

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 5ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de maio de 2025.

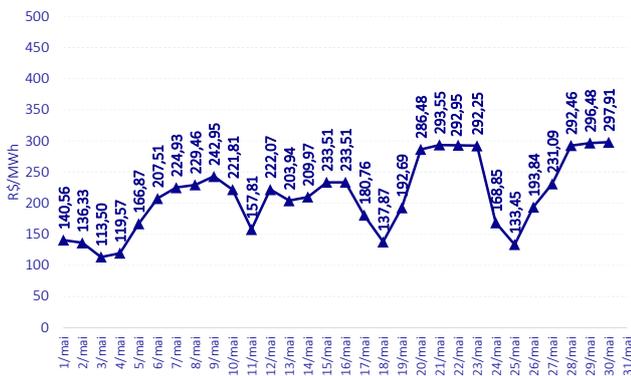


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 24 a 30 de maio de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM

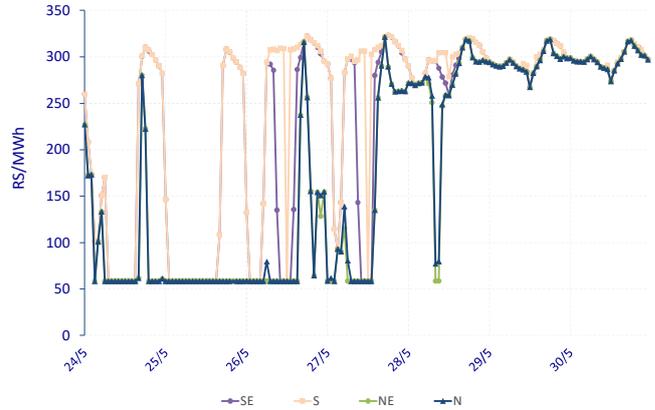


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quinta semana operativa de maio (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
230,58	244,31	179,77	180,68

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
MWméd	76.926	3.807	2.740	15.290	4.416	39.856	4.739	6.078
%	100%	5%	4%	20%	6%	52%	6%	8%

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 24 a 30 de maio de 2025.

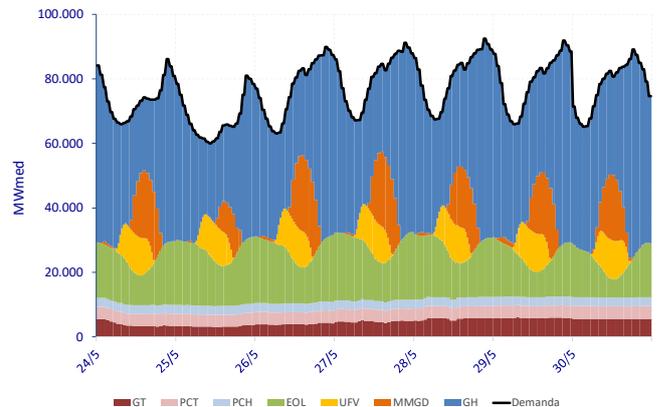


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 31 de maio a 6 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	313,37	313,37	313,37	313,37
Média	306,65	310,88	306,65	306,65
Leve	306,34	306,34	306,34	306,34
Média semanal	307,51	309,14	307,51	307,51

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - mai	1ª sem - jun	Variação %
SE/CO	293,32	307,51	4,8%
S	330,65	309,14	-6,5%
NE	291,87	307,51	5,4%
N	291,87	307,51	5,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 31 de maio a 6 de junho, apresentaram variações de: 4,8% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 307,51/MWh; -6,5% no submercado Sul, fechando a R\$ 309,14/MWh; 5,4% no submercado Nordeste, fechando a R\$ 307,51/MWh; 5,4% no submercado Norte, fechando a R\$ 307,51/MWh.

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

Para maio de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 70% da MLT para o sistema, sendo 83% no Sudeste; 40% no Sul; 45% no Nordeste e 67% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de junho de 2025 fechem em torno de 70% da MLT para o sistema, sendo 75% no Sudeste; 86% no Sul; 29% no Nordeste e 57% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 40 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -128 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -2 MWmédios no submercado Sul, -54 MWmédios no submercado Nordeste e 225 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -83 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.028 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 246 MWmédios no submercado Sul, 103 MWmédios no submercado Nordeste, 596 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.

