

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 junho de 2024.

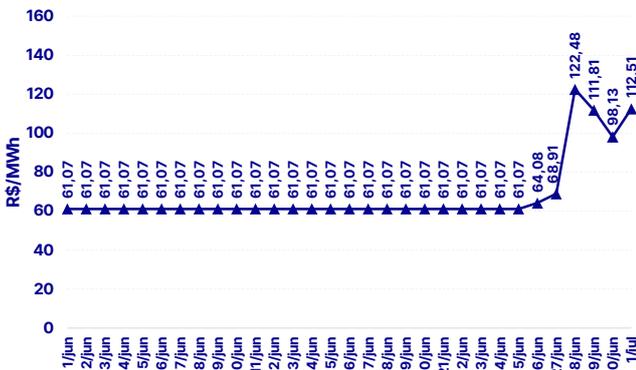


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 22 a 28 de junho de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

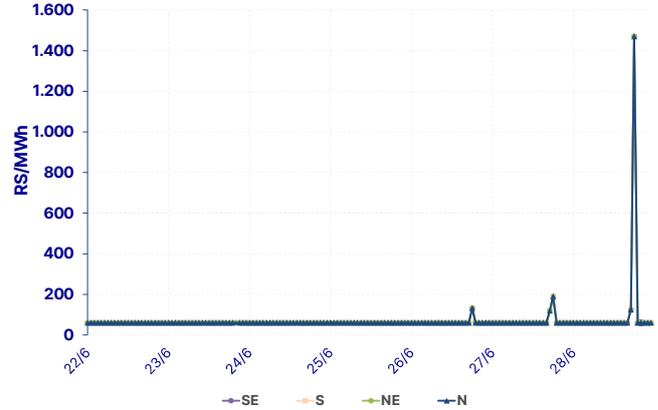


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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 junho (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
71,39	71,39	71,39	71,39

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	75.369	4.195	2.612	12.536	3.367	45.542	3.358	3.759
%	100%	6%	3%	17%	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 22 a 28 de junho de 2024.

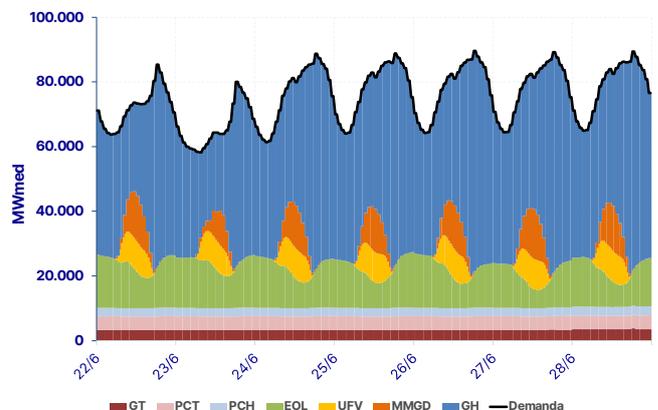


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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 29 de junho a 5 de julho 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	114,00	114,00	114,00	114,00
Média	109,46	109,46	109,46	109,46
Leve	108,26	108,26	108,26	108,26
Média semanal	109,70	109,70	109,70	109,70

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - Jun	1ª sem - Jul	Variação %
SE/CO	28,37	109,70	286,7%
S	28,37	109,70	286,7%
NE	28,37	109,70	286,7%
N	28,37	109,70	286,7%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 29 de junho a 5 de julho, apresentaram variações de 286,7% em todos os submercados, fechando a R\$ 109,70/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas aflúncias esperadas para o mês de julho e a menor expectativa de carga para o SIN.

Para junho de 2024, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 71% da MLT para o sistema, sendo 56% no Sudeste; 150% no Sul; 40% no Nordeste e 51% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de julho de 2024 fechem em torno de 59% da MLT para o sistema, sendo 53% no Sudeste; 80% no Sul; 41% no Nordeste e 53% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.189 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -628 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -374 MWmédios no submercado Sul, -90 MWmédios no submercado Nordeste e -98 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 251 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -307 MWmédios no submercado Sul, 362 MWmédios no submercado Nordeste, 196 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.

