

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 – 5ª 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.

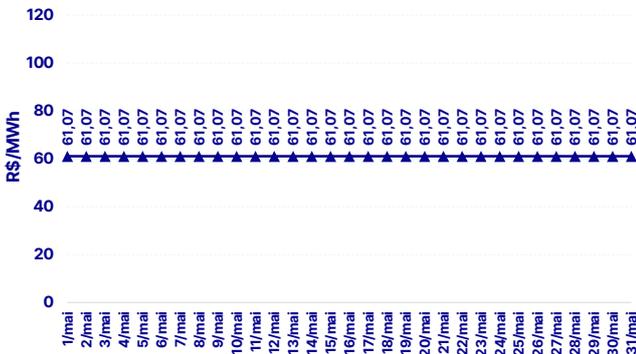


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 25 a 31 de maio de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

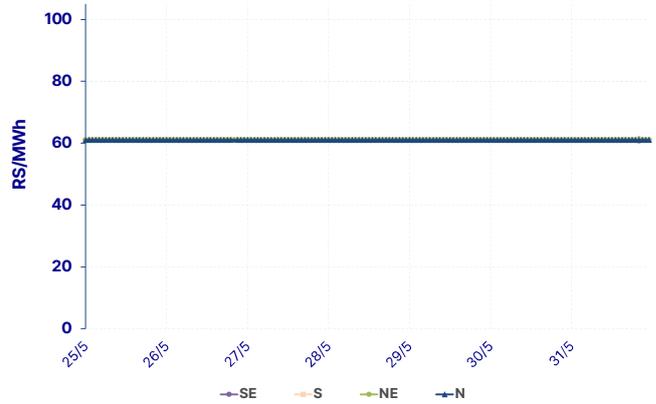


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quinta 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	73.351	4.002	3.255	11.980	3.315	43.966	2.979	3.855
%	100%	6%	4%	16%	5%	60%	4%	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 25 a 31 de maio de 2024.

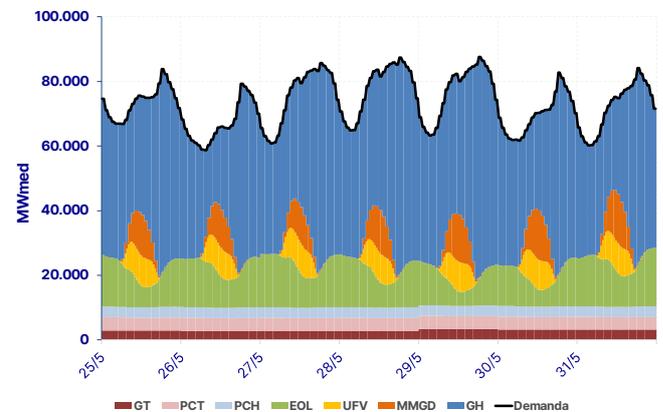


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

Durante a quinta 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 1 a 7 de junho 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	23,70	23,70	23,70	23,70
Média	22,97	22,97	22,97	22,97
Leve	22,79	22,79	22,79	22,79
Média semanal	23,01	23,01	23,01	23,01

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - mai	1ª sem - Jun	Variação %
SE/CO	0,96	23,01	2303,4%
S	0,96	23,01	2303,4%
NE	0,96	23,01	2303,4%
N	0,96	23,01	2303,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 1 a 7 de junho, apresentaram variações de: 2.303,4% em todos os submercados, fechando a R\$ 23,01/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês de junho e a atualização nos parâmetros das UHEs.

Para maio de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 92% da MLT para o sistema, sendo 61% no Sudeste; 320% no Sul; 45% no Nordeste e 73% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de junho de 2024 fechem em torno de 62% da MLT para o sistema, sendo 53% no Sudeste; 93% no Sul; 40% no Nordeste e 70% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 735 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 458 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -373 MWmédios no submercado Sul, 507 MWmédios no submercado Nordeste e 144 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 741 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 552 MWmédios no submercado Sul, 310 MWmédios no submercado Nordeste, -121 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

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.

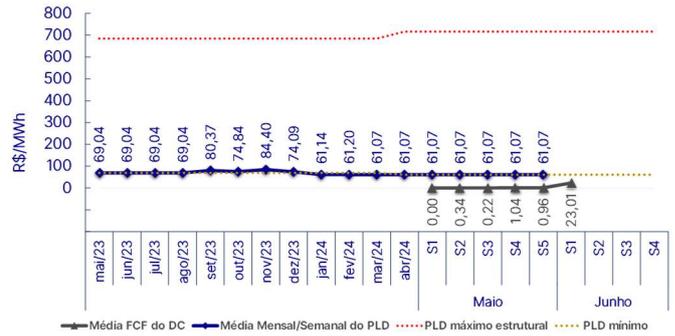


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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, com estabilização do volume ao longo do mês de maio.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 2 de junho de 2024, com os verificados no final de abril de 2024, observamos as seguintes variações: -1,8% para o Sudeste, 17,3% para o Sul, -4,2% para o Nordeste e 0,8% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 2 de junho de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -15,2% no Sudeste, 13,4% no Sul, -14,6% no Nordeste e -1,9% 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 maio e junho 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 maio e junho de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
mai/23	71,1%	90,5%	73,3%	97,0%
jun/23	71,2%	93,5%	73,9%	96,2%
Diferenças	0,1%	3,0%	0,6%	-0,8%