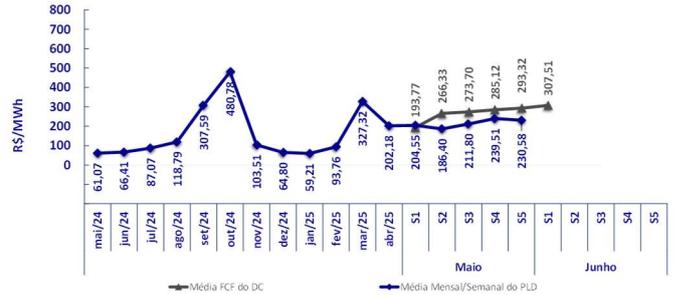


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

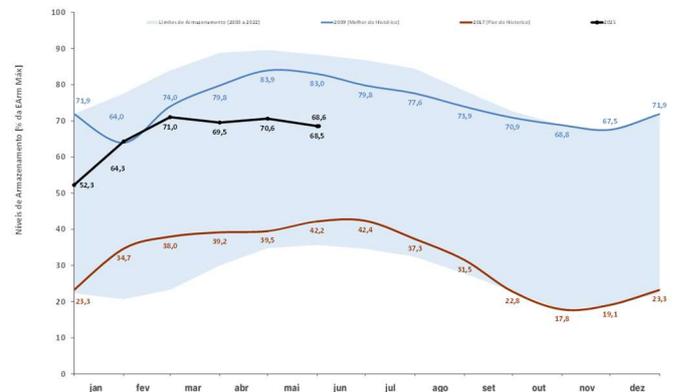


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses, com manutenção dos níveis desde então, com ligeira queda em maio.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 1 de junho de 2025, com os verificados no final de abril de 2025, observamos as seguintes variações: -1,9% para o Sudeste, -4,1% para o Sul, -3,4% para o Nordeste e 0,5% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 1 de junho de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -2,9% no Sudeste, -58,6% no Sul, -1,2% no Nordeste e 1,6% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de maio e junho de 2025, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em maio e junho de 2025 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
mai/23	69,4%	42,1%	76,8%	96,9%
jun/23	68,6%	35,6%	73,8%	98,3%
Diferenças	-0,8%	-6,5%	-3,0%	1,4%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a junho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. Apesar da entrada do NEWAVE Híbrido, com representação individualizada das hidrelétricas no primeiro ano, continuaremos disponibilizando em caráter informativo os valores obtidos por REE.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	Ordem	Previsão Junho % da MLT
Sudeste	77 (18)						71 (82)	1	74
Madeira	94 (0)					119 (-22)	115 (78)	2	112
Teles Pires	90 (26)					113 (-12)	104 (62)	2	96
Itaipu	73 (25)						96 (78)	1	90
Parana	77 (5)	98 (18)	81 (-4)	48 (-2)		71 (1)	72 (71)	5	75
Parapananema	65 (18)						51 (82)	1	45
Sul	94 (6)						37 (94)	1	68
Iguaçu	97 (24)						40 (76)	1	73
Nordeste	57 (33)						46 (67)	1	52
Norte	78 (24)						62 (76)	1	64
Belo Monte	96 (12)						75 (88)	1	66
Manaus	92 (-10)	69 (21)	86 (-2)	145 (10)	100 (12)	113 (-1)	93 (44)	6	98

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, a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT² 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 apresentou alterações em relação ao PMO de Maio e considerou a inclusão das UHEs Juruena e Estrela em sua expansão de capacidade.

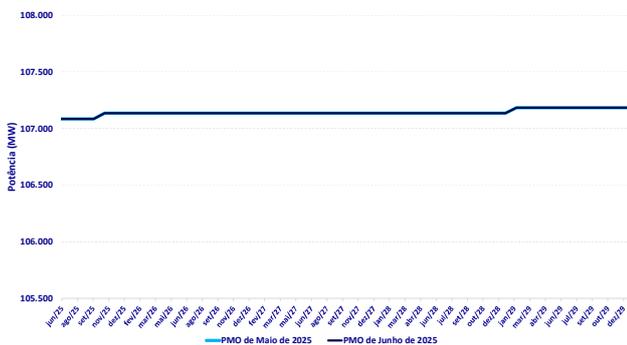


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou para o PMO de Junho a antecipação da UTE GNA II e postergação da NT Barcarena.

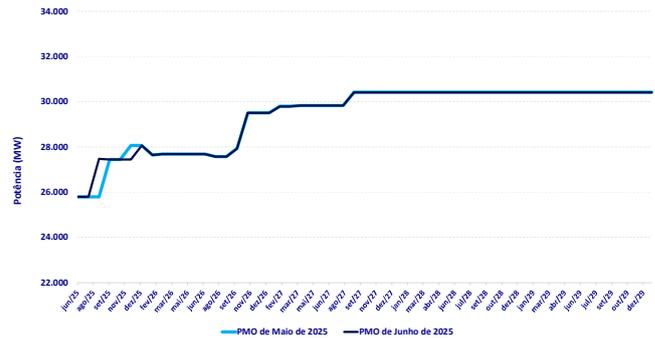


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

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

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -1944 MWmédios para o primeiro mês, e -1866 MWmédios no segundo mês.

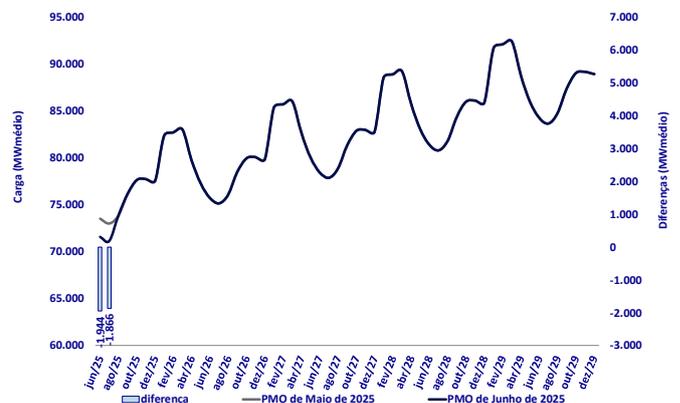


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

Usinas Não Simuladas Individualmente

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

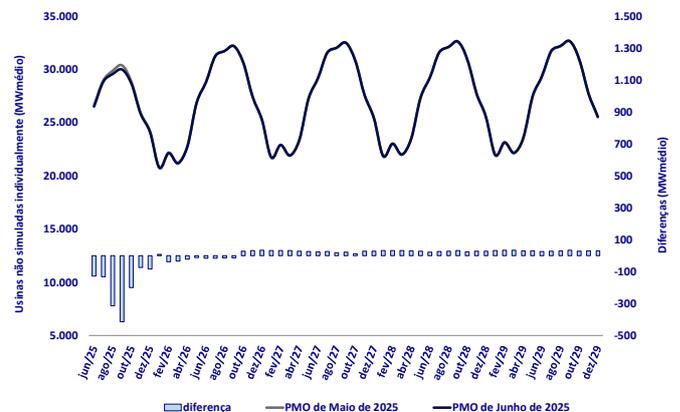


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

² Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – coordenadora da reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

Para o período, observa-se uma redução média de -7 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -413 MWmédios em setembro/2025.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 9 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de junho de 2025 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.



Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

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\$ 303/MWh, e respectivamente uma expectativa de aumento de cerca de R\$ 9/MWh. O menor nível de armazenamento dos reservatórios resultou em um aumento de aproximadamente R\$ 20/MWh. Por outro lado, um aumento nos limites de intercâmbio reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 13/MWh.



Gráfico 11 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para o submercado Sul

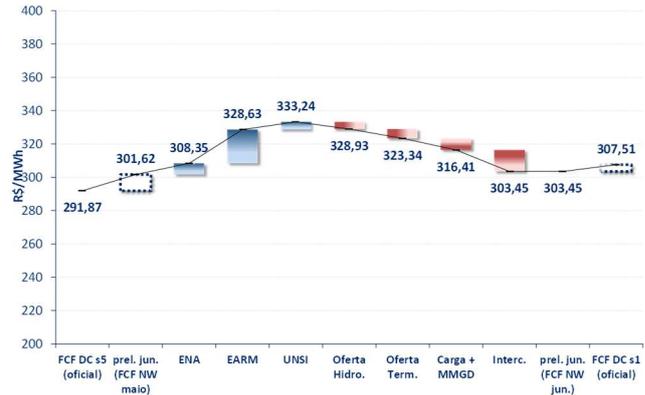


Gráfico 12 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Nordeste e Norte

Para as regiões Sul, Nordeste e Norte, as mesmas variáveis tiveram maior impacto, em magnitudes diferentes.

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 13 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

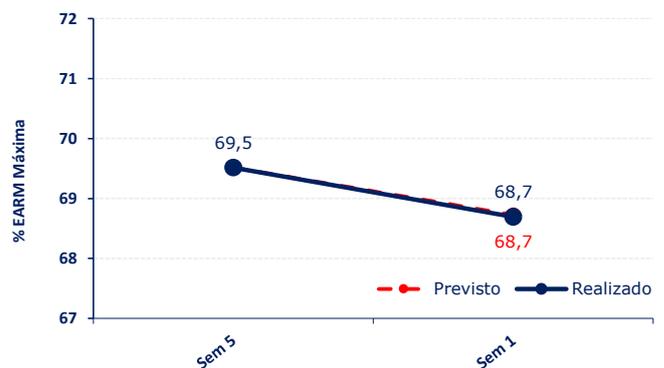


Gráfico 13 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 68,7% (Energia Armazenada de 201.389 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 68,7% (Energia Armazenada de 201.306 MWmês), o que representou uma queda de -83 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,0%	141.845	68,5%	140.817	-0,5%	-1.028
S	34,4%	7.038	35,6%	7.284	1,2%	246
NE	73,6%	38.065	73,8%	38.168	0,2%	103
N	97,6%	14.441	98,3%	15.037	4,0%	596
SIN	68,7%	201.389	68,7%	201.306	0,0%	-83

Carga - DECOMP

O Gráfico 14 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de junho.

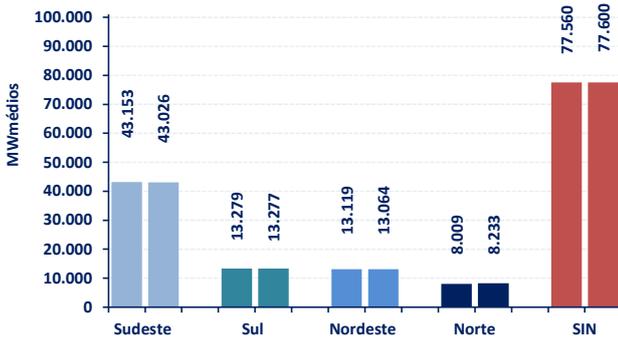


Gráfico 14 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 14 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de junho na RV4 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de junho (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de junho.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-128	-2	-54	225

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas de residências novas avançaram 10,9% em abril, para uma taxa anualizada de 743 mil de unidades. A mediana dos preços caiu 2,0% a/a, demonstrando o impacto dos altos custos de financiamento sobre a demanda. Além disso, o Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board subiu para 98,0 pontos em maio (contra 85,7 pontos revisados no mês anterior), impactado tanto pela melhora nas expectativas futuras, quanto pela avaliação da situação atual.

