

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

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

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

PLD – 4ª semana operativa

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

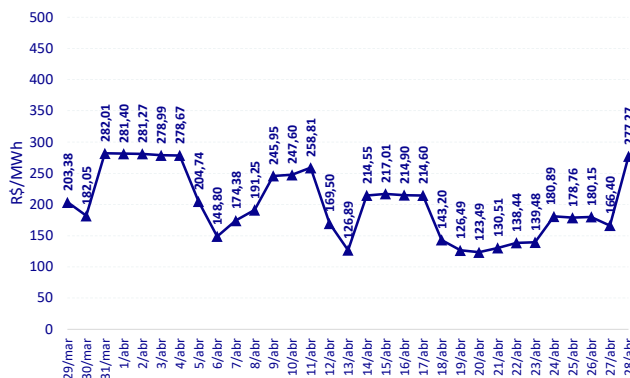


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 19 a 25 de abril de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

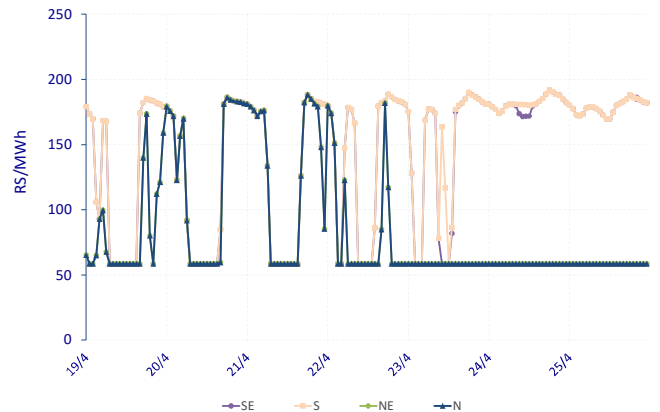


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
145,44	146,67	83,95	83,95

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	76.605	2.686	3.434	9.621	4.355	46.389	3.896	6.224
%	100%	4%	4%	13%	6%	61%	5%	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 19 a 25 de abril de 2025.

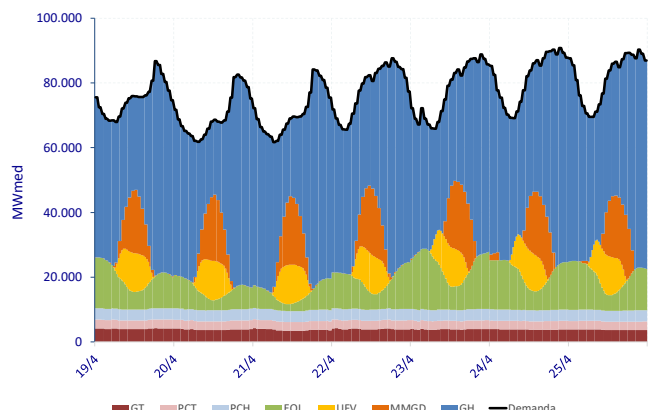


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 26 de abril a 2 de maio 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	270,28	279,99	134,59	134,59
Média	251,89	280,44	126,98	126,98
Leve	126,98	126,98	126,98	126,98
Média semanal	193,77	205,47	128,16	128,16

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - abr	1ª sem - mai	Variação %
SE/CO	176,56	193,77	9,7%
S	177,08	205,47	16,0%
NE	120,94	128,16	6,0%
N	120,94	128,16	6,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 26 de abril a 2 de maio, apresentaram variações de: 9,7% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 193,77/MWh; 16,0% no submercado Sul, fechando a R\$ 205,47/MWh; 6,0% no submercado Nordeste e Norte, fechando a R\$ 128,16/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a redução na geração de UNSI e uma piora nas afluências esperadas para o mês de maio.

