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 1° de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO[1] 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 2025.

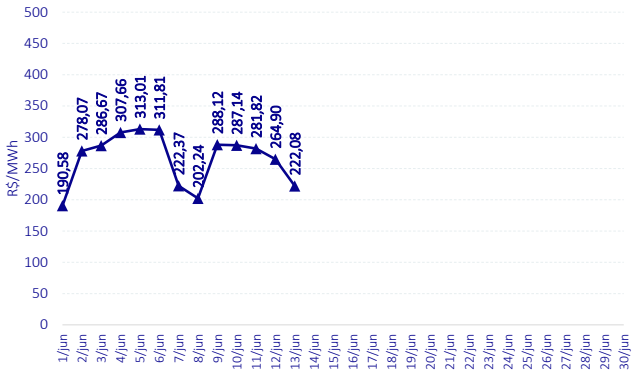


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 7 a 13 de junho de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

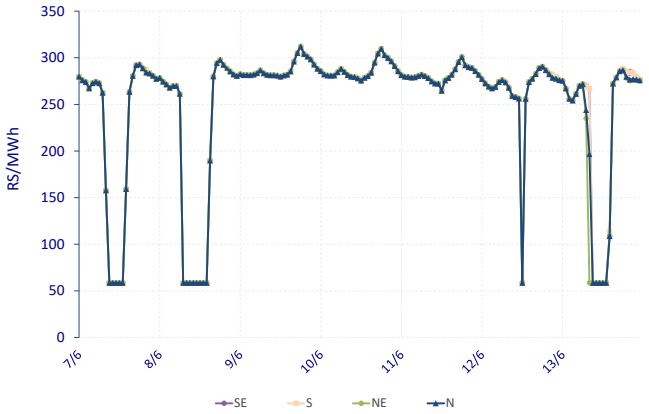


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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
252,67	252,70	250,97	251,88

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, 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	76.237	3.925	3.008	14.063	4.266	39.833	5.470	5.671
%	100%	5%	4%	18%	6%	52%	7%	7%

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 7 a 13 de junho de 2025.

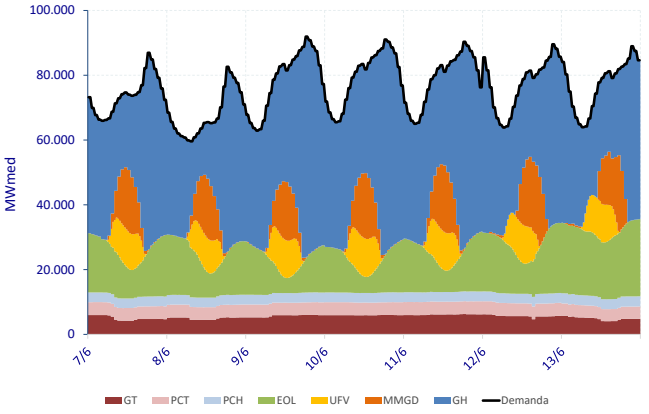


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

[1] **Custo 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 14 a 20 de junho de 2025. 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	286,59	286,59	286,59	286,59
Média	281,35	281,35	281,24	281,35
Leve	279,00	279,00	279,00	279,00
Média semanal	280,73	280,73	280,69	280,73

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	279,60	280,73	0,4%
S	279,60	280,73	0,4%
NE	279,60	280,69	0,4%
N	279,60	280,73	0,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 14 a 20 de junho, apresentaram variações de: 0,4% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte fechando a R$ 280,73/MWh e 0,4% no submercado Nordeste, fechando a R$ 280,69/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluências esperadas e menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para junho de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 77% da MLT para o sistema, sendo 78% no Sudeste; 108% no Sul; 35% no Nordeste e 59% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 95 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 00 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 00 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste e -95 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -10 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 205 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 0 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste, -215 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

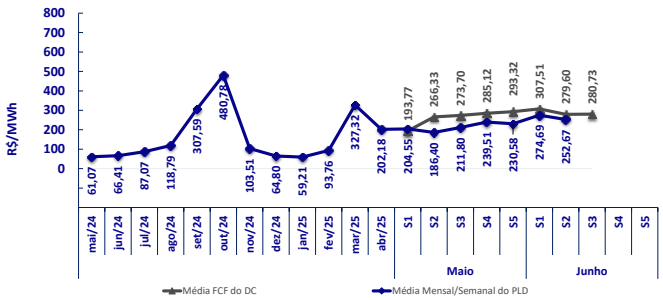


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

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.

