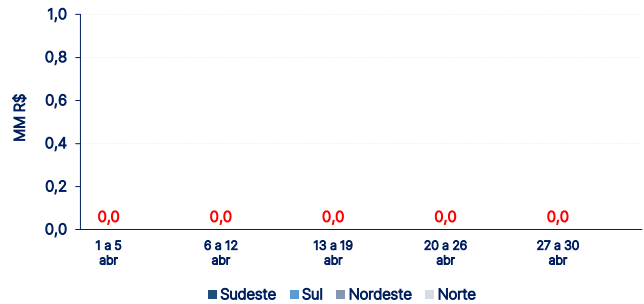
Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

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 Anel, 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.

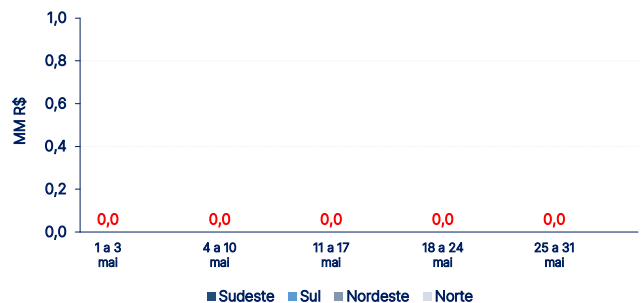
Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para abril é apresentada no Gráfico 25.


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no Gráfico 26.

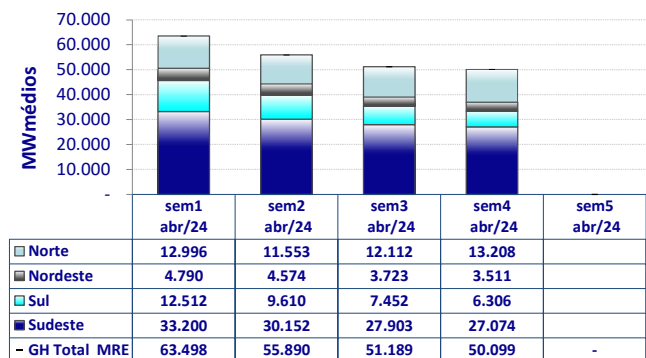

Gráfico 26 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 26 resulta na expectativa de R\$ 0,00 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 27 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para abril de 2024.


Gráfico 27 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 28 e no Gráfico 29 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 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 abril a 25 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de abril são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 29 de abril são idênticos aos do dia 28.

A expectativa para o período de 30 de abril 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 0 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 ambos os meses.

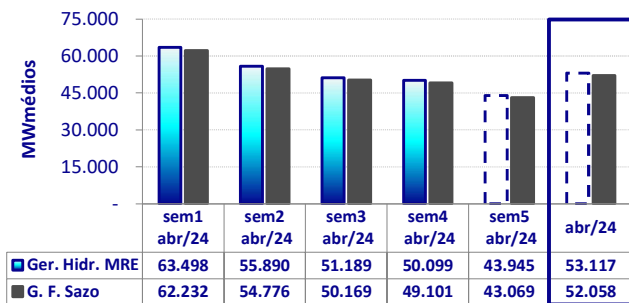


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2024

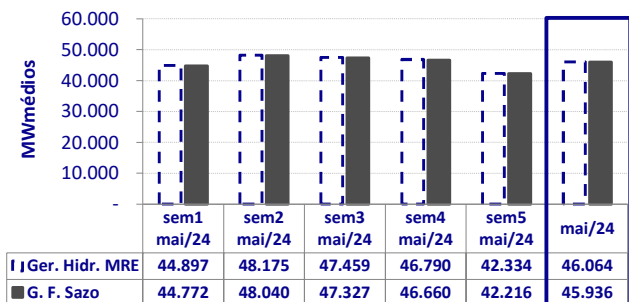


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2024

O Gráfico 30 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2024 (ainda não contabilizados).

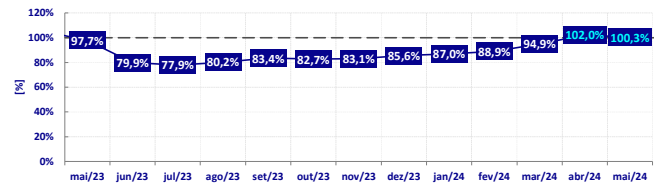


Gráfico 30 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 31 e no Gráfico 32 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 ambos os meses.

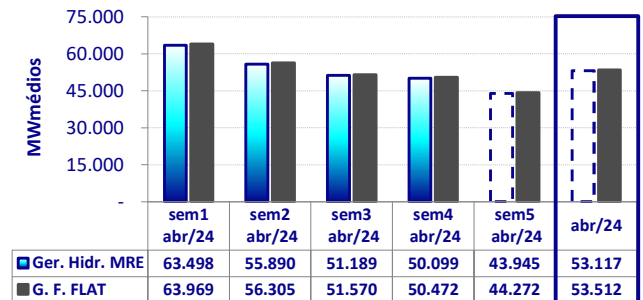


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2024

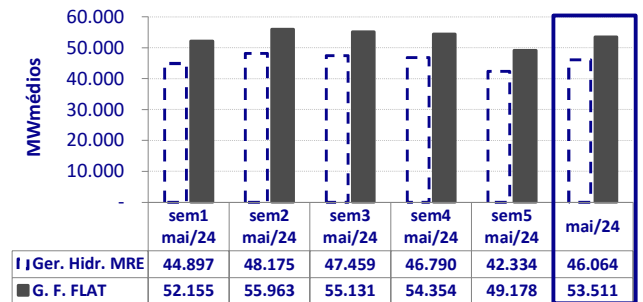


Gráfico 32 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2024

O Gráfico 33 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).