Para abril de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 72% da MLT para o sistema, sendo 81% no Sudeste; 66% no Sul; 30% no Nordeste e 75% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluências de maio de 2025 fechem em torno de 69% da MLT para o sistema, sendo 80% no Sudeste; 48% no Sul; 34% no Nordeste e 66% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 921 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de - 975 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -108 MWmédios no submercado Sul, 72 MWmédios no submercado Nordeste e 90 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 517 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 122 MWmédios no submercado Sul, 52 MWmédios no submercado Nordeste, 754 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.

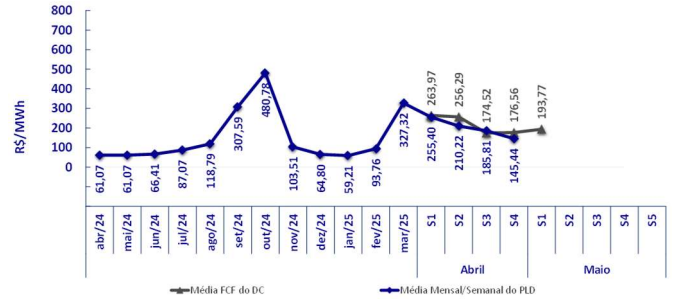


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

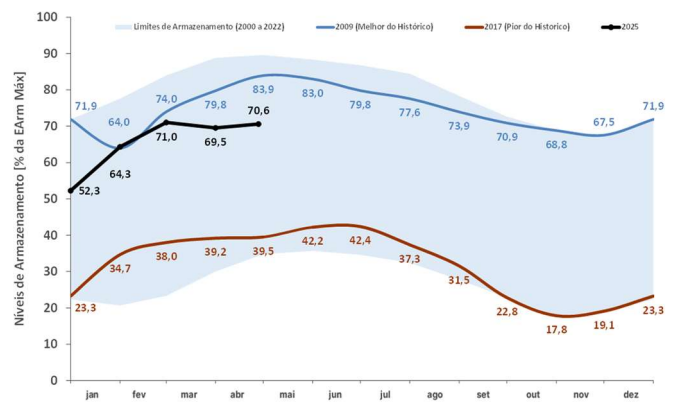


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros dois meses de 2025 e estabilizando nos últimos dois meses.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 28 de abril de 2025, com os verificados no final de março de 2025, observamos as seguintes variações: 1,8% para o Sudeste, 1,3% para o Sul, -1,6% para o Nordeste e 3,0% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 28 de abril de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -2,9% no Sudeste, -27,2% no Sul, -1,8% no Nordeste e 2,4% 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 abril e maio 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 abril e maio de 2025 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
abr/23	67,8%	39,6%	78,2%	94,7%
mai/23	69,4%	42,1%	76,8%	96,9%
Diferenças	1,6%	2,5%	-1,4%	2,2%

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 maio, 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	JUN	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	Ordem	Previsão Maio % da MLT
Sudeste	76 (10)				75 (13)	49 (3)	73 (73)	3	77
Madeira	88 (26)		95 (-13)	102 (6)	99 (-7)	108 (-9)	118 (39)	5	109
Teles Pires	88 (22)						117 (78)	1	108
Itaipu	70 (32)						74 (68)	1	76
Parana	75 (29)				81 (14)	48 (8)	67 (68)	3	72
Paranapanema	64 (-2)		155 (40)	70 (-7)	93 (-6)	44 (7)	58 (39)	5	100
Sul	130 (2)				75 (-22)	43 (8)	61 (67)	3	72
Iguaçu	107 (4)						78 (96)	1	89
Nordeste	57 (17)						30 (83)	1	32
Norte	78 (1)					89 (-21)	62 (77)	2	58
Belo Monte	97 (-8)						108 (92)	1	108
Manaus	93 (-17)			86 (29)	145 (-2)	100 (3)	110 (48)	4	104

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, considerou o retorno em operação da UG3 da UHE Promissão e a postergação da UHE de Jurueña.