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 junho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para junho, está igual ou acima da MLT para os REEs Sul e 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 dos REEs Teles Pires, Itaipu e Manaus, que apresentaram cenários passados acima e abaixo da média, com cenários futuros abaixo da MLT.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	Ordem	Previsão Junho % da MLT
Sudeste	77 (18)						65 (82)	1	69
Madeira	71 (0)					67 (-22)	65 (78)	2	65
Teles Pires	68 (25)					101 (-13)	80 (61)	2	71
Itaipu	106 (25)						66 (75)	1	79
Parana	66 (25)						55 (75)	1	55
Parapanema	77 (18)						37 (82)	1	37
Sul	236 (8)						494 (84)	1	308
Iguaçu	161 (24)						171 (78)	1	149
Nordeste	54 (83)						44 (67)	1	50
Norte	69 (24)						71 (78)	1	68
Belo Monte	66 (12)						79 (88)	1	63
Manaus	83 (-6)	97 (20)	115 (-0)	61 (14)	65 (11)	94 (-5)	105 (44)	6	95

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 o retorno da operação comercial da UG3 da UHE G. B. Munhoz e a suspensão da UG10 da UHE Tucuruí.

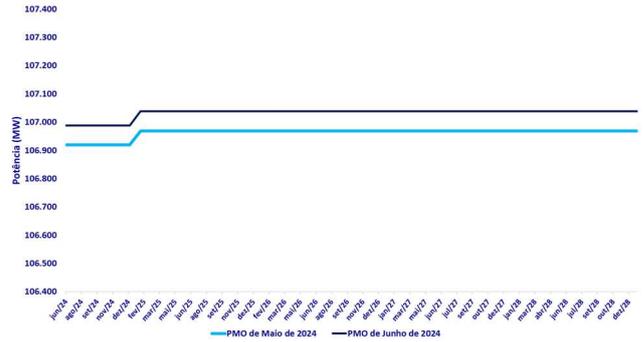


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação das UTEs Camaçari Muricy II e Pecém II, e a adequação de característica técnica do Complexo J. Lacerda.

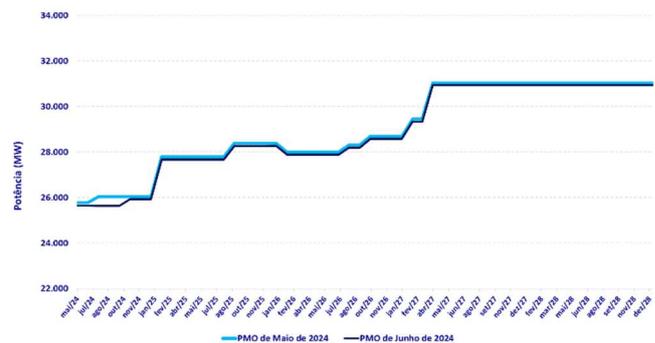


Gráfico 7 – Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

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

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 783 MWmédios para o primeiro mês, e 899 MWmédios no segundo mês.

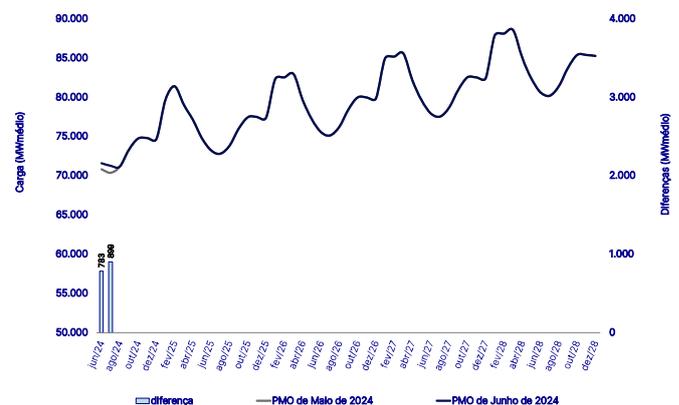


Gráfico 8 – Carga no NEWAVE – SIN

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

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 maio e junho é ilustrada no Gráfico 9.

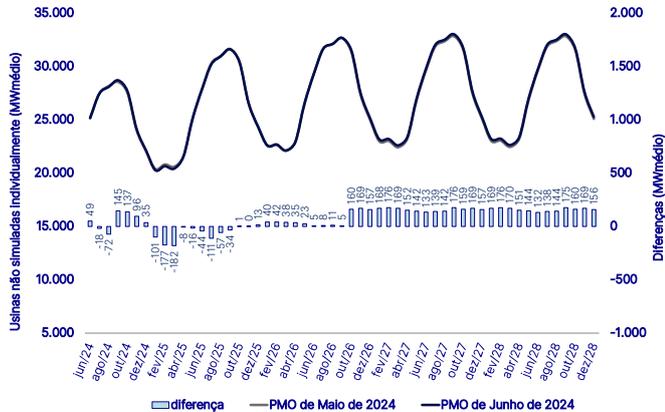


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 75 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -182 MWmédios em março/2025.