No Brasil, o Índice de Confiança da Construção (ICST) voltou a cair, recuando 0,3 ponto em maio, para 93,3 pontos, o menor nível desde junho de 2021 (92,3). Na média móvel trimestral, o índice recuou 0,3 ponto. Esse resultado foi influenciado pelo momento atual e pelas perspectivas, e o NUCI da Construção aumentou para 79,5%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,38% na terceira quadrissemana de maio, ante 0,45% no mesmo período de abril. Os grupos que mais contribuíram para esse aumento foram Alimentação (+0,82%), Transportes (+0,53%) e Saúde (+1,19%), enquanto Despesas Pessoais amenizou a alta, ao variar -0,39%. Com relação à confiança do consumidor, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, subiu 1,9 ponto em maio, alcançando 86,7 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice subiu 1,1 ponto, para 85,3 pontos. Essa é a terceira alta consecutiva, indicando possível recuperação das perdas entre dezembro de 2024 e fevereiro deste ano. O resultado de maio foi impulsionado pela melhora da percepção atual e das expectativas futuras sobre a situação econômica local, com redução do pessimismo em relação à situação financeira atual das famílias. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE avançou 0,9 ponto em maio, para 98,9 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 0,2 ponto, para 98,4 pontos. Esse resultado reflete uma piora na

percepção da situação atual, contraposta por uma melhora nas expectativas para os próximos meses. No mês, houve aumento da confiança em 11 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE subiu 1,5 ponto em maio, para 91,9 pontos. Na média móvel trimestral, o índice avançou 0,1 ponto. O resultado é motivado pela melhora na avaliação da situação atual e, principalmente, nas expectativas futuras. Em maio, o Índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE cresceu 1,2 ponto, para 88,7 pontos, impulsionado pela melhora na avaliação sobre a demanda atual. Em relação ao mercado de trabalho, segundo o Novo Caged, foram criados 257,5 mil postos formais em abril, ante 239,9 mil em abril de 2024, considerando ajustes. As admissões cresceram 1,4% e os desligamentos caíram 6,7% em comparação com a divulgação anterior. Todos os Grandes Grupamentos de Atividades registraram saldos positivos, com destaque para o setor de Serviços, que registrou saldo de 136,1 mil. A taxa de rotatividade (35,5%) e a taxa de demissões voluntárias (1,5%) permanecem em patamares elevados, indicando que o mercado de trabalho está aquecido. O PIB apresentou crescimento de +1,4% no primeiro trimestre de 2025 em relação ao trimestre anterior, impulsionado pela alta de 12,2% da agropecuária. Em relação ao mesmo trimestre de 2024, o PIB cresceu 2,9% e acumulou nos últimos 4 trimestres um crescimento de 3,5%. Em relação à balança comercial de maio, o saldo foi de US\$ 6,5 bilhões até a quarta semana (+2,5% a/a), com exportações totalizando US\$ 24,1 bilhões (+4,7% a/a) e importações US\$ 17,6 bilhões (+5,5% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 131,4 bilhões (+1,9% a/a) e as importações totalizaram US\$ 107,2 bilhões (+11,6% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 24,2 bilhões (-26,3% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,13%.

O Gráfico 15 apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, o PMO de maio projetou uma carga para o SIN de 80.394 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de junho para o mês de maio foi de 77.339 MW médios (-3,8%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve um aumento de 4.321 MW médios (+5,9%) e uma redução de 1.675 MW médios (-2,1%), respectivamente, para o SIN.

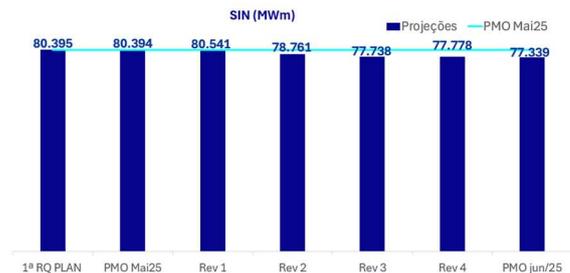


Gráfico 15 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de maio.

O Gráfico 16 apresenta a carga de junho de 2025. Em termos mensais, o PMO de junho indicou uma expectativa de carga no valor de 77.302 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em junho de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 5.934 MW médios (+8,3%) e 1.593 MW médios (+2,1%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de junho é de 5.716 MW médios, sendo parte integrante da carga de 77.302 MW médios do PMO.

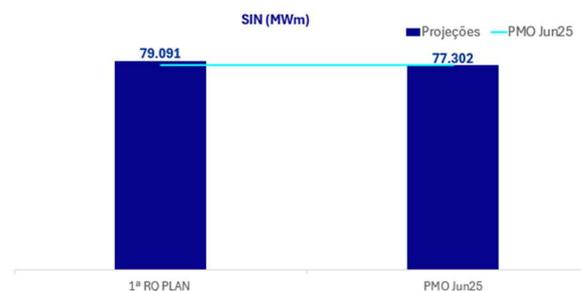


Gráfico 16 - Previsões de carga para o SIN conforme 1ª RQ PLAN e PMO Jun/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de junho de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e da 1ª RQ do PLAN

2025-2029. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em junho de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+6,1%).

Tabela 9 – 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	+233 (+0,5%)	-1.314 (-3,0%)
S	+365 (+2,8%)	-357 (-2,6%)
NE	+527 (+4,2%)	+0 (+0,0%)
N	+468 (+6,1%)	-119 (-1,4%)
SIN	+1.593 (+2,1%)	-1.789 (-2,3%)

Em comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN 2025-2029, houve redução em todos os submercados, totalizando no SIN uma diminuição de 1.789 MW médios (-2,3%).