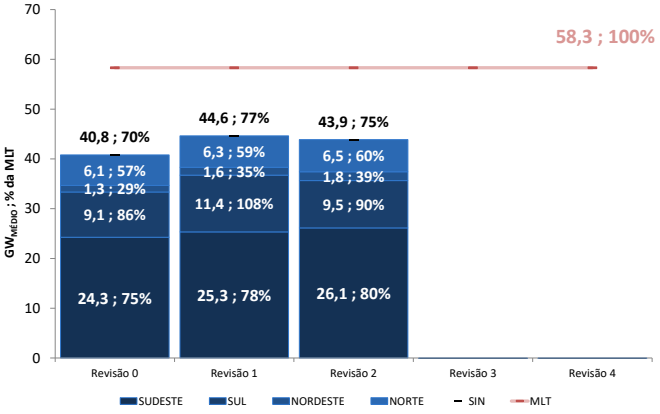
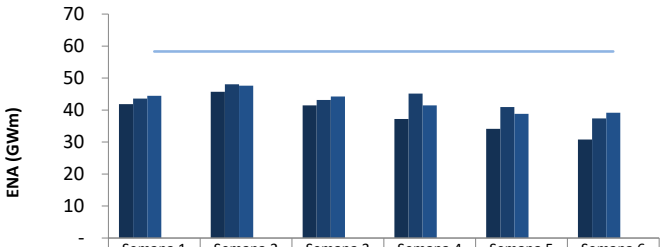


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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



	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 5	Semana 6
Revisão 0	41,83	45,70	41,48	37,21	34,10	30,80
Revisão 1	43,60	48,05	43,16	45,15	40,94	37,37
Revisão 2	44,45	47,61	44,22	41,44	38,79	39,14
Revisão 3	-	-	-	-	-	-
Revisão 4	-	-	-	-	-	-
MLT	58,32	58,32	58,32	58,32	58,32	58,32

Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde maio de 2025. Para maio, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 48.700 MWmédios. Já para junho, os valores de afluências ficaram próximos aos 40.400 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 39.700 MWmédios.

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.

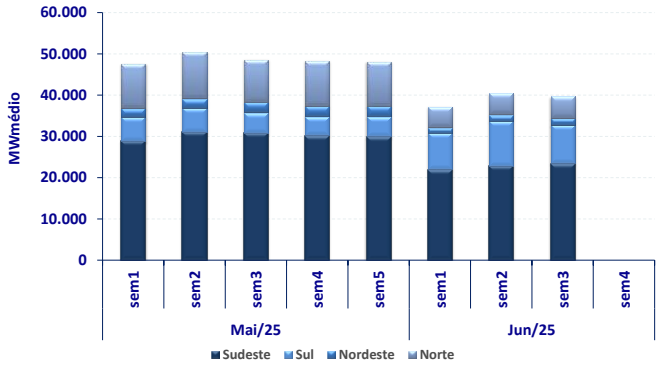


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – maio e junho de 2025

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

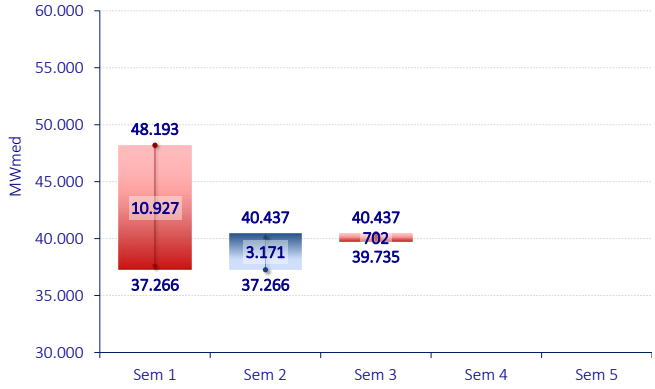


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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
562	-1.519	123	132