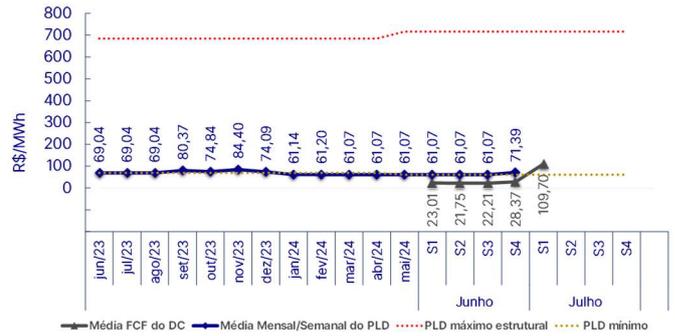


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

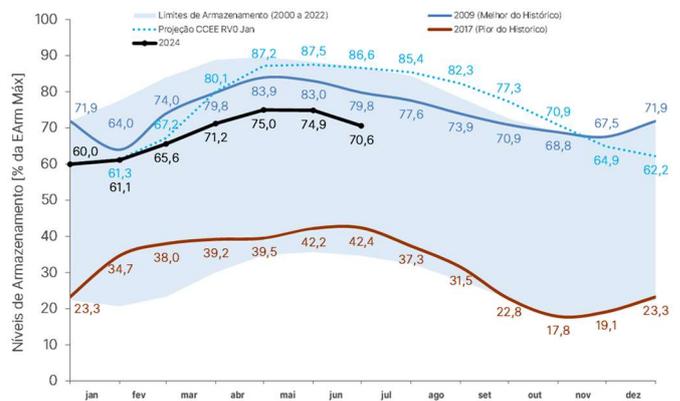


Gráfico 5 – Energia armazenada do SIN

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 e deplecionamento a partir do mês de junho.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 30 de junho de 2024, com os verificados no final de maio de 2024, observamos as seguintes variações: -3,7% para o Sudeste, -6,2% para o Sul, -5,5% para o Nordeste e -5,1% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 30 de junho de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -18,8% no Sudeste, -0,2% no Sul, -15,5% no Nordeste e -6,9% 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 junho e julho 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 junho e julho de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
jun/23	67,6%	83,9%	68,7%	89,4%
jul/23	67,8%	86,2%	69,4%	91,3%
Diferenças	0,2%	2,3%	0,7%	1,9%

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 julho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para julho, está igual ou acima da MLT para o REE Sul gerando cenários também igual ou acima da média, com exceção dos REE Iguçu que apresentou cenários passados acima e abaixo da média, com cenários futuros acima da MLT. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média, com exceção dos REE Itaipu que apresentou cenários passados acima e abaixo da média, com cenários futuros abaixo da MLT.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	Ordem	Previsão Julho % da MLT
Sudeste	76 (17)					65 (27)	62 (56)	2	67
Madeira	71 (9)					68 (-22)	48 (75)	2	39
Teles Pires	67 (6)					80 (-22)	64 (72)	2	59
Itaipu	101 (22)						55 (78)	1	70
Parana	64 (15)				89 (19)	55 (21)	56 (51)	3	64
Paranapanema	73 (-7)	44 (23)	43 (1)	55 (2)	37 (-5)	32 (62)	5	55	
Sul	247 (8)			172 (25)	173 (-20)	494 (31)	202 (16)	4	290
Iguçu	162 (12)			110 (23)	119 (-15)	171 (18)	86 (32)	4	130
Nordeste	53 (32)						40 (88)	1	49
Norte	66 (10)				88 (8)	68 (-26)	52 (58)	3	58
Belo Monte	63 (34)				77 (-30)	79 (34)	43 (-2)	3	66
Manaus	85 (22)						93 (78)	1	92

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, não sofreu alteração em relação ao PMO passado.

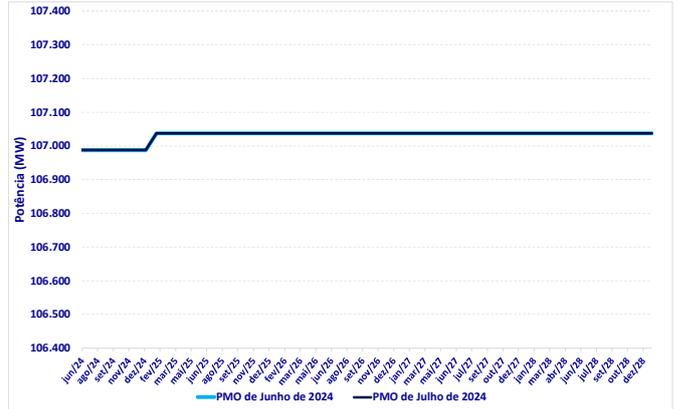


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação da UTE GNA II.

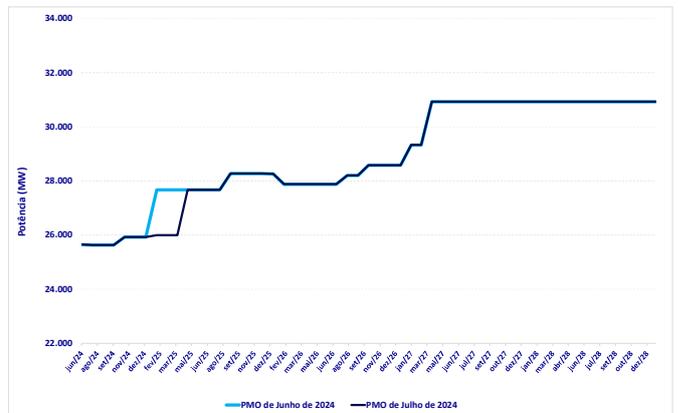


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD, de junho e julho 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 -2248 MWmédios para o primeiro mês, e -1403 MWmédios no segundo mês.

