

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 – 2ª semana operativa

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

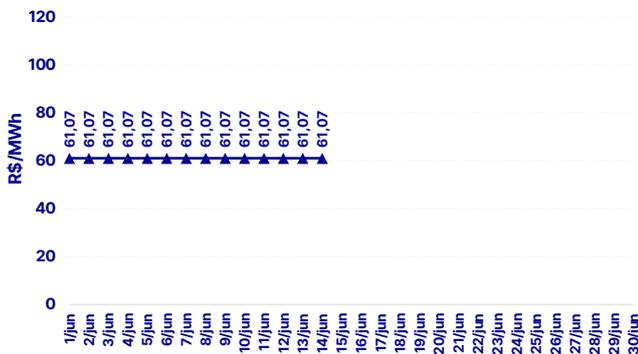


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 8 a 14 de junho de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

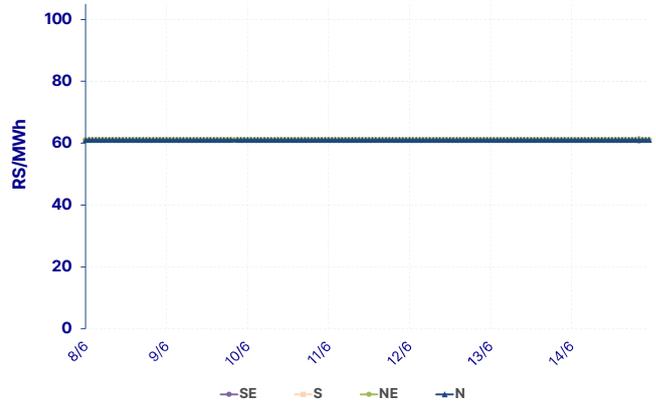


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a segunda semana operativa de junho (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	75.210	3.914	3.155	15.799	3.284	41.324	3.696	4.039
%	100%	5%	4%	21%	4%	55%	5%	6%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 8 a 14 de junho de 2024.

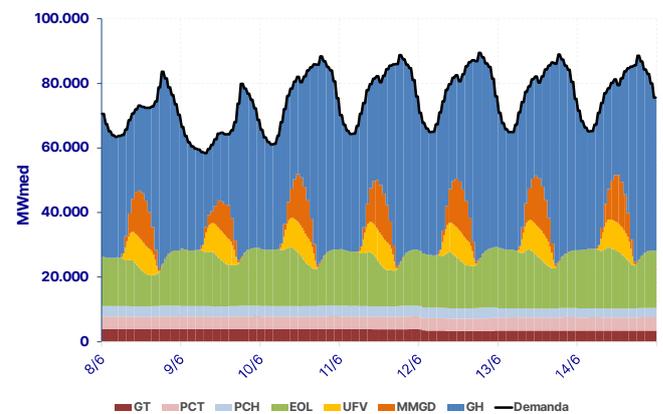


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 15 a 21 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	22,79	22,79	22,79	22,79
Média	22,29	22,29	22,29	22,29
Leve	21,94	21,94	21,94	21,94
Média semanal	22,21	22,21	22,21	22,21

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - jun	3ª sem - jun	Variação %
SE/CO	21,75	22,21	2,1%
S	21,75	22,21	2,1%
NE	21,75	22,21	2,1%
N	21,75	22,21	2,1%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 15 a 21 de junho, apresentaram variações de 2,1% em todos os submercados, fechando a R\$ 22,21/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês de junho.