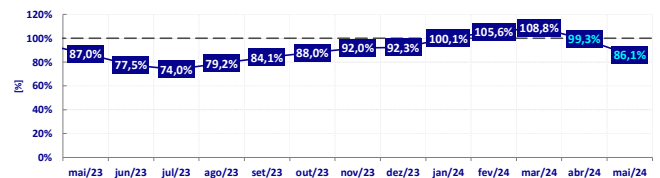


Gráfico 33 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 34 até o Gráfico 37 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de maio de 2024 a junho de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: SMAP 2021 e SMAP 2007.

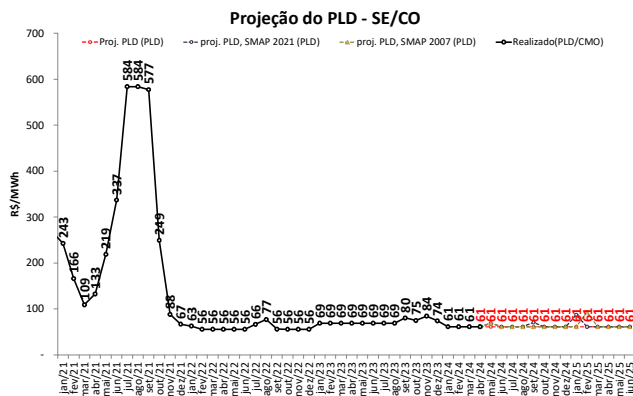


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

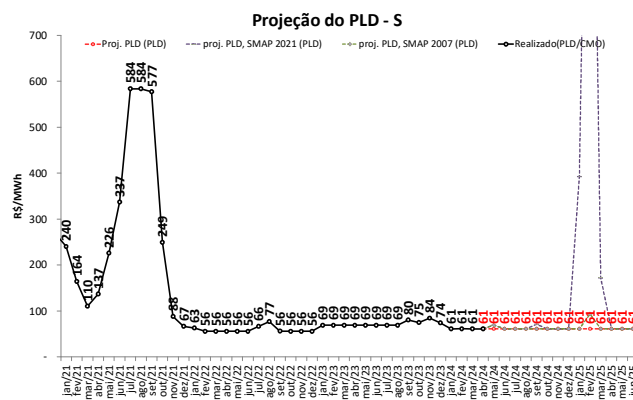


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Sul

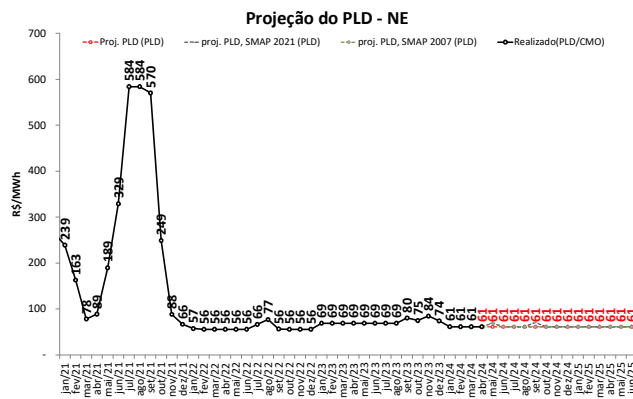


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Nordeste

Projeção do PLD - N

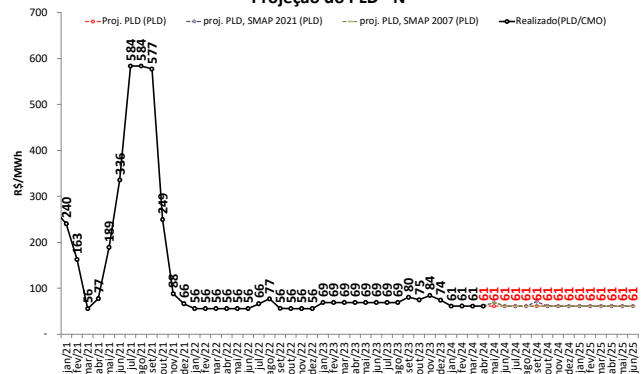


Gráfico 37 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 13 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de maio de 2024 a junho de 2025.

SECO	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
S	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
NE	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
N	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007	69	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61

Tabela 13 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

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

- DSP ANEEL 1.169/2024: alteração dos valores dos parâmetros C, F, G e I do CVU da UTE Nova Piratininga, a vigorar a partir de 28/04
- DSP ANEEL 1.294/2024: CVU da UTE Termopernambuco
- DSP ANEEL 1.295/2024: CVU da UTE Norte Fluminense

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.