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

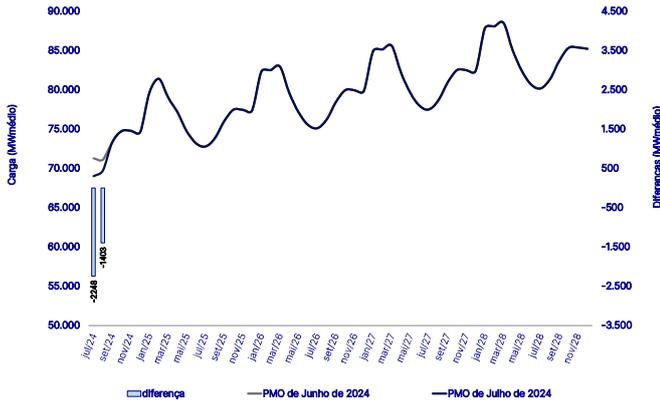


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

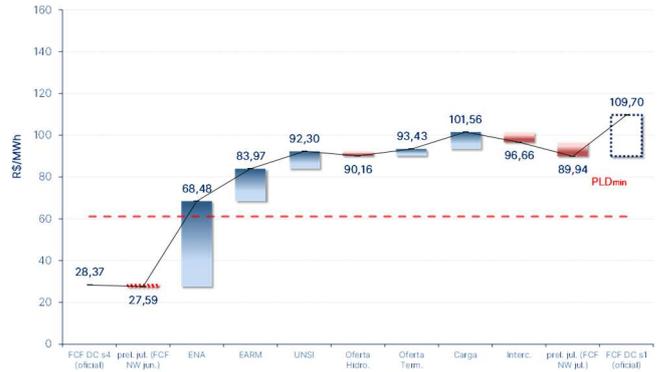


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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 junho e julho é ilustrada no Gráfico 9.

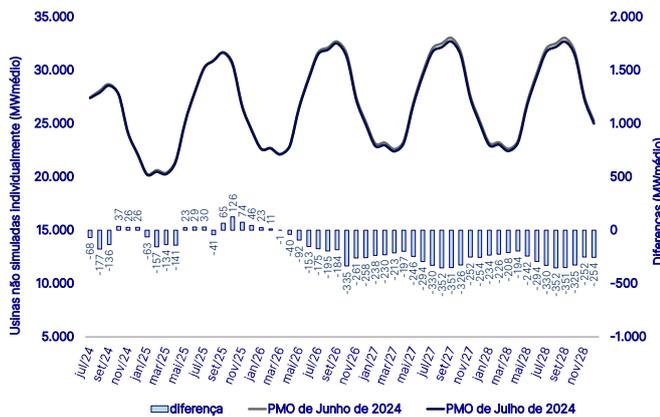


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma redução média de -160 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -352 MWmédios em agosto/2027.

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 9 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de julho 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\$ 29/MWh. A atualização da ENA e EARM realizada no mês anterior resultou na elevação de aproximadamente R\$ 55/MWh na FCF do modelo NEWAVE. A atualização das expectativas de entrada da UNSI apresentou elevação de cerca de R\$ 8/MWh, enquanto a atualização de carga impactou um aumento de R\$ 10/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.

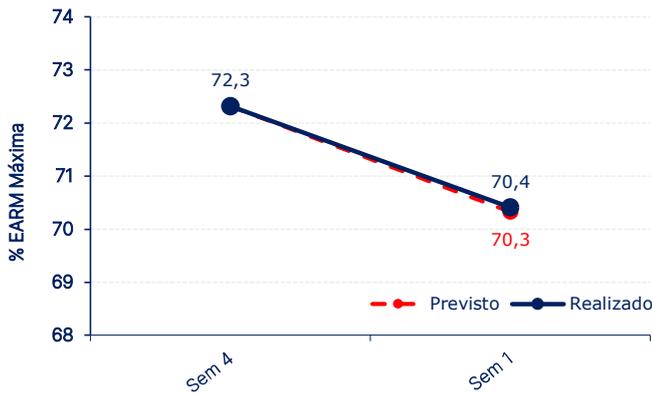


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 70,3% (Energia Armazenada de 206.290 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,4% (Energia Armazenada de 206.541 MWmês), o que representou um aumento de 251 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 julho

Submercado	RV0 – previsto		RV0 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	67,5%	138.687	67,5%	138.687	-	-
S	87,7%	17.943	86,2%	17.636	-1,5%	-307
NE	68,7%	35.531	69,4%	35.893	0,7%	362
N	89,8%	14.129	91,3%	14.325	1,2%	196
SIN	70,3%	206.290	70,4%	206.541	0,1%	251

Carga - DECOMP

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

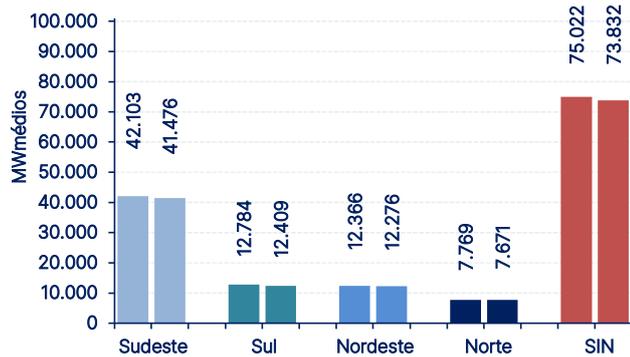


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 julho na RV3 de junho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de julho (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de julho.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-628	-374	-90	-98