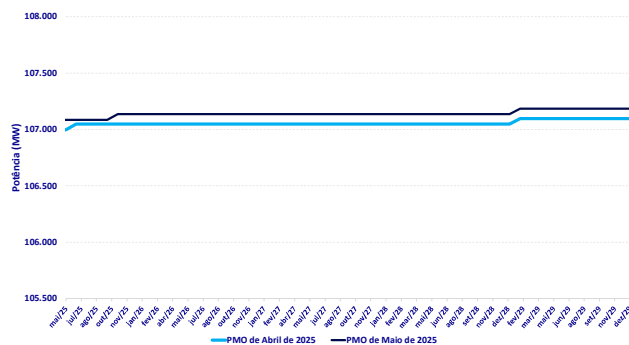


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a antecipação da interligação do SIN com a UTE Boa Vista e a postergação das UTEs Cidade do Livro e Cambará.

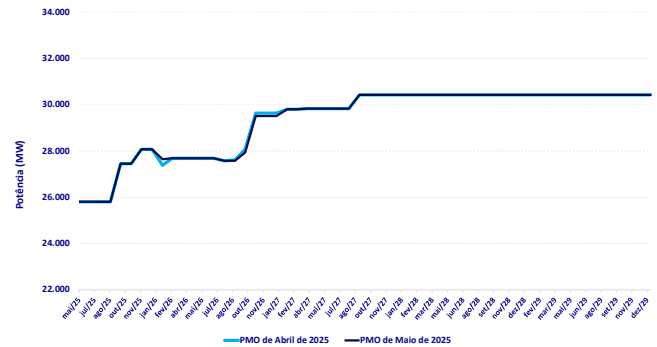


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

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

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu elevação da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética – PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma elevação de aproximadamente -434,80 MWmédios na expectativa para o período. Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -98 MWmédios para o primeiro mês, e -530 MWmédios no segundo mês.

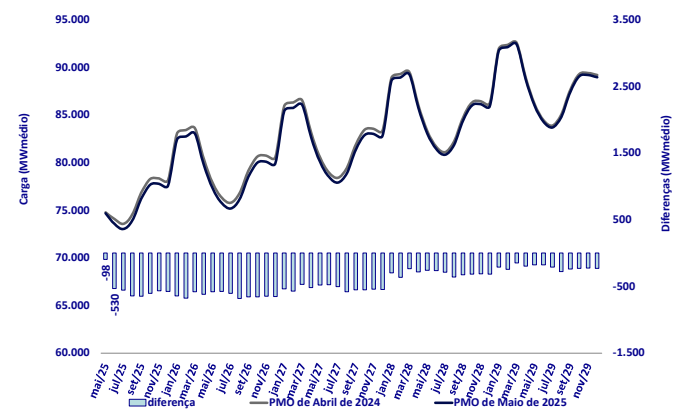


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

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 abril e maio é ilustrada no Gráfico 9.

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.

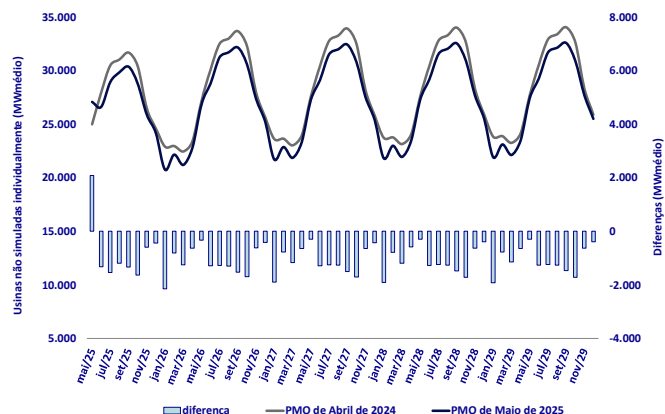


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma redução média de -1.028 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -2.150 MWmédios em janeiro/2026.