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 junho de 2024 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

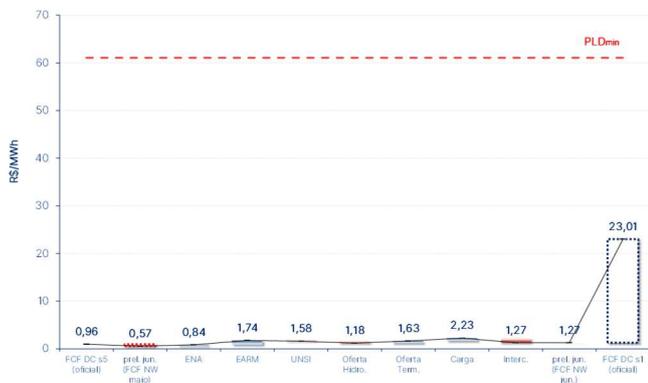


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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\$ 1,00 /MWh. A atualização da EARM realizada no mês anterior resultou na elevação de aproximadamente R\$ 0,70/MWh na FCF do modelo NEWAVE. A atualização da carga apresentou elevação de aproximadamente R\$ 0,50/MWh, enquanto o intercâmbio teve uma redução de cerca de R\$ 1,00/MWh.

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

DECOMP

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.

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.

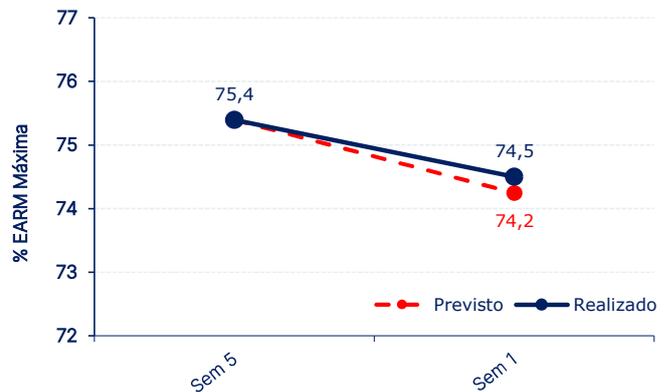


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 74,2% (Energia Armazenada de 217.827 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 74,5% (Energia Armazenada de 218.568 MWmês), o que representou um aumento de 741 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de junho

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	71,1%	146.084	71,1%	146.084	-	-
S	90,8%	18.577	93,5%	19.129	2,7%	552
NE	73,3%	37.910	73,9%	38.220	0,6%	310
N	96,7%	15.256	96,2%	15.135	-0,8%	-121
SIN	74,2%	217.827	74,5%	218.568	0,3%	741

Carga - DECOMP

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

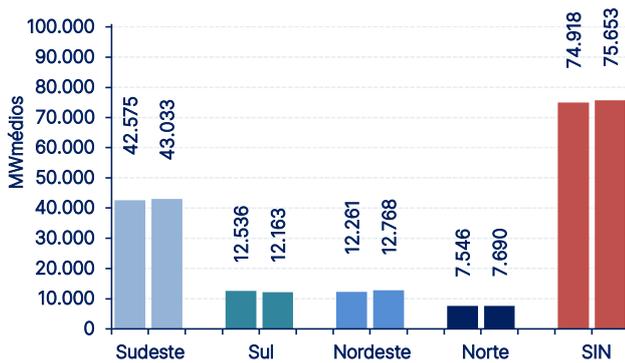


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 junho na RV4 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de junho (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de junho.