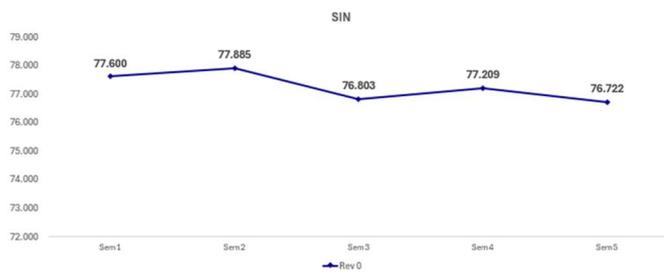


Gráfico 17 - Projeção da carga do PMO de junho de 2025

O Gráfico 17 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 77.600 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 55,4% do total, conforme apresentado no Gráfico 18.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

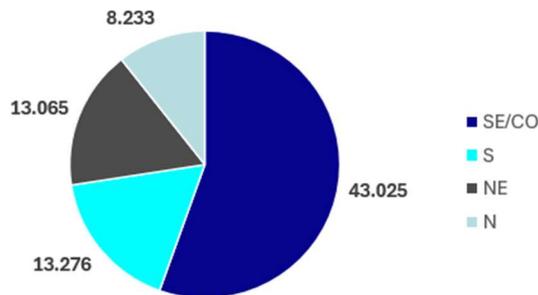


Gráfico 18 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de junho/25 por submercado.

A Tabela 10 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

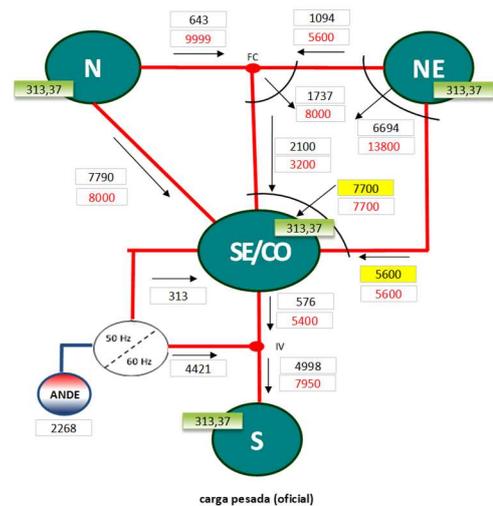
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de junho de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	77.600	77.885	76.803	77.209	76.722

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

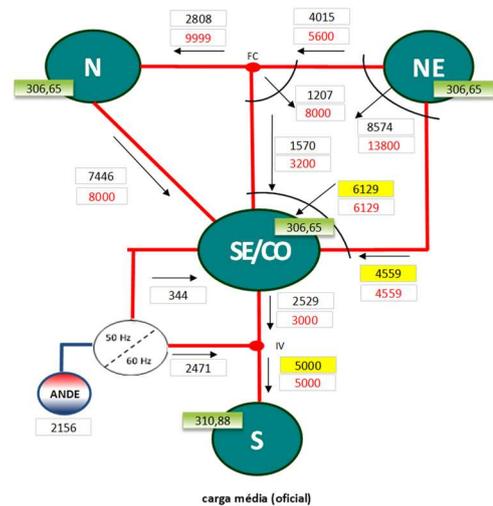
Intercâmbio entre submercados

Os Gráficos 19, 20 e 21 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.



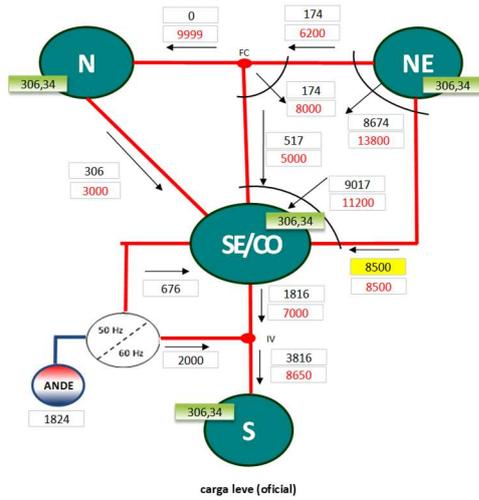
XXXXXX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 20 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX Fluxo de intercâmbio (MW médios)
XXXX Limite de intercâmbio (MW médios)

Gráfico 21 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 9/MWh.

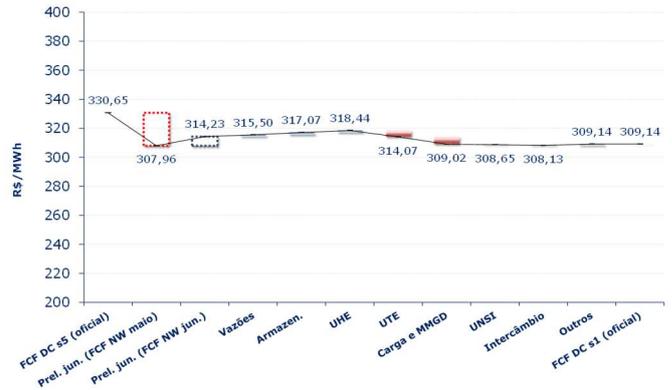


Gráfico 23 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sul

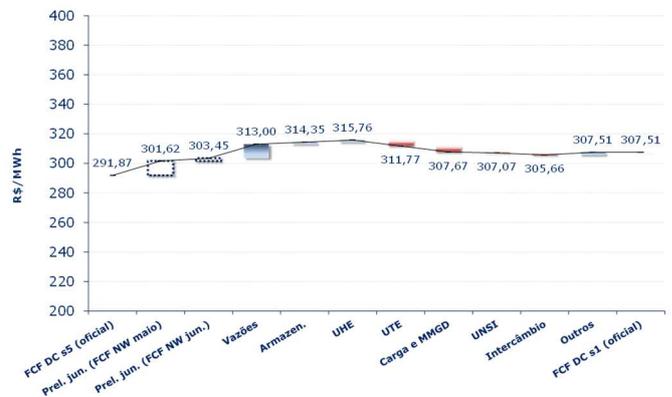


Gráfico 24 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF foram alterações nas características de UTEs e nas projeções de MMGD e carga, somando uma redução de aproximadamente R\$ 9/MWh.