Armazenamento inicial

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

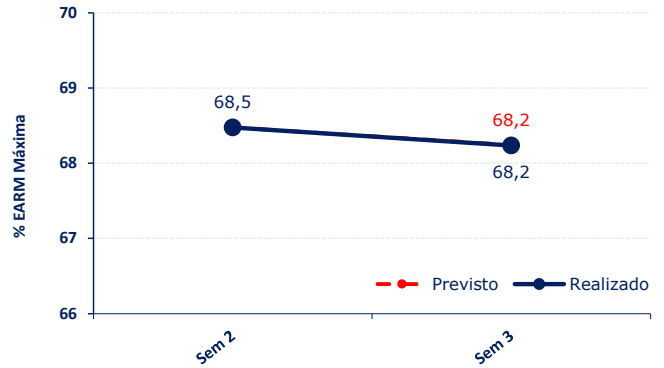


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 68,2% (Energia Armazenada de 199.976 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,2% (Energia Armazenada de 199.966 MWmês), o que representou uma queda de -10 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	67,6%	138.967	67,7%	139.172	0,1%	205
S	43,1%	8.818	43,1%	8.818	0,0%	-
NE	71,6%	37.031	71,6%	37.031	0,0%	-
N	99,1%	15.160	97,7%	14.945	-1,4%	-215
SIN	68,2%	199.976	68,2%	199.966	0,0%	-10

Carga - DECOMP

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

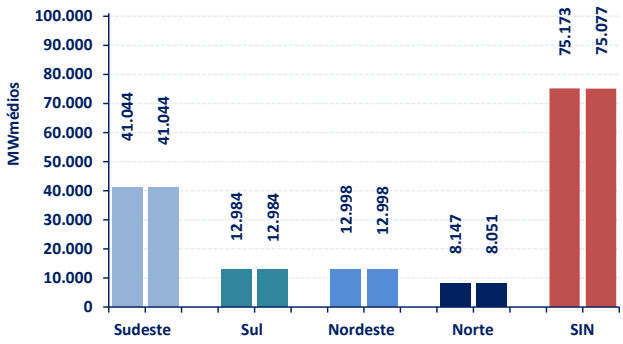


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-	-	-	-95

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) subiu 0,08% em maio (ante 0,22% no mês anterior), abaixo das expectativas, enquanto o núcleo avançou 0,13% (ante 0,24%). No acumulado de 12 meses, o índice geral aumentou 2,4% (ante 2,3%), e o núcleo manteve-se estável em 2,8%. Segundo a Folha de Pagamento Não Agrícola (NFP), em maio, foram criadas 139 mil vagas, ante o valor revisado de 147 mil em abril, o que levou a média de criação de empregos dos últimos 12 meses para 145 mil. Entre os setores que mais criaram vagas estão serviços de saúde (62 mil) e assistência e lazer e hospedagem (48 mil).

Na China, o Índice de Preços ao Consumidor caiu 0,1% em maio em relação ao mesmo mês do ano anterior, quarta queda consecutiva, sinalizando um aprofundamento das preocupações com a deflação no país. O componente de turismo do CPI subiu 0,9% na base anual, encerrando uma sequência de três quedas. Já o índice de preços ao produtor (PPI, na sigla em inglês) registrou queda de 3,3% a/a em maio, 32ª queda consecutiva. Na comparação mensal, houve recuo de 0,4%.

No Brasil, o IPCA de maio registrou alta de 0,26%, ante 0,43% em abril. O grupo Habitação apresentou a maior variação, com 1,19% e maior impacto no índice (0,18 ponto percentual). No ano, o IPCA acumula alta de 2,75% e nos últimos 12 meses, 5,32%, abaixo dos 5,53% registrado em abril. O IGP-M registrou variação de -0,74% na primeira

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.

prévia de junho, ante +0,18% em igual período do mês anterior. Essa queda foi motivada pelo recuo de -1,19% do IPA-M: com queda de -3,32% dos produtos agropecuários e -0,42% dos produtos industriais. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,26% na primeira quadrissemana de junho, ante 0,42% no mesmo período de maio. O grupo com maior contribuição para essa desaceleração foi Alimentação, que passou de 0,79% para 0,17% em maio. O IPC-S registrou alta de +0,41% na primeira quadrissemana de junho, comparado ao avanço de +0,50% no mesmo período de maio. Os destaques foram os segmentos de Habitação (+1,04%, ante +0,98%), Alimentação (+0,31%, ante +0,29%) e Transportes (+0,19%, ante +0,02%). Em relação à balança comercial, o saldo foi de US$ 1,98 bilhões (+25,2% a/a) até a primeira semana de junho, com exportações totalizando US$ 7,13 bilhões (-0,8% a/a) e importações US$ 5,15 bilhões (-8,1% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US$ 144,05 bilhões (0,0% a/a) e as importações totalizaram US$ 117,64 bilhões (+8,7% a/a), resultando em um saldo comercial de US$ 26,41 bilhões (-26,3% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,18%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de junho de 2025. Em termos mensais, a 1ª revisão de junho indicou uma expectativa de carga no valor de 76.224 MW médios para o SIN, ajustada na 2ª revisão para 76.169 MW médios (-0,1%). Comparando com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 4.800 MW médios (+6,7%) e 459 MW médios (+0,6%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de junho é de 5.698 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.169 MW médios da 2ª revisão do PMO.