Tabela 8 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
458	-373	507	144

No âmbito internacional, nos EUA, o PIB cresceu +1,3% no 1º trimestre de 2024, na comparação com o trimestre anterior. Destaque para a revisão para baixo do consumo das famílias, de +2,5% para +2,0% ao ano, devido à queda forte dos gastos com bens duráveis (-4,1% ante -1,2%). Outro destaque foi a elevação da variação da formação bruta do capital de +5,3% para +6,0%, devido aos maiores investimentos das empresas e famílias. Em relação à confiança do consumidor, o Índice do Sentimento do Consumidor, da Universidade de Michigan, apresentou uma queda de -10% m/m, fechando o mês de maio em +69,1 pontos ante +67,4 pontos no levantamento preliminar. A confiança do consumidor, medida pela Conference Board, aumentou para +102 pontos. Este aumento foi mais pronunciado entre aqueles com renda superior a \$100.000 por ano, enquanto houve uma queda forte na confiança entre os que ganham entre \$25.000 e \$34.900. Na Zona do Euro, a inflação voltou a acelerar em maio, com altas do IHPC e seu núcleo de +2,6% e +2,9%, respectivamente, na comparação com o mesmo período do ano anterior. O destaque para essas acelerações foi a alta mais forte dos preços de serviços que atingiu a marca de +4,1%, na mesma base de comparação. Na margem, a inflação avançou +0,2% e o núcleo apresentou variação de +0,4% m/m. Na Alemanha, o índice de clima de negócios apresentou estabilidade em maio. O indicador do Instituto IFO fechou o mês de maio em +89,3 pontos. O índice de condições correntes registrou leve queda (+88,9 para +88,3 pontos) e o índice de expectativas voltou a avançar (+89,7 para 90,4 pontos). Na China, os Índice dos Gerentes de Compras (PMI) recuaram em maio. Na indústria o índice recuou, atingindo +49,5 pontos. A contração dos indicadores de novos pedidos internos e de exportação foi o destaque dessa piora da indústria. O PMI do setor de serviços manteve-se em terreno expansionista, mas num ritmo mais moderado, atingindo +51,2 pontos. O destaque de baixa também foram os componentes de demanda. No âmbito nacional, em relação ao saldo comercial, observou-se um superávit de +US\$ 2,7 bilhões, com exportações de +US\$ 7,7 bilhões e importações de +US\$ 5,0 bilhões, na 4ª semana de maio. No mês, o saldo acumulado é de +US\$ 6,9 bilhões e, no ano, de +US\$ 34,6 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, petróleo e componentes eletrônicos foram as principais compras. Combustíveis, petróleo e fertilizantes foram as principais compras. Sobre a confiança do consumidor, o índice (ICC), com ajuste sazonal, caiu -4,3% m/m em maio, para chegar aos +89,2 pontos. Em médias móveis trimestrais, houve variação negativa de -0,2%. O Índice de Confiança da Construção (ICST), com ajuste sazonal, subiu +1,3% m/m, atingindo +96,6 pontos, em maio. Em médias móveis trimestrais, tem-se -0,4%. O Índice de Confiança da Indústria (ICI), com ajuste sazonal, subiu

+1,2% m/m, e agora registra +98,0 pontos, em maio. Em médias móveis trimestrais tem-se +0,2%. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM), com ajuste sazonal, caiu -4,6% m/m, atingindo +91,5 pontos. Em médias móveis trimestrais houve alta de +0,7%. A confiança dos empresários do setor de serviços, com ajuste sazonal, caiu -0,6% m/m, para chegar aos +94,2 pontos. A análise da média móvel trimestral evidencia estabilidade, com 0,0%. Sobre o mercado de trabalho, a taxa de desemprego no trimestre encerrado em abril de 2024 foi de +7,5%, uma redução de -1,0 ponto percentual em relação ao mesmo período de 2023. Na série com ajuste sazonal, a taxa de desemprego recuou -0,2 ponto percentual para +7,1%, de março para abril de 2024. Nessa métrica, houve altas de +0,35% da População Ocupada e de +0,1% na Força de Trabalho. A taxa de participação na força de trabalho aumentou ligeiramente +62%. O Novo Caged registrou criação líquida de 240 mil postos formais de trabalho, em abril. A criação líquida de vagas ajustada sazonalmente foi de 215,9 mil. O número de desligamentos a pedido dos trabalhadores foi de 734.943, em abril, o que indica um mercado de trabalho aquecido. Quanto à inflação, o IGP-M registrou alta de +0,81% m/m em maio (contra +0,31% m/m em abril), com inflação dos preços agropecuários (+0,11% m/m contra +1,47% m/m em abril) e dos preços industriais (+1,4% m/m contra -0,13% m/m em abril). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,05%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de maio de 2024. Em termos mensais, o PMO de maio projetou uma carga para o SIN no valor de 77.072 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de junho para o mês de maio foi de 77.973 MW médios (+1,2%). Ao comparar com a 4ª revisão, observa-se que o somatório da carga dos submercados SE/CO e Norte aumentou +61 MW médios (+0,1%) enquanto o somatório da carga dos submercados Sul e Nordeste reduziu -32 MW médios (-0,1%). Comparando com os valores verificados em abril de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.331 MW médios (+12,0%) e +4.936 MW médios (+6,8%), respectivamente.

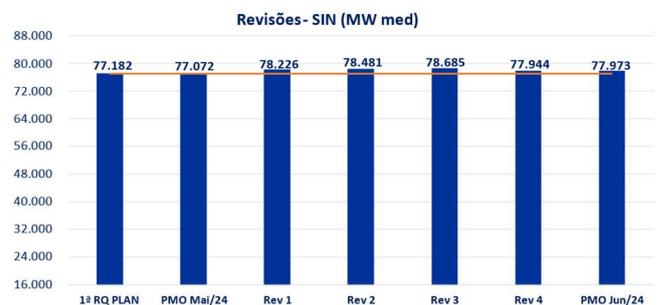


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio

O Gráfico 14 apresenta a carga de junho de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 75.821 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em maio de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +7.346 MW médios (+10,7%) e de +4.438 MW médios (+6,2%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de junho é de 4.246 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 75.821 MW médios do PMO e da carga de 75.039 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