Para junho de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 63% da MLT para o sistema, sendo 54% no Sudeste; 110% no Sul; 38% no Nordeste e 54% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 684 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -764 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 147 MWmédios no submercado Sul, -127 MWmédios no submercado Nordeste e 60 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -696 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 143 MWmédios no submercado Sul, -207 MWmédios no submercado Nordeste, -221 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

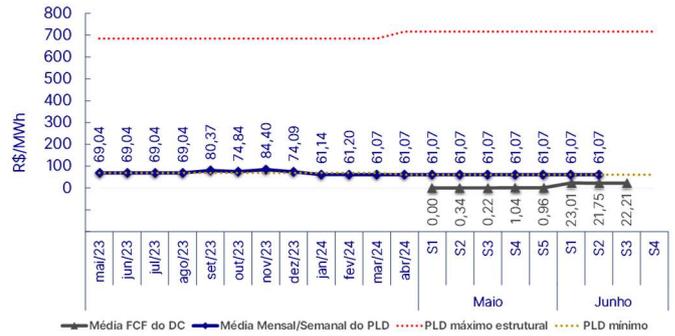


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga.

Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

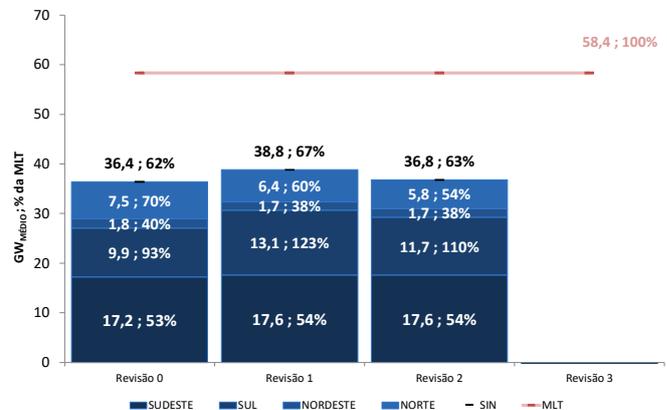


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

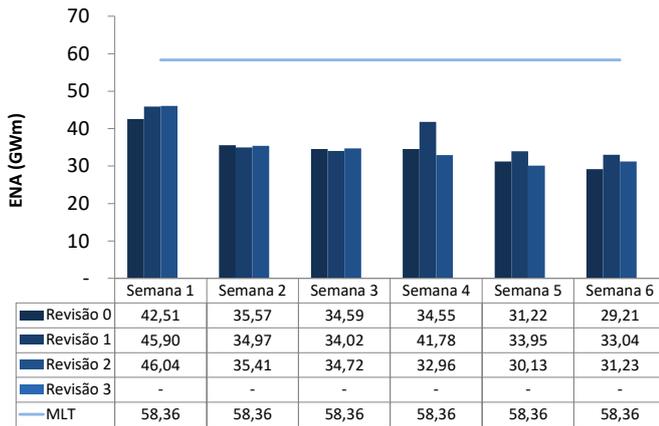


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde maio de 2024. Para maio, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 60.200 MWmédios. Já para junho, os valores de afliências ficaram próximos aos 40.600 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 39.000 MWmédios.