Nos submercados Norte e Nordeste, uma expectativa de redução nas aflúências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 10/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Declaração de CVU

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

Para a primeira semana operativa de junho não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 11 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de junho de 2025.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de junho

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	842,51	1.022,99

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 22 ilustra os principais impactos na FCF.

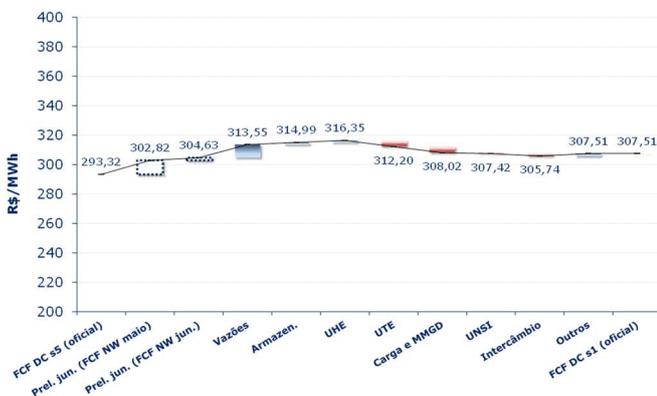


Gráfico 22 - Decomposição da variação da FCF para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

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.

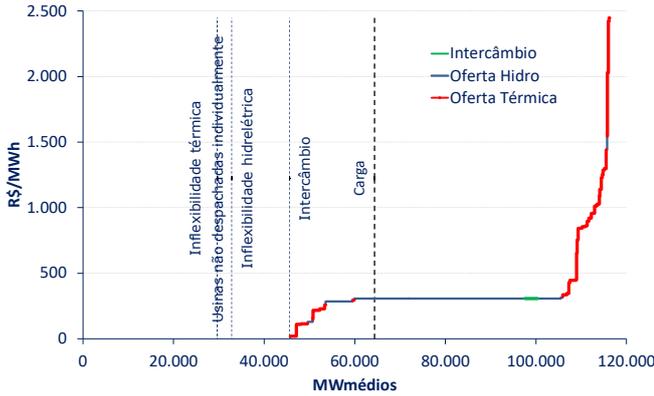


Gráfico 25 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte

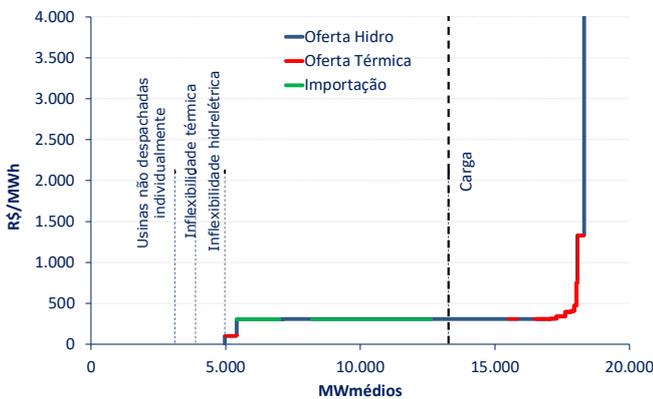


Gráfico 26 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sul

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	-	0,08	1,48	5,36	-	6,92
Norte	-	-	-	0,01	0,01	-	0,02
Total	0,00	0,00	0,08	1,49	5,37	0,00	6,94
Segurança Energética (R\$ MM)							
Sul	-	-	-	1,54	7,76	-	9,30
Total	0,00	0,00	0,00	1,54	7,76	0,00	9,30
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,85	0,15	0,63	2,56	4,36	-	9,55
Sul	-	-	0,06	0,32	0,25	-	0,63
Norte	0,03	0,69	0,49	0,63	1,10	-	2,94
Total	1,88	0,84	1,18	3,51	5,71	0,00	13,12
Constrained Off (R\$ MM)							
Nordeste	-	-	-	-	0,03	-	0,03
Norte	-	-	0,20	1,62	1,34	-	3,16
Total	0,00	0,00	0,20	1,62	1,37	0,00	3,19
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00						
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00						

O total dos valores apresentados no Gráfico 27 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 32,55 milhões, sendo R\$ 9,30 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 13,12 milhões por *unit commitment*, R\$ 3,19 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 6,94 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 28 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2025.

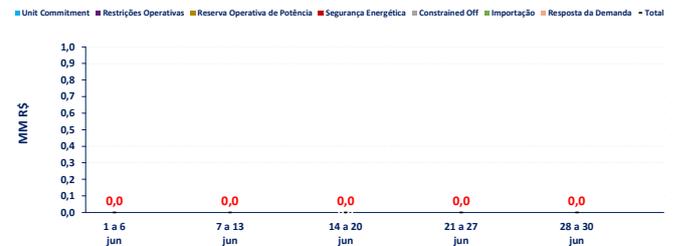


Gráfico 28 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de junho.