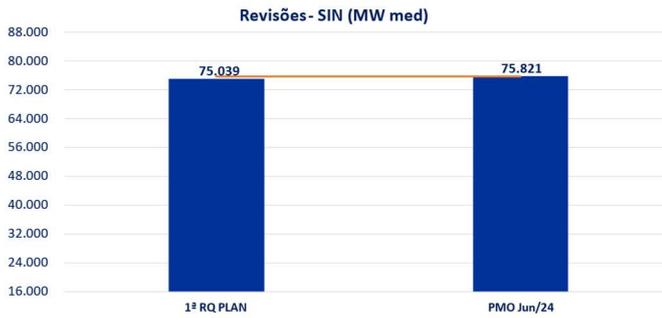


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de junho 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 junho de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +4.438 MW médios e um aumento de +6,2%). O submercado Norte apresentou a maior variação percentual absoluta (+7,9%), seguido do submercado SE/CO (+7,8%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Jun/23	1º RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+3.141 (+7,8%)	+692 (+1,6%)
Sul	+73 (+0,6%)	-251 (-2,0%)
Nordeste	+660 (+5,5%)	+342 (+2,8%)
Norte	+563 (+7,9%)	-0 (-0,0%)
SIN	+4.438 (+6,2%)	+783 (+1,0%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve aumento no somatório da carga dos submercados SE/CO e Nordeste (totalizando +1.034 MW médios e um aumento de +1,9%) e redução na carga do submercado Sul (totalizando -251 MW médios e uma redução de -2,0%). Para o submercado Norte, a projeção foi mantida.

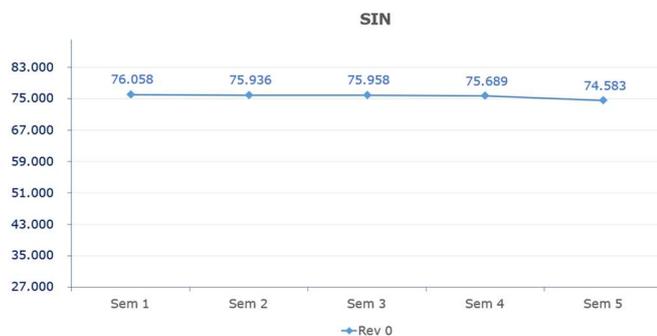


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de junho de 2024

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de junho são apresentados no Gráfico 4, onde a carga prevista para o SIN é de 76.058 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 56,9% da carga (vide Gráfico 16).

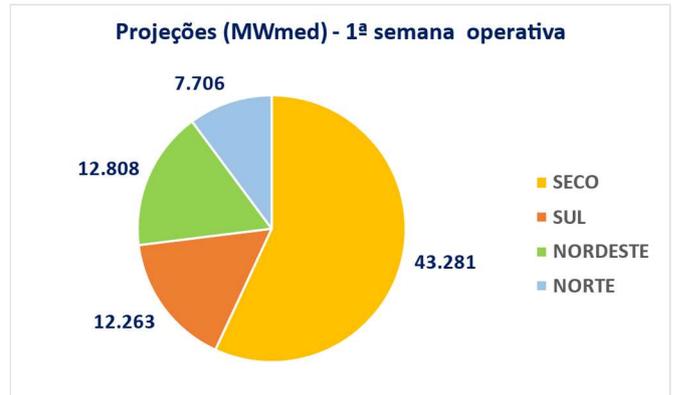


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de junho por submercado

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	76.058	75.936	75.958	75.689	74.583

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.

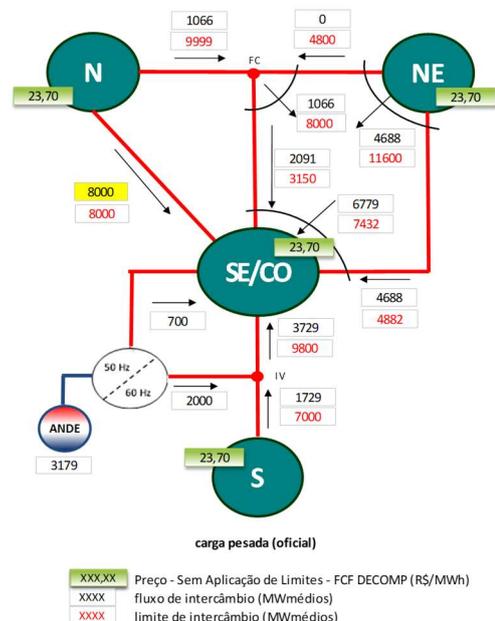
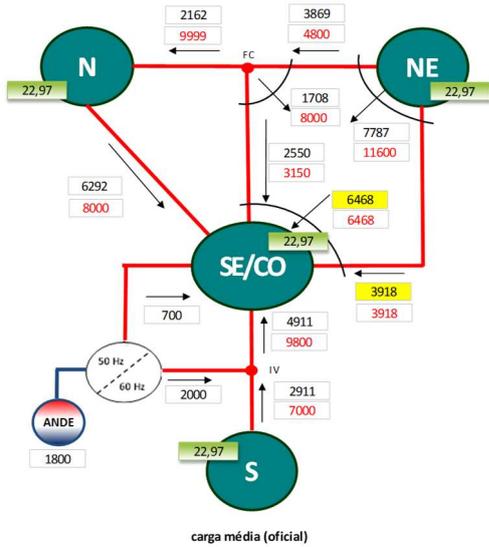
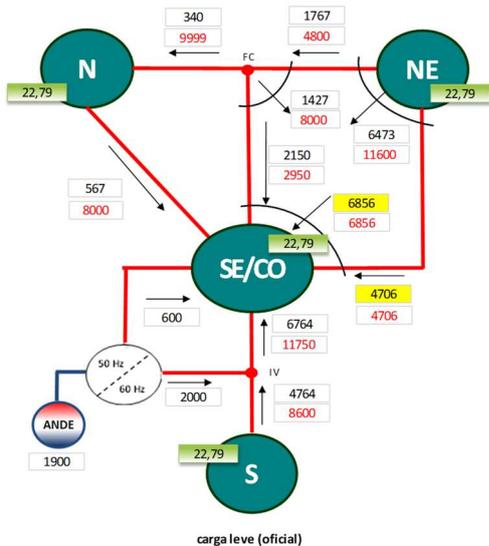