No âmbito internacional, nos EUA, a atividade econômica ganhou força em junho, conforme indicado pelo Índice dos Gerentes de Compras (PMI). O PMI do setor de serviços avançou marginalmente atingindo a marca de +55,1 pontos enquanto o PMI da indústria avançou moderadamente, atingindo +51,7 pontos. A terceira e última revisão dos dados do PIB trimestral elevou a variação anualizada do PIB de +1,3% para +1,4% no 1º trimestre de 2024. O Consumo das famílias foi revisado significativamente para baixo, de +2% para +1,5%. Quanto à confiança dos consumidores, houve leve recuo em junho, atingindo +100,4 pontos, ante +101,3 pontos em maio. Em relação às vendas de residências usadas, houve recuo de -0,7% m/m em maio, atingindo um volume anualizado de 4,11 milhões. A venda de casas novas caiu para 619 mil unidades em maio, abaixo das 634 mil unidades observadas em abril. No Reino Unido, destaque para o crescimento do PIB de +0,7% no 1º trimestre de 2024 em comparação ao trimestre anterior. No âmbito nacional, o saldo comercial foi de +US\$ 755,9 milhões, com exportações de +US\$ 6,8 bilhões e as importações de +US\$ 6,1 bilhões, na 3ª semana de junho. No mês, o saldo é de +US\$ 3,9 bilhões e, no ano, de +US\$ 39,8 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as exportações no mês. Automóveis, combustíveis e fertilizantes foram as principais compras. Em relação à confiança do consumidor, O Índice de Confiança (ICC), com ajuste sazonal, subiu +2,1% m/m em junho (ante queda de -4,3% m/m em maio), atingindo +91,1 pontos. Em médias móveis trimestrais, observa-se virtual estabilidade (-0,1%). O Índice de Confiança da Construção (ICST) ficou estável em junho, registrando +96,4 pontos. Em relação à indústria, o Índice de Confiança do setor (ICI), com ajuste sazonal, subiu +0,4% m/m, atingindo +98,4 pontos em junho. Em médias móveis trimestrais, observa-se avanço de +0,7%. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM) com ajuste sazonal caiu 1,3% m/m, atingindo +90,3 pontos, em junho. Em médias móveis trimestrais tem-se avanço de 2,6%. A confiança dos empresários do setor de serviços (ICS), com ajuste sazonal, caiu -0,2% m/m, atingindo +94,0 pontos em junho. Em médias móveis trimestrais, observa-se recuo de -0,9%. Em relação ao mercado de trabalho, em maio, o Novo Caged registrou criação líquida de +131,8 mil postos formais. Vale destacar que o Rio Grande do Sul foi a única Unidade da Federação a registrar saldo negativo em maio, de 22.180 postos formais, em função da calamidade pública no estado. A nível nacional, o número de desligamentos a pedido do trabalhador apresentou alta interanual de +13,6%, em maio, evidenciando o grau de aquecimento do mercado de trabalho. Segundo dados da Pnad Contínua, na análise com ajuste sazonal, a taxa de desemprego recuou -0,2 p.p. na passagem do trimestre findo em abril de 2024 para o trimestre findo em maio de 2024, ficando em +6,9%. Houve crescimento de +0,2% da População Ocupada e estabilidade da Força de Trabalho. A taxa de participação (62,0%), que relaciona a Força de Trabalho com a População em Idade de Trabalhar, ficou estável na série sem ajuste sazonal. Quanto à inflação, o IPCA-15 registrou +0,39% em junho (contra +0,44% em maio). Cinco dos nove grupos desaceleraram: Vestuário (+0,3% contra +0,66% em maio), Transportes (-0,23% contra +0,77% em maio), Saúde e cuidados pessoais (+0,57% contra +1,07% em maio), Educação (+0,05% contra +0,11% em maio) e Comunicação (+0,17% contra +0,18% em maio). O IGP-M ficou em +0,81%, em junho (contra +0,89% em maio), com inflação dos preços agropecuários (+1,84% contra +0,11% em maio) e dos preços industriais (+0,55% contra +1,4% em maio). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,09%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de junho de 2024. Em termos mensais, o PMO de junho projetou uma carga para o SIN no valor de 75.821 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de julho para o mês de junho foi de 74.102 MW médios (-2,3%). Ao comparar com a 3ª revisão, observa-se redução de -499 MW médios (-0,6%) na carga do SIN. Comparando com os valores verificados em junho de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.627 MW médios (+8,2%) e +2.719 MW médios (+3,8%), respectivamente.

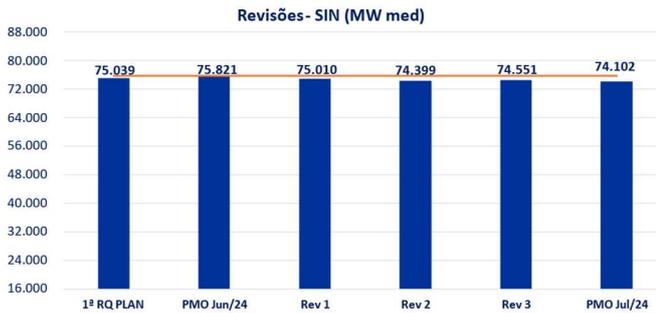


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho

O Gráfico 14 apresenta a carga de julho de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 73.514 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em julho de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +4.247 MW médios (+6,1%) e de +3.160 MW médios (+4,5%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de julho é de 4.504 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 73.514 MW médios do PMO e da carga de 74.640 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