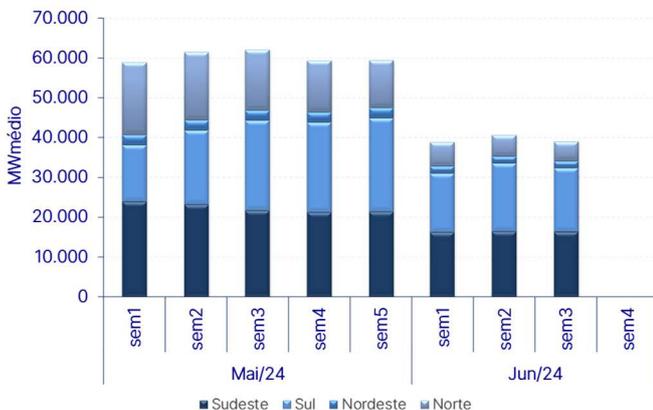


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – maio e junho de 2024

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



Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-93	-1.114	-2	-425

Armazenamento inicial

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

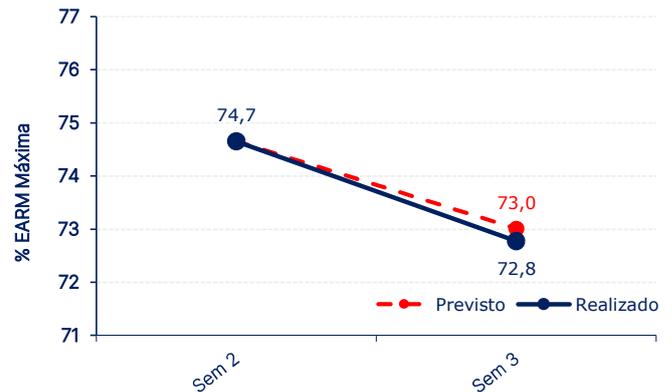


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 73,0% (Energia Armazenada de 214.204 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 72,8% (Energia Armazenada de 213.508 MWmês), o que representou uma queda de -696 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	70,0%	143.824	69,8%	143.413	-0,2%	-411
S	89,3%	18.270	90,0%	18.413	0,7%	143
NE	71,4%	36.927	71,0%	36.720	-0,4%	-207
N	96,5%	15.183	95,1%	14.962	-1,4%	-221
SIN	73,0%	214.204	72,8%	213.508	-0,2%	-696