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 maio de 2025 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

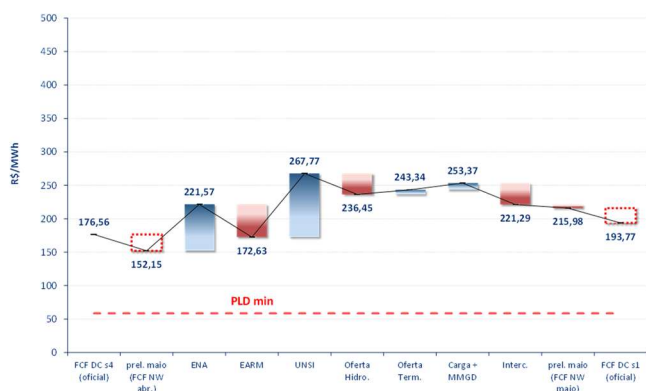


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

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.

Para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, a expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 152/MWh. A redução na expectativa de geração de usinas não simuladas individualmente elevou em aproximadamente R\$ 95/MWh a FCF do NEWAVE. Pode-se destacar ainda uma redução na ENA esperada, que resultou num aumento de aproximadamente R\$ 70/MWh.



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

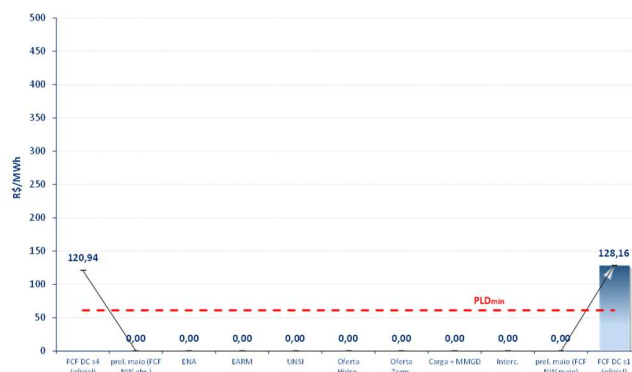


Gráfico 12 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercados Nordeste e Norte

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 indicadores 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.

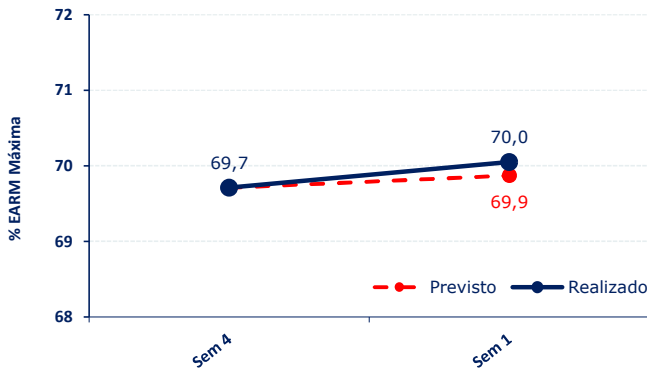


Gráfico 13 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,9% (Energia Armazenada de 204.409 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 70,0% (Energia Armazenada de 204.926 MWmês), o que representou um aumento de 517 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 maio

Submercado	RV0 - previsto		RV0 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,4%	142.667	69,2%	142.256	-0,2%	-411
S	41,5%	8.491	42,1%	8.613	0,6%	122
NE	76,7%	39.668	76,8%	39.720	0,1%	52
N	95,9%	13.583	96,9%	14.337	5,3%	754
SIN	69,9%	204.409	70,0%	204.926	0,2%	517

Carga - DECOMP

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

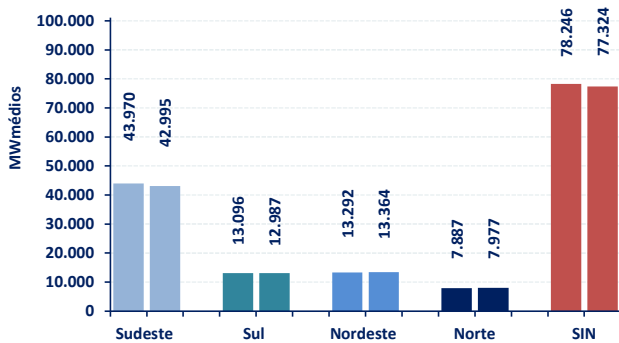


Gráfico 14 – Carga no SIN

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 maio na RV3 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de maio (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de maio.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-975	-108	72	90