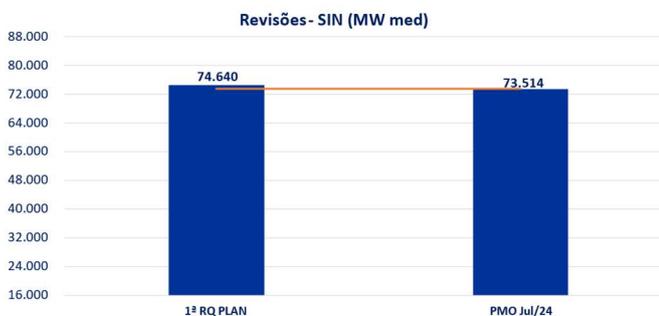


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de julho

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de julho 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 julho de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +3.160 MW médios e um aumento de +4,5%). O submercado Norte foi o que apresentou maior variação percentual absoluta (+6,9%), seguido do Nordeste (+5,2%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Julho/23	1º RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+1.606 (+4,1%)	-1.124 (-2,7%)
Sul	+460 (+3,8%)	-0 (-0,0%)
Nordeste	+601 (+5,2%)	-0 (-0,0%)
Norte	+492 (+6,9%)	-0 (-0,0%)
SIN	+3.160 (+4,5%)	-1.125 (-1,5%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve redução da carga do submercado Sudeste (totalizando -1.124 MW médios e uma redução de -2,7%). Para os demais submercados não houve variação.

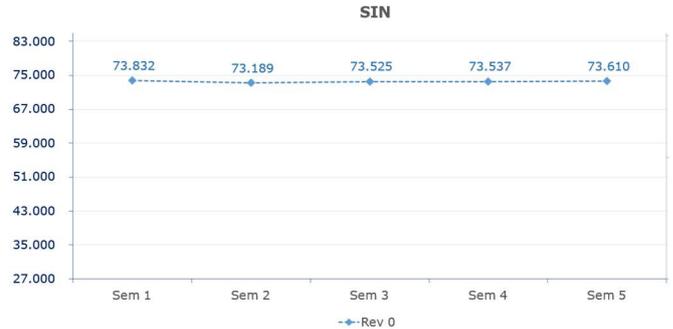


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de julho de 2024

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 73.832 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 56,2% da carga (vide Gráfico 16).

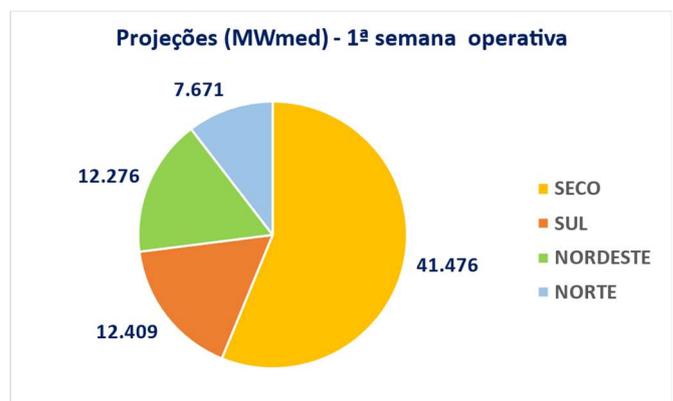


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de junho por submercado

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

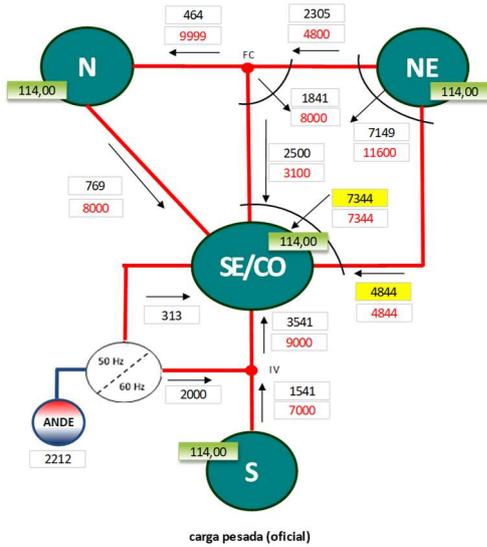
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de junho de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	73.832	73.189	73.525	73.537	73.610

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

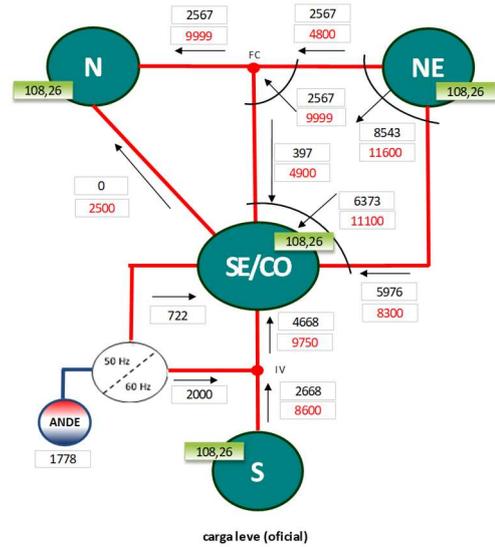
Intercâmbio entre submercados

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.