Carga - DECOMP

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

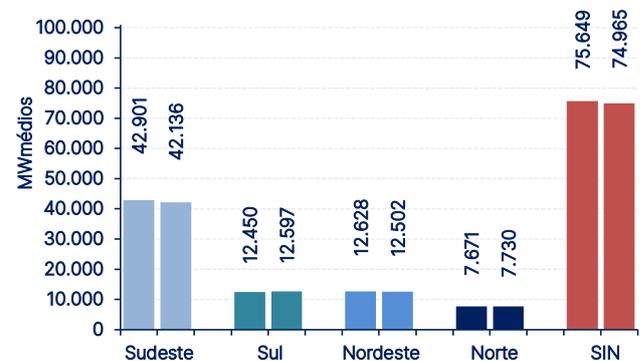


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-764	147	-127	60

No âmbito internacional, nos EUA, os dados do mercado de trabalho apresentaram comportamentos divergentes em maio. A pesquisa junto às empresas indicou avanço da folha de pagamento em maio, atingindo +272 mil vagas. Outro indicador foi a variação do custo da hora trabalhada, que se acelerou na margem, de +0,3% para +0,4%, e na comparação interanual de 4,0% para 4,1%. Por outro lado, a pesquisa junto às famílias mostrou um enfraquecimento do mercado. O volume de empregados recuou em -408 mil postos. Neste recuo, 250 mil trabalhadores saíram da força de trabalho e o restante continuou a procurar emprego de modo a elevar a taxa de desemprego para +4,0%. Com a saída de trabalhadores da força de trabalho, houve recuo da taxa de participação para 62,5%. Já a taxa de participação do setor mais abrangente do mercado de trabalho, entre 25 e 55 anos, voltou a avançar, chegando a 83,6%. Em relação à confiança dos empresários de pequenas empresas, houve crescimento, conforme indica o Índice de sentimento da Federação Nacional de Negócios Independentes, que subiu +0,8 ponto e chegou a +90,5 pontos. Sobre o Índice de Preços ao Produtor (PPI) para a demanda final, houve redução de -0,2% m/m em maio. Em comparação com o ano anterior, o PPI subiu +2,2%. Quase 60% do declínio no PPI de maio está relacionado aos custos da gasolina. O núcleo do PPI ficou estável, retomando o movimento de desaceleração na comparação interanual, atingindo 2,3%. Sobre a inflação, houve desaceleração em maio. O Índice de Preços ao Consumidor (CPI) ficou estável (contra +0,3% em abril), o que corresponde a uma variação anual de +3,3% na comparação com o mesmo período do ano anterior (contra +3,4% em abril). O núcleo do CPI também se desacelerou na margem (+0,2%) e na comparação do mesmo período no ano anterior (+3,4% contra +3,6% em abril). Na Zona do Euro, a produção industrial recuou -0,1 m/m em abril com a queda concentrada no setor de bens intermediários (-0,4% m/m). Entre as quatro maiores economias da zona do euro, as indústrias da França e Alemanha avançaram +0,6% m/m e 0,3% m/m. Enquanto, a produção na Espanha ficou estável e na Itália se observou queda de -1,0% m/m. Na China, em maio, o CPI subiu +0,3% na comparação com o mesmo mês do ano passado. O núcleo do CPI, que exclui alimentos e energia, avançou +0,6%. Na comparação interanual, os preços dos bens ficaram estáveis, enquanto serviços avançaram +0,8%. Nesse agrupamento destacamos as altas de educação e saúde. Na margem, o CPI e sua medida de núcleo registraram quedas de -0,1% e -0,2%, respectivamente. No âmbito nacional, com relação ao saldo comercial, observou-se um superávit de +US\$ 1,4 bilhão, com exportações de +US\$ 7,4 bilhões e importações de +US\$ 6,0 bilhões, na 1ª semana de junho. No ano, o saldo acumulado é de +US\$ 37,3 bilhões. Soja, petróleo e minério de ferro lideraram as vendas no mês. Combustíveis, fertilizantes e automóveis foram as principais compras. Sobre a produção automotiva, segundo dados da Anfavea (Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores), com ajuste sazonal e por dias úteis, a produção veicular nacional caiu -35,6% m/m em maio, atingindo 145.398. Este desempenho é consequência da paralisação de algumas montadoras no sul do país devido à tragédia relacionada às enchentes no Rio Grande do Sul. Em relação ao comércio, na série com ajustes sazonais, o varejo restrito cresceu +0,9% entre março e abril. No varejo ampliado, houve redução de -1,0% no mesmo período. Sobre a indústria de papel ondulado, de acordo com dados prévios da Empapel, ajustados sazonalmente, houve queda de -2,6% m/m em maio. Em relação à atividade econômica em abril, o IBC-Br assinalou avanço de +4,0% em relação ao mesmo mês do ano passado. Na relação marginal, com ajuste sazonal, o IBC-Br ficou estável entre março e abril. A média móvel de três meses também assinalou variação nula. Quanto à inflação, a primeira prévia de junho do IGP-M ficou em +0,8% (contra 0,75% em maio), com inflação dos preços agropecuários (1,29% contra +0,26% em maio) e dos preços

industriais (+0,76% contra +1,13% em maio). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,09%

O Gráfico 11 apresenta a carga de junho de 2024. Em termos mensais, o PMO de junho indicou uma expectativa de carga no valor de 75.821 MW médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 74.399 MW médios (-1,9%). Ao comparar com a 1ª revisão do PMO, observa-se aumento de +104 MW médios (+0,5%) no somatório da carga estimada para os submercados Sul e Norte, e uma redução de -715 MW médios (-1,3%) no somatório da carga estimada nos submercados SE/CO e Nordeste. Comparando com os valores verificados em junho de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.924 MW médios (+8,7%) e +3.016 (+4,2%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de junho é de 4.246 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 74.399 MW médios da 2ª revisão do PMO e da carga de 75.039 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