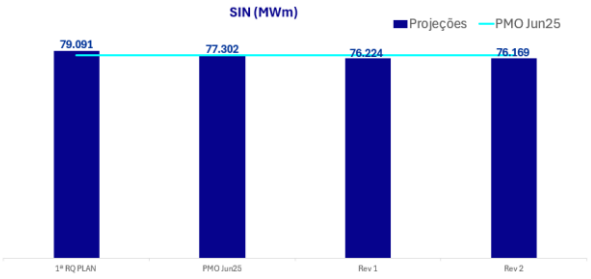


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de junho de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 2ª revisão do PMO com os valores verificados em junho de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 893 MW médios (-2,1%), o que totalizou 459 MW médios (+0,6%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 2.440 MW médios no SE/CO (-5,5%), totalizando uma redução de 2.922 MW médios (-3,7%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de jun/25 e a carga observada em jun/24 e a 1ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	jun/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-893 (-2,1%)	-2.440 (-5,5%)
S	+288 (+2,2%)	-434 (-3,2%)
NE	+628 (+5,1%)	+101 (+0,8%)
N	+436 (+5,7%)	-150 (-1,8%)
SIN	+459 (+0,6%)	-2.922 (-3,7%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 2ª revisão do PMO ajustou levemente para baixo a projeção de carga para a segunda e a terceira semana, enquanto a quarta e a quinta permaneceram inalteradas.

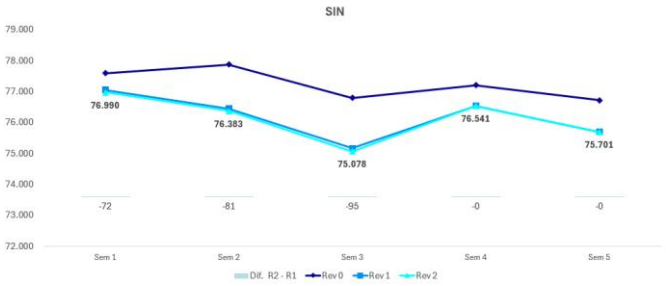


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de junho de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 2ª semana operativa de junho com a projeção da 1ª revisão, nota-se uma redução no SE/CO, Sul e Norte que totalizou 262 MW médios (-0,4%), e aumento na carga do Nordeste de 182 MW médios (+1,4%). Para a 3ª semana operativa, o submercado Norte foi o único ajustado, totalizando uma redução de 95 MW médios (-1,2%). Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 3ª semana operativa é de 75.078 MW médios (vide Gráfico 12).

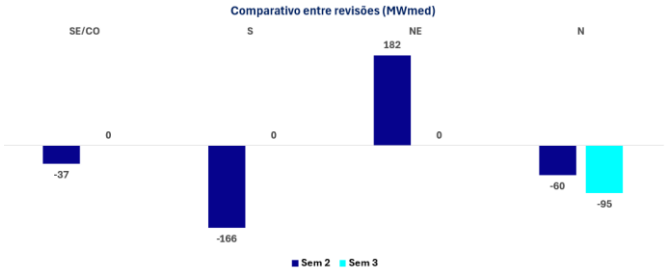


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

A Tabela 9 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de junho de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	77.600	77.885	76.803	77.209	76.722
RV1	77.062	76.464	75.173	76.541	75.701
RV2	76.990	76.383	75.078	76.541	75.701

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.

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.