Tabela 13 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de junho

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00						
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00						
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00						
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00						
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00						

O total dos valores apresentados no Gráfico 28 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de maio a 29 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 30 a 1 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 2 de junho são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de junho 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 0 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 de ESS – maio e junho de 2025

O Gráfico 27 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2025.

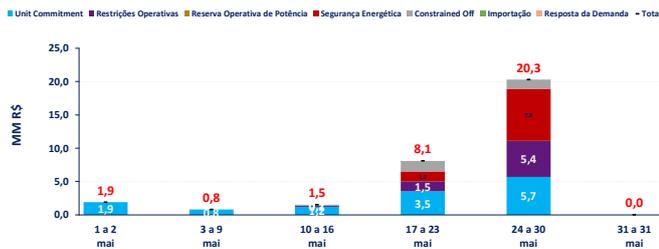


Gráfico 27 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

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

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no Gráfico 29.

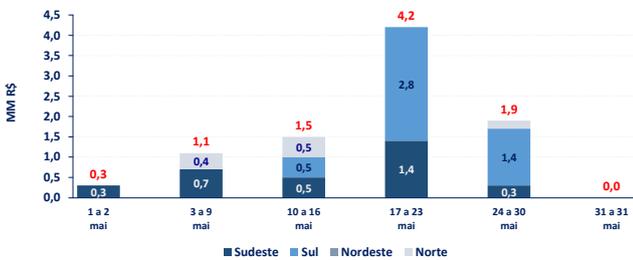


Gráfico 29 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 29 resulta na expectativa de R\$ 9,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para junho é apresentada no Gráfico 30.

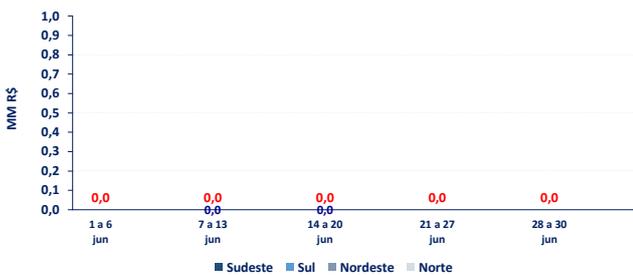


Gráfico 30 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 30 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 1º de maio a 29 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os

dias 30 a 1 de junho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 2 de junho são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de junho 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 0 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 31 e no Gráfico 32 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 ambos os meses.

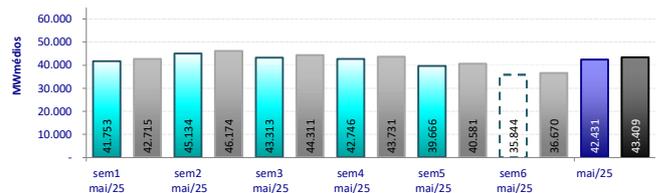


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2025

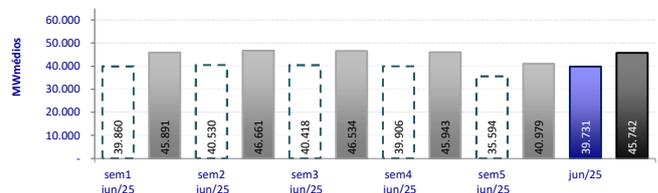


Gráfico 32 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2025

O Gráfico 33 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2025 (ainda não contabilizados).

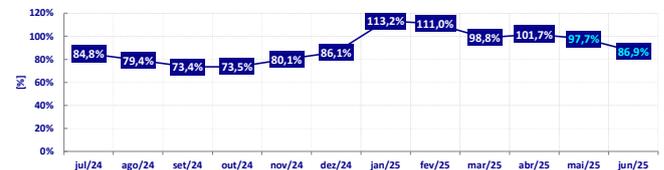


Gráfico 33 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 34 e no Gráfico 35 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme (“flat”). Além do valor mensal para os meses de maio e junho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

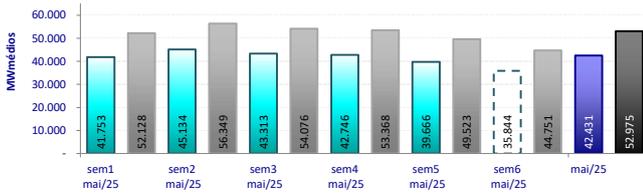


Gráfico 34 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2025

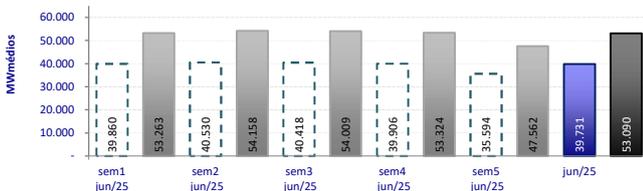


Gráfico 35 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2025

O Gráfico 36 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).

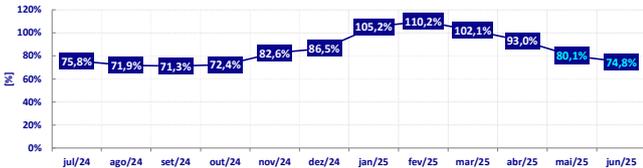


Gráfico 36 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 de próximos 14 meses.

O Gráfico 37 até o Gráfico 40 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de junho de 2025 a julho de 2026.