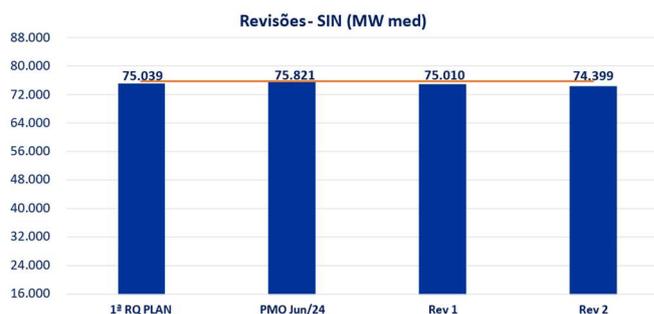


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão 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 da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em junho de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +3.016 MW médios e um aumento de +4,2%). O submercado Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+8,8%), seguido do Nordeste (+4,3%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Junho/23	1ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	+1.521 (+3,8%)	-928 (-2,2%)
Sul	+363 (+3,0%)	+39 (+0,3%)
Nordeste	+509 (+4,3%)	+191 (+1,6%)
Norte	+622 (+8,8%)	+59 (+0,8%)
SIN	+3.016 (+4,2%)	-640 (-0,9%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve aumento do somatório da carga dos submercados Sul, Nordeste e Norte (totalizando +289 MW médios e um aumento de +0,9%). Para o submercado SE/CO, houve redução da carga (totalizando -928 MW médios e uma redução de -2,2%).

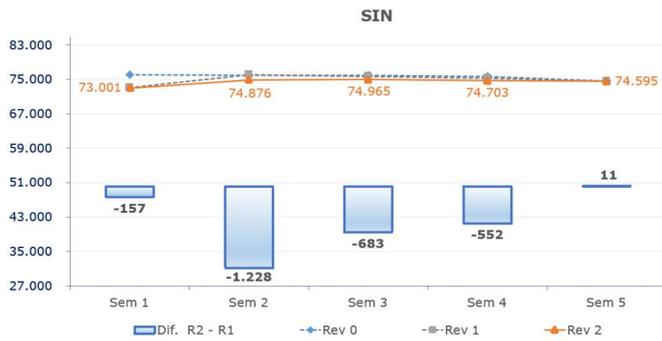


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de junho de 2024

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de junho com as projeções da 1ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se um aumento do somatório da carga verificada dos submercados Sul e Norte, totalizando +134 MW médios (+0,7%) e uma redução de -1.361 MW médios (-2,5%) no somatório da carga verificada nos submercados SE/CO e Nordeste. Para a 3ª semana operativa, o somatório da carga prevista para os submercados Sul e Norte aumentou +207 MW médios (+1,0%), enquanto o somatório da carga dos submercados SE/CO e Nordeste reduziu -1.361 MW médios (-2,5%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +74.965 MW médios (vide Gráfico 13).

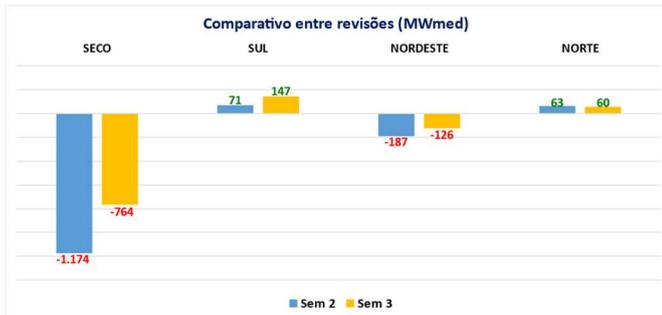


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas a maior na semana 5 e a menor nas semanas 3 e 4.

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	76.058	75.936	75.958	75.689	74.583
RV1	73.158	76.103	75.648	75.254	74.583
RV2	73.001	74.876	74.965	74.703	74.595