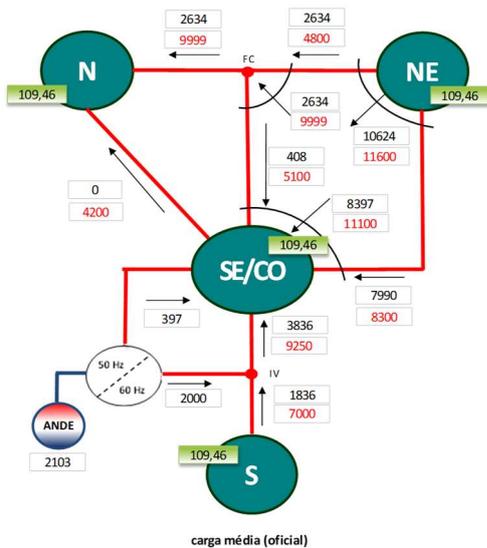
XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve



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

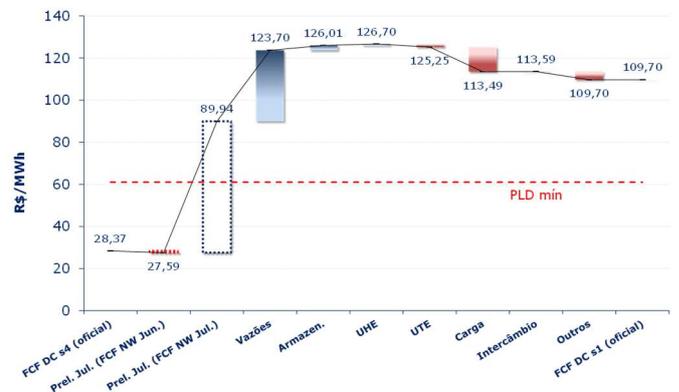


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 30/MWh. A

atualização da expectativa de carga abaixo do esperado reduziu a FCF em cerca de R\$ 10/MWh.

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; inflexibilidade térmica; inflexibilidade hidrelétrica; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

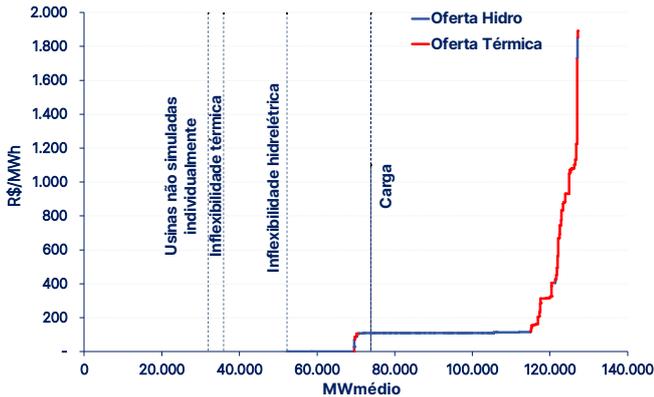


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – junho e julho de 2024

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

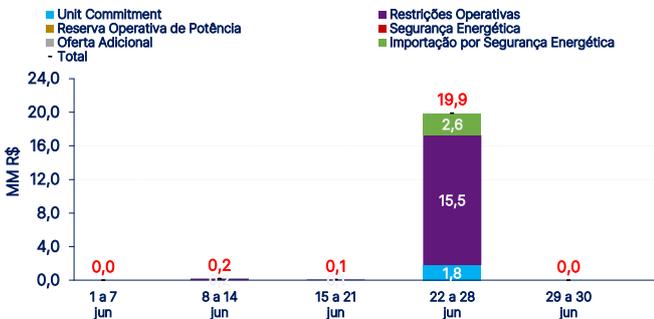


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Tabela 11 – 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)							
Sudeste	-	-	-	11,39	-	-	11,39
Sul	-	-	-	1,50	-	-	1,50
Nordeste	-	-	-	1,40	-	-	1,40
Norte	0,04	0,20	0,14	1,20	-	-	1,58
Total	0,04	0,20	0,14	15,49	0,00	0,00	15,87
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	-	-	-	1,54	-	-	1,54
Nordeste	-	-	-	0,23	-	-	0,23
Norte	-	-	-	0,06	-	-	0,06
Total	0,00	0,00	0,00	1,83	0,00	0,00	1,83
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	2,60	0,00	0,00	2,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 20,30 milhões, sendo R\$ 1,83 milhões por unit commitment, R\$ 2,60 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 15,87 milhões devido a restrições operativas.

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

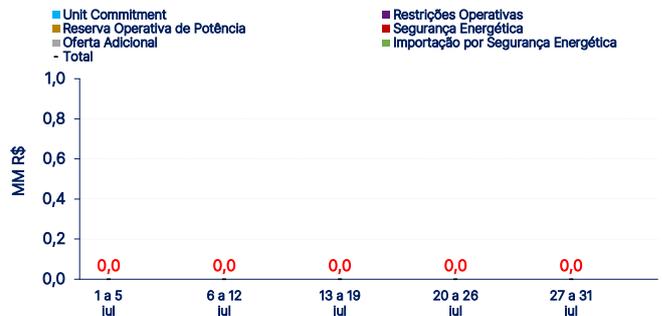


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de julho

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 junho a 27 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 28 a 30 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 1 de julho a 31 de julho 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 julho 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 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 junho é apresentada no Gráfico 24.