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio



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

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 junho 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 todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 12,00/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas hidrelétricas impactou em aproximadamente R\$ 6,00/MWh de elevação.

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.

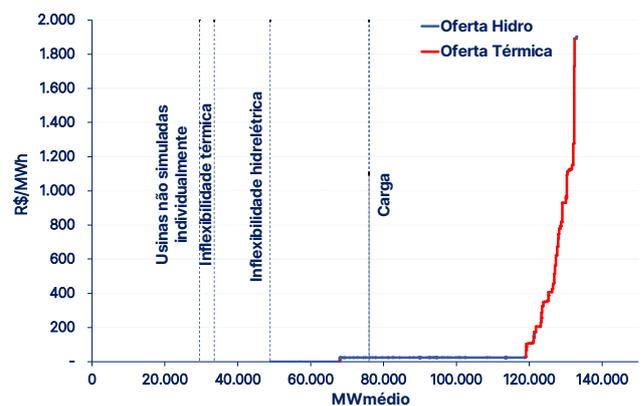


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS - maio e junho de 2024

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2024.

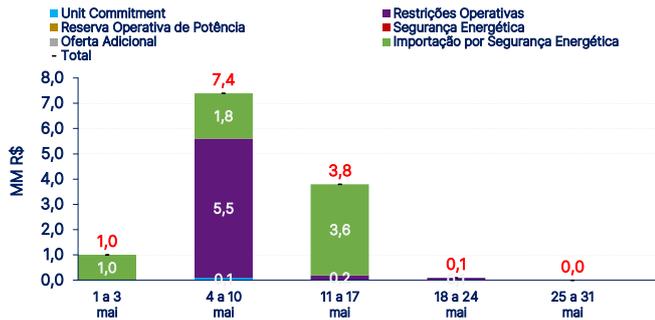


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 11 - 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)							
Sul	0,03	5,47	0,23	0,13	-	-	5,86
Total	0,03	5,47	0,23	0,13	0,00	0,00	5,86
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)							
Sul	-	0,01	0,01	0,01	-	-	0,03
Norte	0,03	0,04	-	-	-	-	0,07
Total	0,03	0,05	0,01	0,01	0,00	0,00	0,10
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	1,00	1,80	3,60	0,00	0,00	0,00	6,40

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 12,36 milhões, sendo R\$ 0,10 milhões por unit commitment, R\$ 6,40 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 5,86 milhões devido a restrições operativas.

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

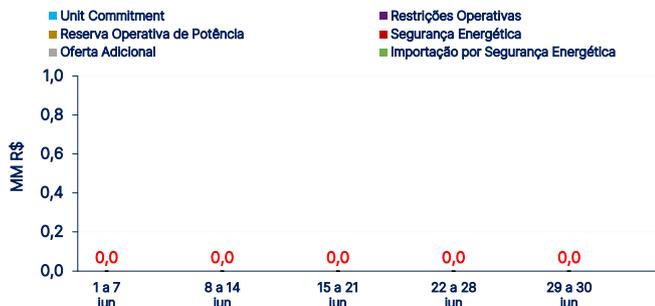


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Tabela 12 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de junho

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 23 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de maio a 28 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 de maio a 2 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponíveis no site do ONS.

A expectativa para o período de 3 de junho a 30 de junho 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 junho 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 24.