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Atividade Industrial do FED da Filadélfia recuou 38,9 pontos para -26,4 em abril, a maior queda em dois anos. A pesquisa indicou queda nos novos pedidos e remessas, alteração marginal no emprego

e aumentos de preços mais disseminados. Os lançamentos de novas construções caíram 11,4% em março, ante +9,8% em fevereiro. As construções de casas unifamiliares diminuíram 14,2%, enquanto os projetos multifamiliares cresceram. Já a emissão de alvarás de construção, que é uma proxy para futuras construções, aumentou 1,6% ante -1,0% em fevereiro. O PMI da indústria caiu para 51,2 pontos em abril, ante 53,5 em março. Já o PMI de serviços desacelerou para 51,4, ante 54,4 pontos no mês anterior, enquanto a produção manufatureira voltou a crescer, alcançando 50,2 pontos. O sentimento do consumidor caiu 8% em relação a março, a quarta queda consecutiva, influenciado pela piora no índice de expectativas, especificamente em finanças pessoais e nas condições de negócios.

Na Zona do Euro, o Índice Composto de Produção PMI foi de 50,1 em abril, o que indica um cenário estável para a atividade empresarial no início do segundo trimestre do ano. As pressões inflacionárias gerais diminuíram, com fraco aumento dos custos de insumos de produção. Em relação às principais economias do bloco, o PMI composto da Alemanha foi de 49,7 (ante 51,3) e o da França foi de 47,3 (ante 48,0).

No Brasil, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, subiu 0,5 ponto em abril, alcançando 84,8 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice caiu 0,5 ponto, para 84,2 pontos. Essa é a segunda alta consecutiva, porém não suficiente para recuperar as perdas entre dezembro de 2024 e fevereiro deste ano. Segundo a FGV, apesar da melhora do índice, a confiança do consumidor continua refletindo um forte pessimismo disseminado. O Índice de Confiança da Construção (ICST) voltou a cair, recuando 1,4 ponto em abril, para 93,6 pontos, o menor nível desde março de 2022 (93,5 pontos). Na média móvel trimestral, o índice recuou 0,4 ponto. Esse resultado foi influenciado pela piora na avaliação sobre o momento atual e expectativas futuras. O NUCI da Construção recuou 0,8 ponto percentual, para 78,7%. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE reduziu 0,4 ponto em abril, para 98,0 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,2 ponto, para 98,2 pontos. Esse resultado reflete a piora nas avaliações sobre a situação atual e em relação aos próximos meses. No mês, houve queda da confiança em 11 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 4,6 bilhões até a terceira semana de abril (-8,4% a/a), com exportações totalizando US\$ 18,8 bilhões (+5,3% a/a) e importações US\$ 14,3 bilhões (+10,5% a/a). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 96,2 bilhões (-0,2% a/a) e as importações totalizaram US\$ 81,6 bilhões (+12,9% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$14,5 bilhões (-39,4% a/a). O mês foi marcado pelo crescimento na Agropecuária e na Indústria de Transformação, enquanto a Indústria Extrativa registrou queda. De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 indicam um crescimento de 2,00%.

O Gráfico 15 apresenta a carga de abril de 2025. Em termos mensais, o PMO de abril projetou uma carga para o SIN de 83.207 MW médios, enquanto a expectativa da carga verificada no PMO de maio para o mês de abril foi de 79.919 MW médios (-4,0%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em abril de 2023 e 2024, houve aumento de 5.925 MW médios (+8,0%) e diminuição de 1.718 MW médios (-2,1%), respectivamente, para o SIN.