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

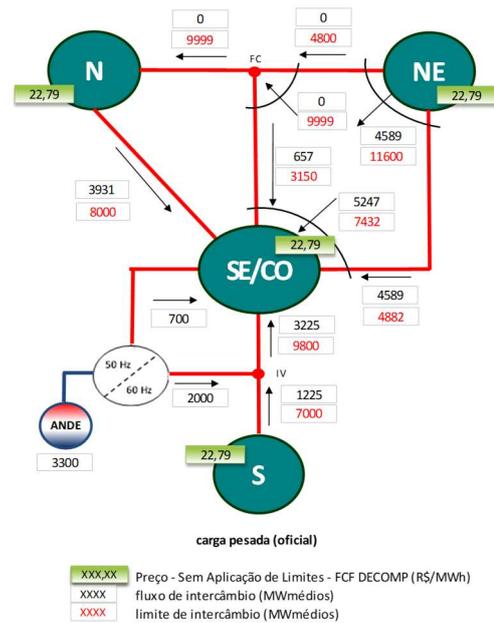


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

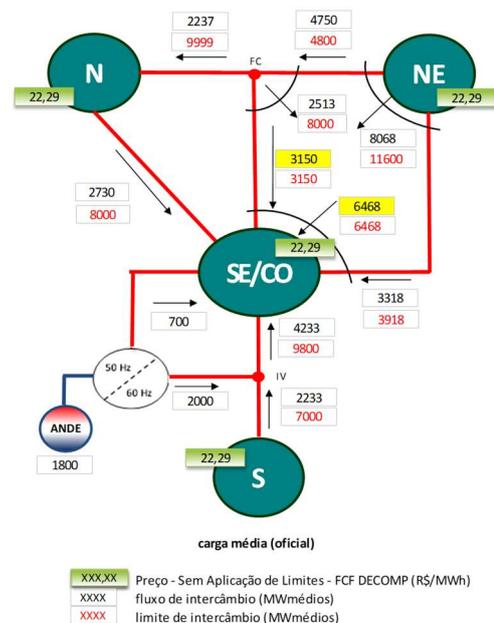


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

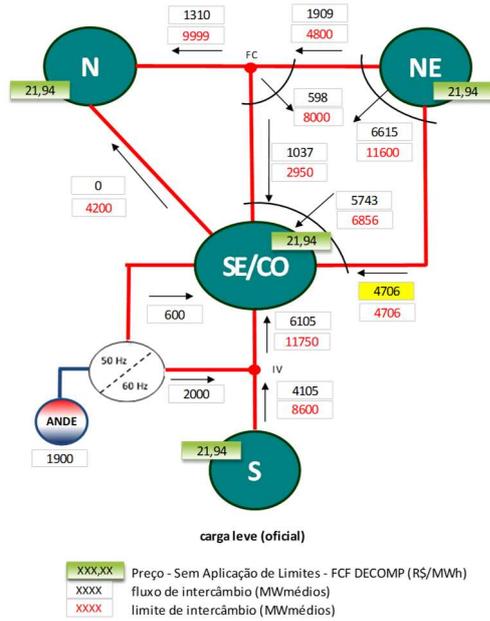


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 terceira 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 17 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 1,10/MWh. A

atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 0,50/MWh de redução.

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.

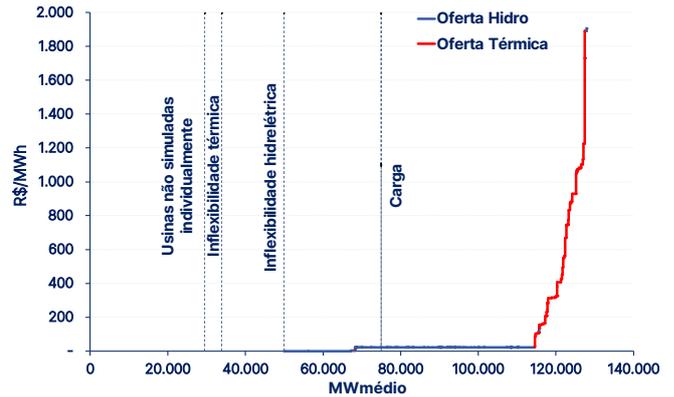


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS - junho de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2024.