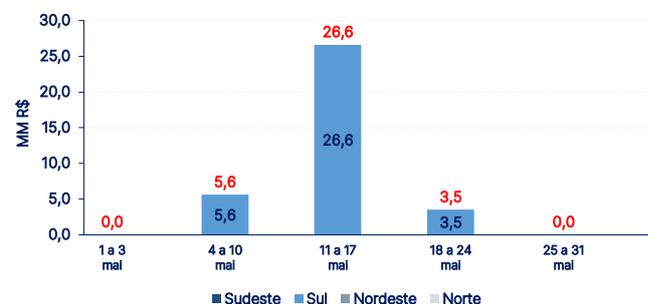


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 35,70 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

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

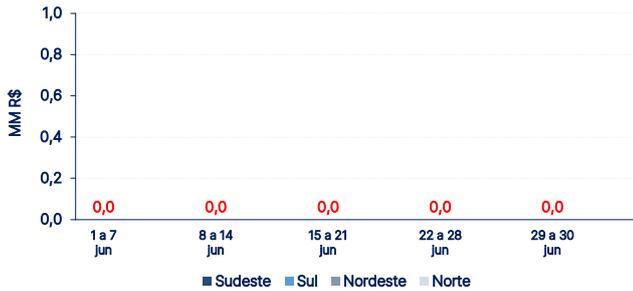


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2024

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 junho.

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

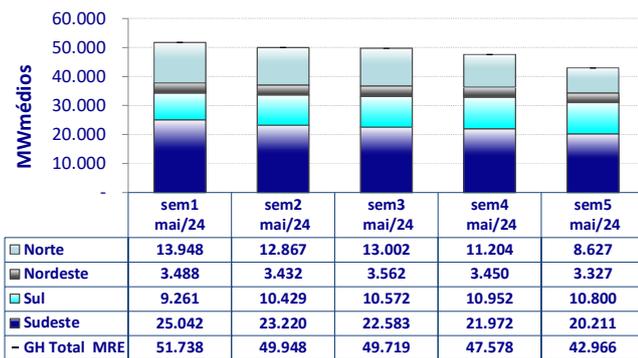


Gráfico 26 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para maio e junho de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - março/2023, publicado em 9 de maio 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 maio a 28 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 de maio a 2 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, também disponíveis no site do ONS.

A expectativa para o período de 3 de junho a 30 de junho 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 junho 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 maio de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para maio e junho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

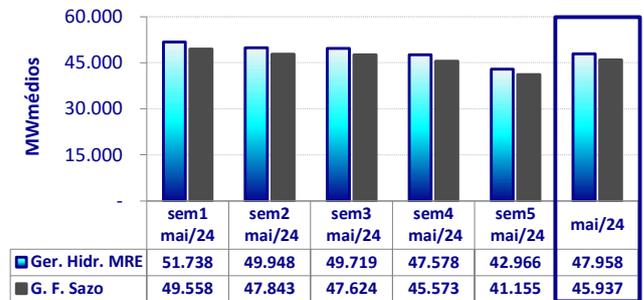


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2024

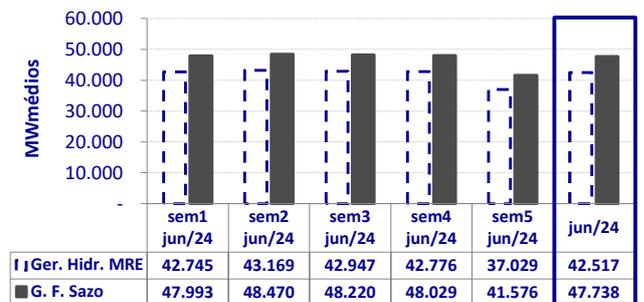


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2024

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2024 (ainda não contabilizados).

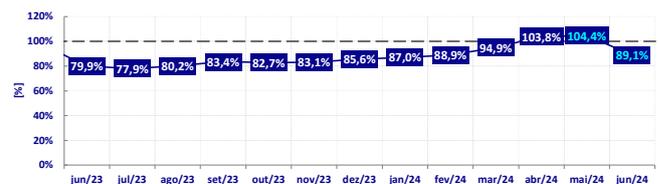


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 e no Gráfico 31 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 maio e junho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

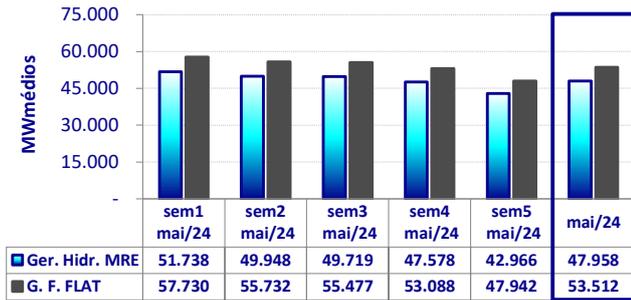


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2024

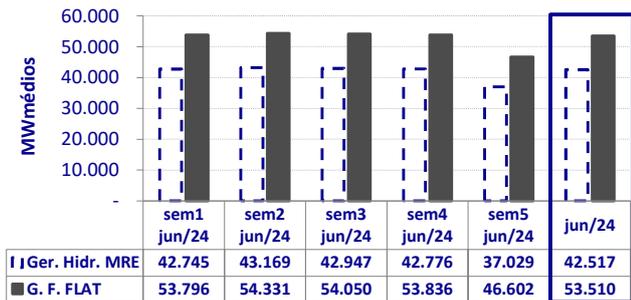


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2024

O Gráfico 32 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 maio e junho de 2024 (ainda não contabilizados).