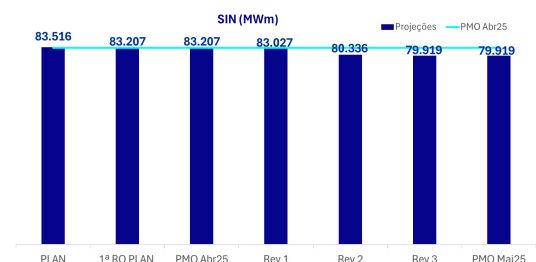


Gráfico 15 – Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de abril.

O Gráfico 16 apresenta a carga de maio de 2025. Em termos mensais, o PMO de maio indicou uma expectativa de carga no valor de 80.394 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em maio de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 7.376 MW médios (+10,1%) e 1.381 MW médios (+1,7%) respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de maio é de 5.730 MW médios, sendo parte integrante da carga de 80.394 MW médios do PMO.



Gráfico 16 - Previsões de carga para o SIN conforme PLAN 2025-2029. 1ª RO PLAN e PMO Mai/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de maio de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 1ª revisão quadrimestral do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em maio de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+4,9%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de maio/25 e a carga observada em maio/24 e a 1ª RO PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Mai/24	1º RQ PLAN
SE/CO	+52 (+0,1%)	-0 (-0,0%)
S	+570 (+4,4%)	-0 (-0,0%)
NE	+383 (+2,9%)	-0 (-0,0%)
N	+376 (+4,9%)	+0 (+0,0%)
SIN	+1.381 (+1,7%)	-1 (-0,0%)

Em comparação com os valores projetados pela 1ª RQ PLAN, a variação foi nula para todos os submercados.



Gráfico 17 - Projeção da carga do PMO de maio 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 77.325 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 55,6% do total, conforme apresentado no Gráfico 18.

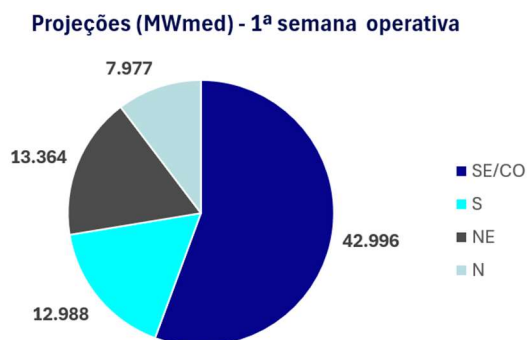


Gráfico 18 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de maio/25 por submercado.

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

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

SIN	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
Rev 0	77 325	81 650	81 010	80 154	79 763	79 548

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 19, Gráfico 20 e Gráfico 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.