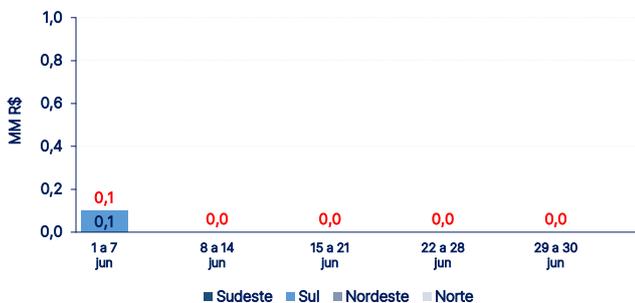


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

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

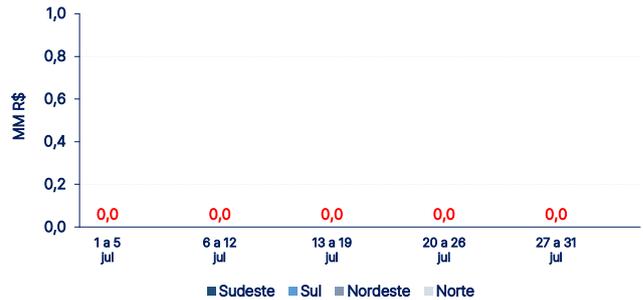


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2024

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 julho.

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 junho de 2024.

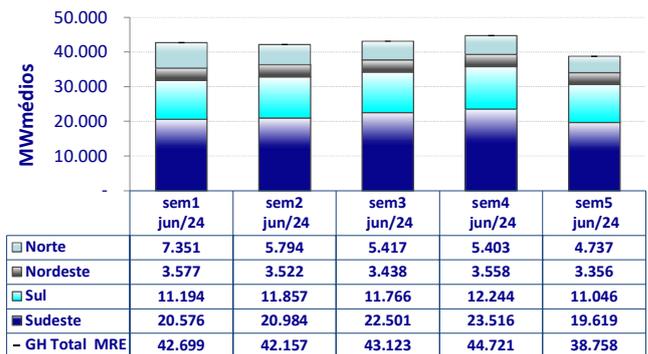


Gráfico 26 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 junho e julho de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - abril/2023, publicado em 11 de junho 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 junho a 27 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 28 a 30 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 1 de julho a 31 de julho 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 julho 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 junho de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para junho e julho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

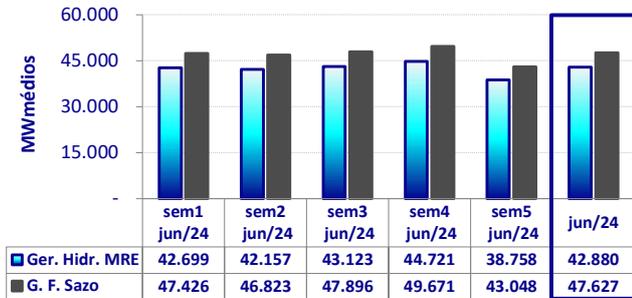


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2024

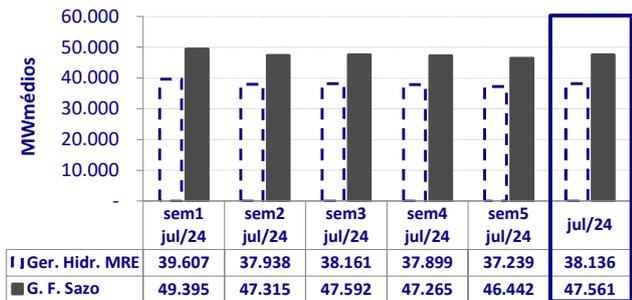


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2024

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

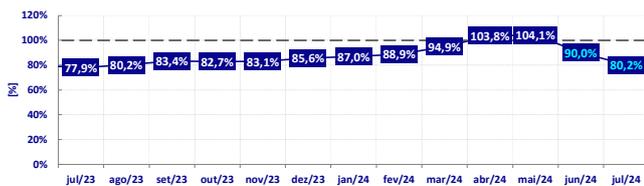


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 junho e julho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

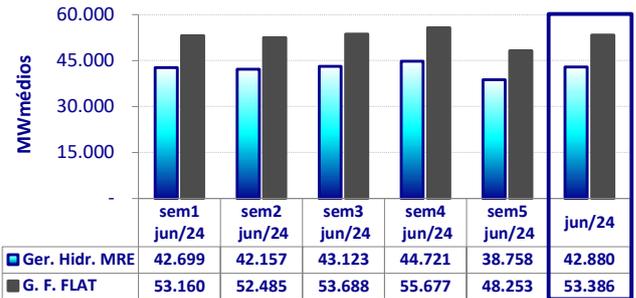


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2024

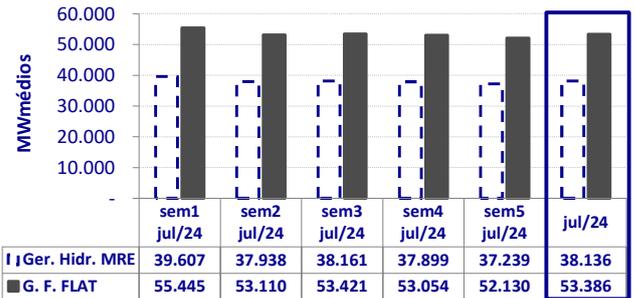


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2024

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 junho e julho de 2024 (ainda não contabilizados).