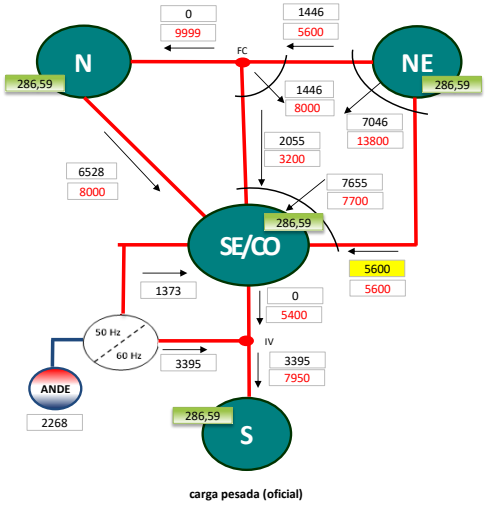


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

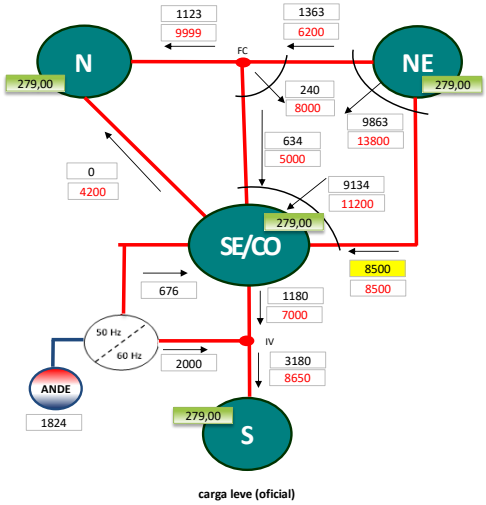


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

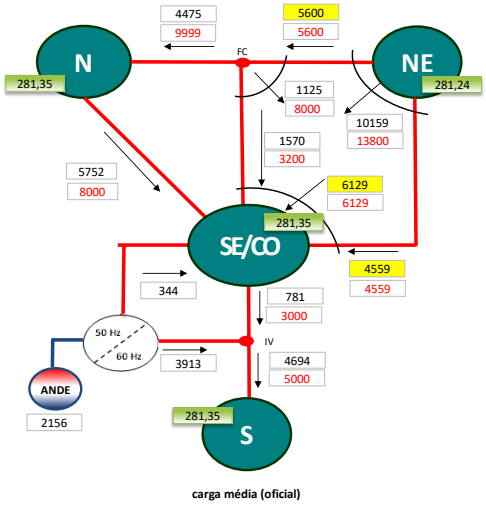


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

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.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 10 as declarações de CVU para a terceira semana operativa de junho de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a terceira semana operativa de junho

Nome	CVU Declarado (R$/MWh)	CVU Original (R$/MWh)
NORTEFLU	884,63	1.037,11

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 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra os principais impactos na FCF.

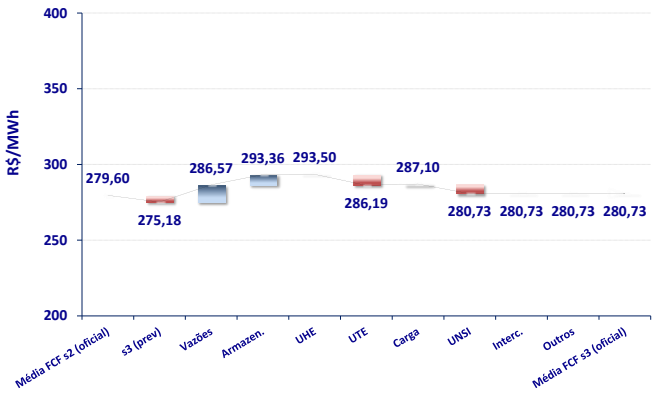


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

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.

Para a terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R$ 11/MWh e um menor nível de armazenamento verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com mais aproximadamente R$ 7/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; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

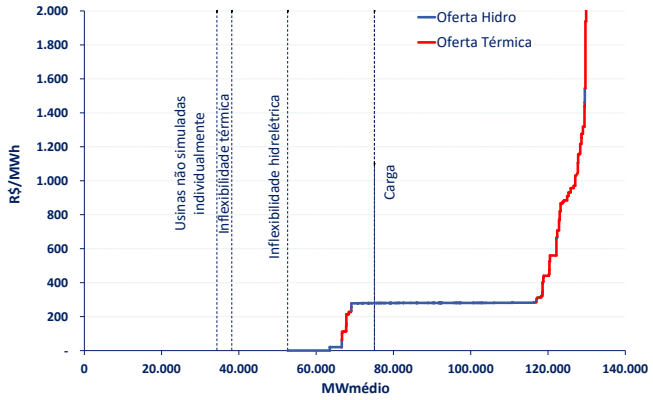


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS –junho de 2025

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2025.