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

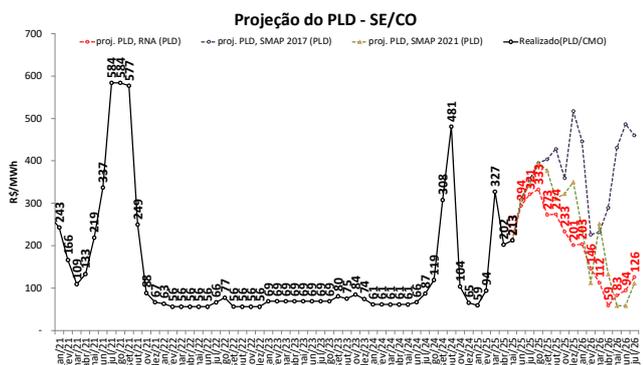


Gráfico 37 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

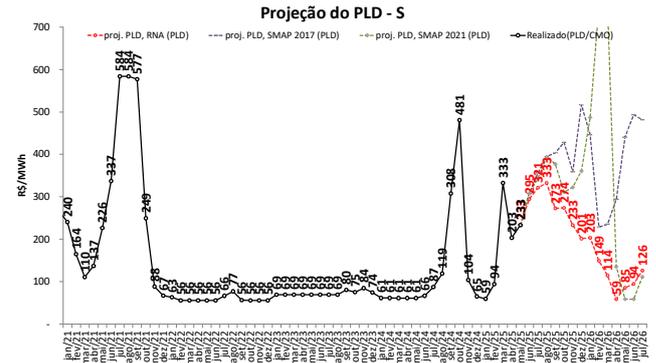


Gráfico 38 - Projeção do PLD do Sul

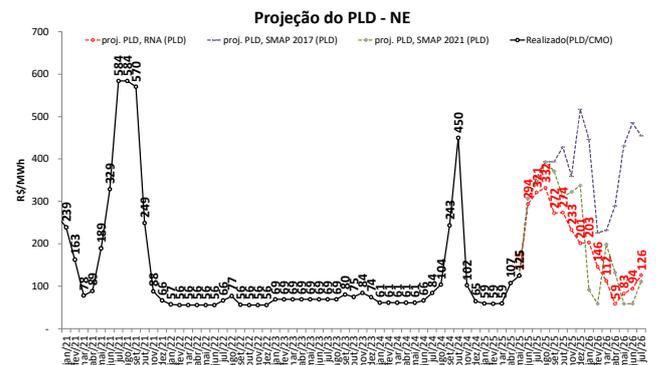


Gráfico 39 - Projeção do PLD do Nordeste

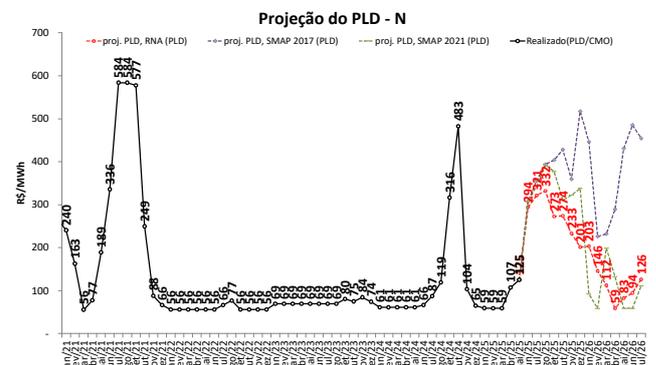


Gráfico 40 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de junho de 2025 a julho de 2026.

SE/CO	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
proj. PLD, RNA (PLD)	294	321	333	273	274	233	201	203	146	112	59	83	94	126
proj. PLD, SMAP 2017 (PLD)	303	358	394	404	423	399	517	440	230	232	239	431	483	455
proj. PLD, SMAP 2021 (PLD)	309	344	394	377	311	322	380	240	112	252	132	59	59	111
S	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
proj. PLD, RNA (PLD)	293	321	333	273	274	233	201	203	146	114	59	85	94	126
proj. PLD, SMAP 2017 (PLD)	307	356	394	394	426	399	517	440	226	232	239	431	483	455
proj. PLD, SMAP 2021 (PLD)	307	344	393	371	311	322	387	241	112	252	132	59	59	111
N	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26
proj. PLD, RNA (PLD)	294	321	332	273	274	233	201	203	146	112	59	83	94	126
proj. PLD, SMAP 2017 (PLD)	308	356	394	404	426	399	517	440	226	232	239	431	483	455
proj. PLD, SMAP 2021 (PLD)	309	344	393	377	311	322	387	241	112	252	132	59	59	111

Tabela 14 - 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

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.

quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a quinta semana operativa de maio de 2025 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – Conforme previsto no Procedimento de Rede, Submódulo 4.5 – Procedimental, os dados de Unit Commitment das usinas térmicas podem ser revisados anualmente. No caso da UTE Maranhão V, foi considerada indevidamente uma rampa de desligamento de uma hora, quando, segundo declaração do agente, o tempo correto é de trinta minutos.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação”.

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 quinta semana operativa de maio, não houve previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a quinta semana operativa de maio, não foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) documentos regulatórios que impactam o PLD/foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que impactam o PLD:

- DSP ANEEL 1.617/2025 (DOU: 02/06): liberação para OC das UG1, UG2, UG3 (366,733 MW cada) e UG4 (572,4 MW), totalizando 1.672,599 MW de capacidade instalada, da UTE GNA 2 a partir de 31/05/2025.
- DSP ANEEL 1.602/2025 (DOU: 02/06): alteração das denominações das Centrais Geradoras Termelétricas - UTEs localizadas no município de Manaus, de titularidade da empresa J&F SA.

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