Gráfico 32 - 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 33 até o Gráfico 36 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de junho de 2024 a julho de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: SMAP 2021 e SMAP 2022.

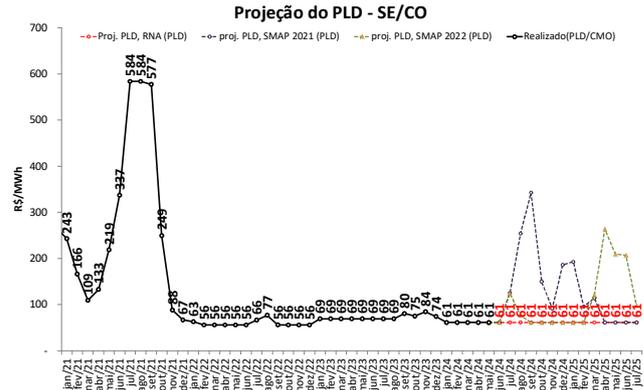


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

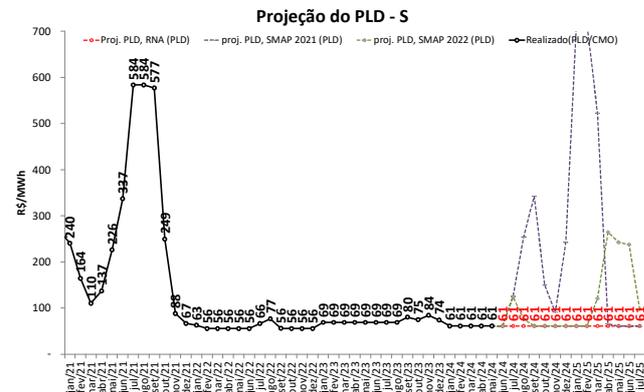


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

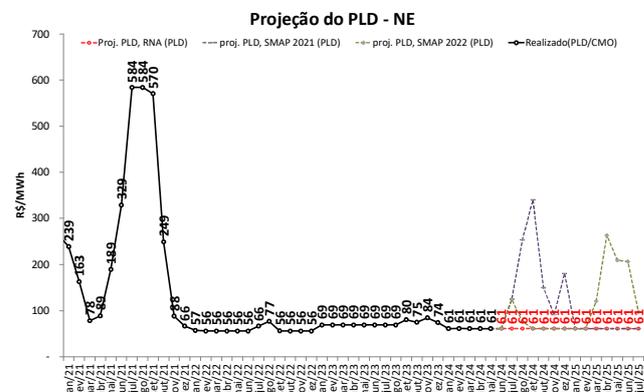


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

Para a quinta semana operativa 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.

- UHE Jaguari:
 - Restrição: Taxa de irrigação
 - Valores CCEE: 5,2 m³/s
 - Valores ONS: 7,6 m³/s
 - Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento: Ofício OA 008/2024
 - Consideração no PLD: PMO de julho de 2024.

- UHE Jurumirim:
 - Restrição: Defluência Mínima
 - Valores CCEE: 157 m³/s
 - Valores ONS: 90 m³/s
 - Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento: Ofício OA 008/2024
 - Consideração no PLD: PMO de julho de 2024.

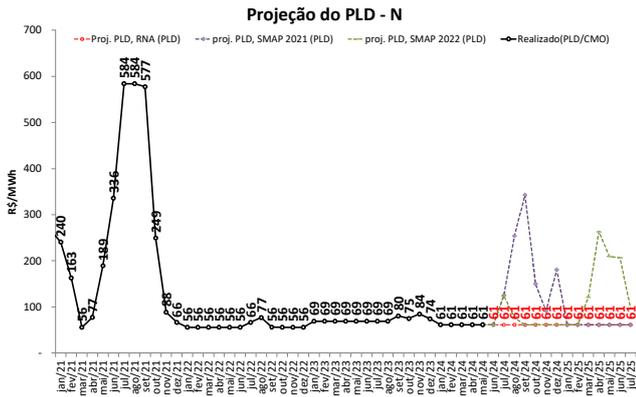


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

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

SE/CO	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	Jul/25
Proj. PLD, RNA	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2021	81	125	264	343	150	81	188	193	88	114	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	81	124	77	81	81	81	81	81	121	283	209	207	97	97
S	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	Jul/25
Proj. PLD, RNA	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2021	81	125	264	343	150	81	245	717	717	528	88	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	81	124	77	81	81	81	81	81	81	121	283	249	288	97
NE	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	Jul/25
Proj. PLD, RNA	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2021	81	125	263	340	150	81	181	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	81	124	76	81	81	81	81	81	121	283	209	206	97	97
N	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	Jul/25
Proj. PLD, RNA	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2021	81	125	264	343	150	81	181	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	81	124	77	81	81	81	81	81	121	283	209	206	97	97

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 quinta semana operativa de maio 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.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.