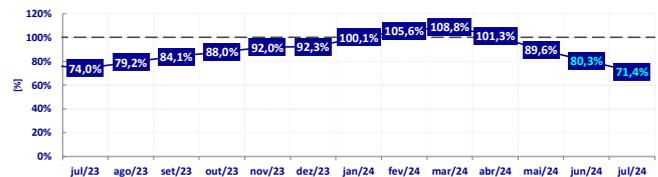


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 julho de 2024 a agosto de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: SMAP 2021 e 2017.

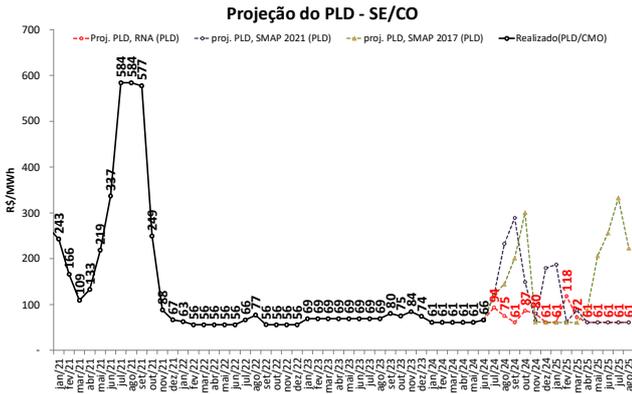


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

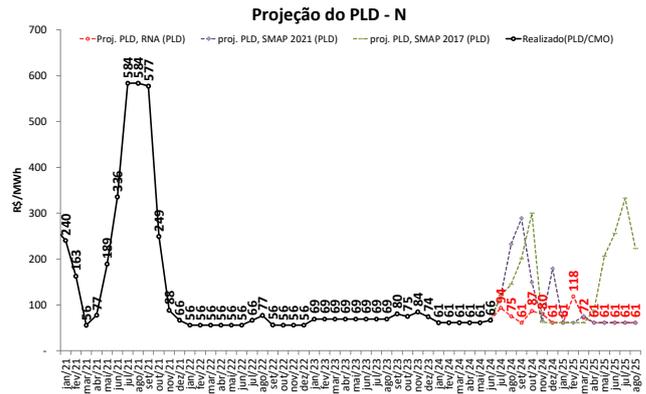


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

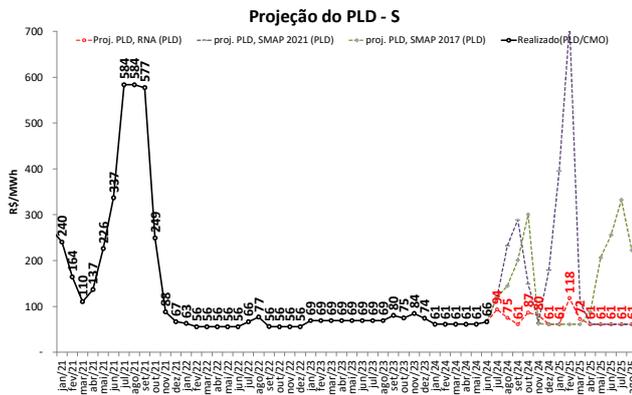


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

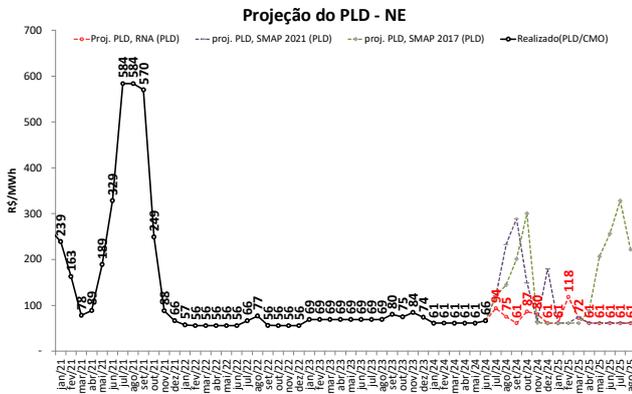


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

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

SECO	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	ago/25
Proj. PLD, RNA	84	75	81	87	80	81	61	118	72	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	120	233	288	148	65	178	187	63	88	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	120	145	201	300	82	61	61	61	61	88	207	256	333	223
S	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	ago/25
Proj. PLD, RNA	84	75	81	87	80	81	61	118	72	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	120	233	288	148	65	178	388	777	110	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	120	145	201	300	82	61	61	61	61	88	207	256	333	223
NE	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	ago/25
Proj. PLD, RNA	84	75	81	87	80	81	61	118	72	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	120	233	288	148	65	178	61	61	75	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	120	145	201	300	82	61	61	61	61	88	207	256	333	223
N	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	ago/25
Proj. PLD, RNA	84	75	81	87	80	81	61	118	72	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021	120	233	288	148	65	178	61	61	75	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2017	120	145	201	300	82	61	61	61	61	88	207	256	333	223

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 junho 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 mês de julho, serão consideradas as seguintes previsibilidades:

- **UHE Cana Brava:**

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: 600 m³/s (Julho a Agosto); 90 m³/s (demais períodos)

Valores ONS: 380 m³/s (Julho a Agosto); 90 m³/s (demais períodos)

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Carta ONS DOP 0729/2024

Consideração no PLD: PMO de agosto de 2024.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

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