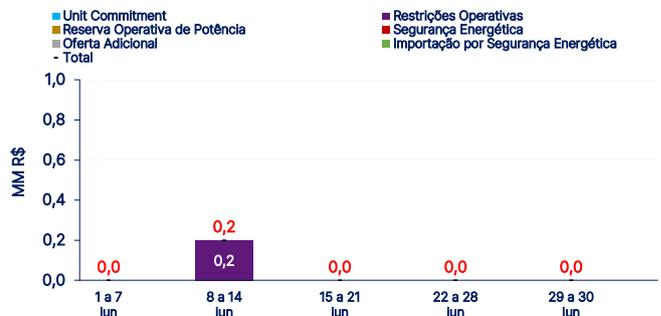


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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

Tabela 10 - 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)							
Norte	0,04	0,20	-	-	-	-	0,24
Total	0,04	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 0,24 milhões, sendo R\$ 0,24 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 13 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 14 de junho são idênticos aos do dia 13.

A expectativa para o período de 15 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 2 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 junho é apresentada no Gráfico 20.



Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 0,10 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 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para junho de 2024.

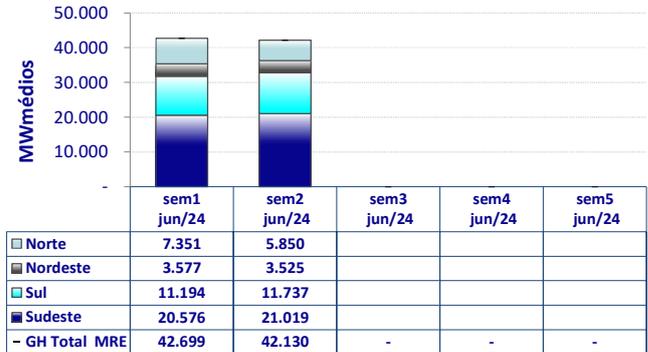


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 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 – 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 a 13 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 14 de junho são idênticos aos do dia 13.

A expectativa para o período de 15 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 2 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 junho.

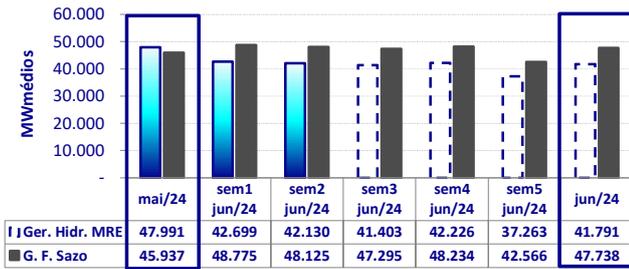


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio e de junho de 2024

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2024 (ainda não contabilizados).

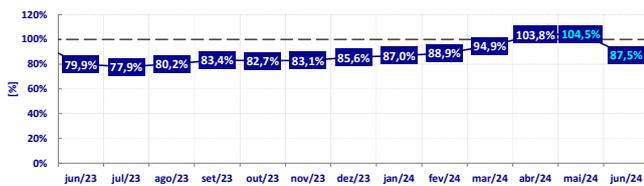


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 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 junho.

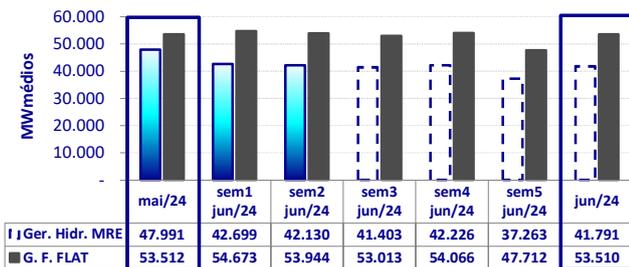


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio e de junho de 2024

O Gráfico 25 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).

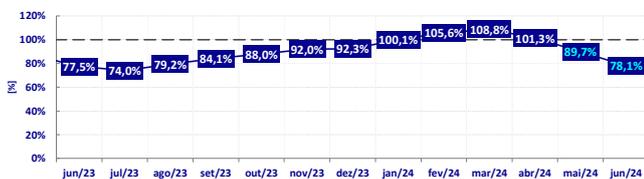


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a segunda semana operativa de 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 a segunda semana operativa de junho, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jaguarí:

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: 147 m³/s

Valores ONS: 90 m³/s

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 6097

Consideração no PLD: PMO de julho de 2024.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

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

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