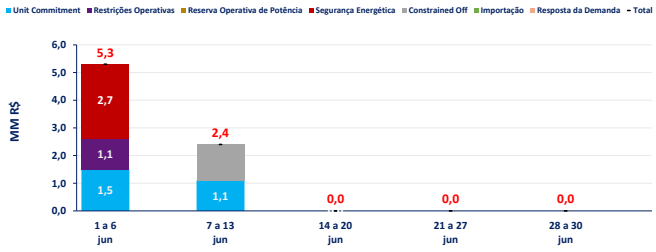


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

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	1,05	-	-	-	-	-	1,05
Total	1,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,05
Subm.			Segurança Energética (R$ MM)				
Sul	2,71	-	-	-	-	-	2,71
Total	2,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,71
Subm.			Reserva Operativa de Potência (R$ MM)				
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.			Unit Commitment (R$ MM)				
Sudeste	0,25	0,65	-	-	-	-	0,90
Norte	1,21	0,46	-	-	-	-	1,67
Total	1,46	1,11	0,00	0,00	0,00	0,00	2,57
Subm.			Constrained Off (R$ MM)				
Nordeste	0,01	0,01	-	-	-	-	0,02
Norte	0,01	1,34	-	-	-	-	1,35
Total	0,02	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1,37
Subm.			Importação (R$ MM)				
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.			Resposta da Demanda (R$ MM)				
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 11 resulta na expectativa de R$ 7,70 milhões, sendo R$ 2,71 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R$ 2,57 milhões por *unit commitment*, R$ 0,00 milhões devido a importação, R$ 1,37 milhões devido ao constrained-off térmico, R$ 1,05 milhões devido a restrições operativas e R$ 0,00 milhões por resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 12 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de junho são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 a 30 de junho de 2025 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 2025.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

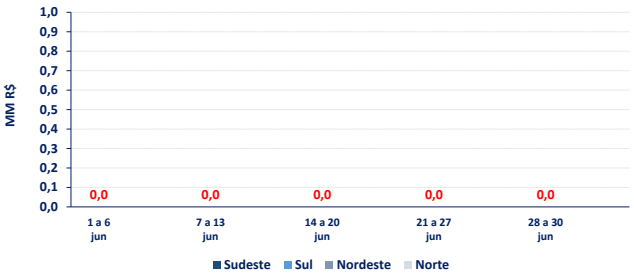
Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

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.



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.

Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 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 valor estimado de geração para o período de 1° a 12 de junho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 13 de junho são idênticos aos do dia 12.

A expectativa para o período de 14 a 30 de junho de 2025 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 2025.

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.

A garantia física sazonalizada de 2025 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados Abertos" e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 071/25, de 24 de janeiro de 2025.

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 2025, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de maio de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 21 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para maio e junho de 2025. Além dos valores mensais para maio e junho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para junho.

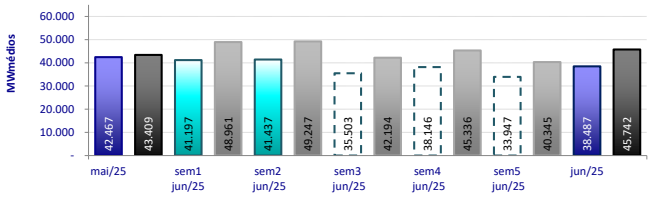


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio e de junho de 2025

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

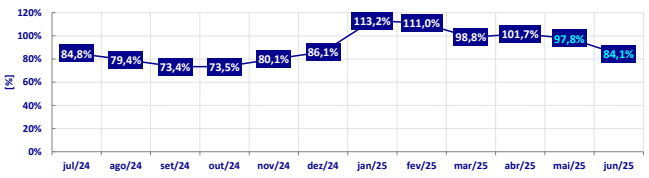


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 23 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.

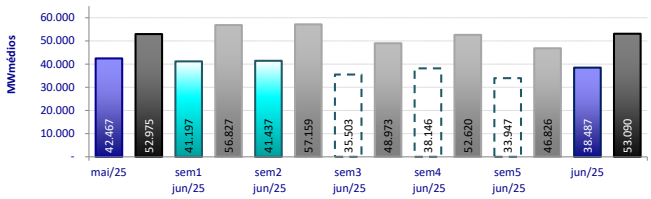


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio e de junho de 2025

O Gráfico 24 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 2025 (ainda não contabilizados).

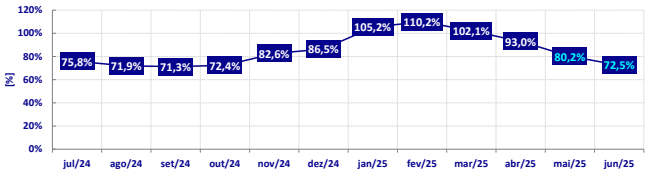


Gráfico 24 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 2025 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, não foram consideradas previsibilidades:

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, não existem Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.

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.