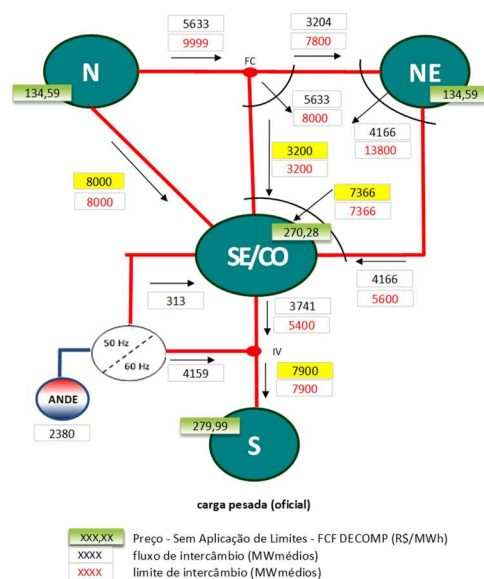


Gráfico 19 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

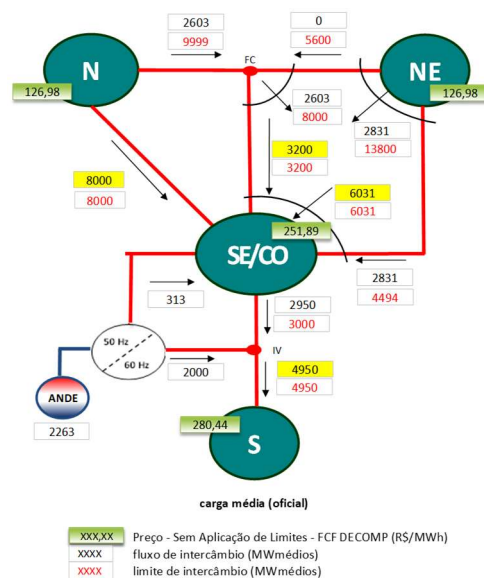


Gráfico 20 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

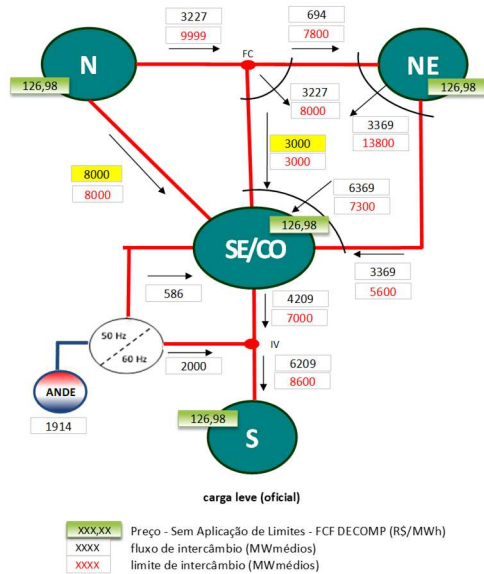


Gráfico 21 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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.

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 maio de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	842,51	1.124,34

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

Para a primeira semana operativa, nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúncias elevou a FCF em aproximadamente R\$ 60/MWh. Ressalta-se também que uma redução na carga e aumento da geração distribuída reduziu a FCF em aproximadamente R\$53/MWh.



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

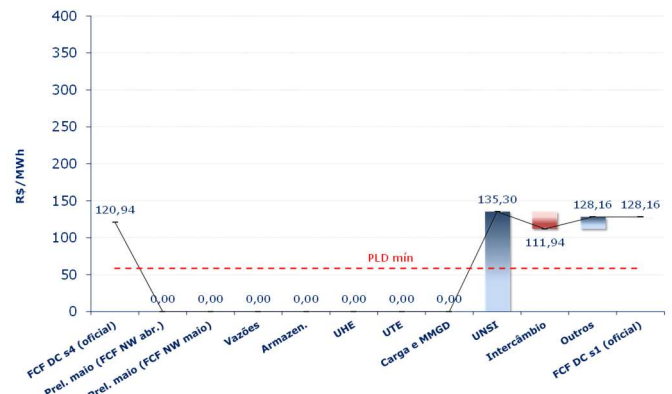


Gráfico 24 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Em relação ao submercados Nordeste e Norte, e redução na geração de usinas não simuladas individualmente retirou a FCF do zero, com uma elevação de R\$ 135/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.

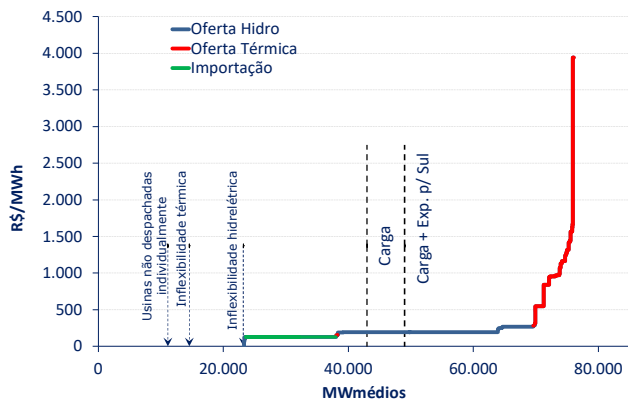


Gráfico 25 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sudeste/Centro-Oeste

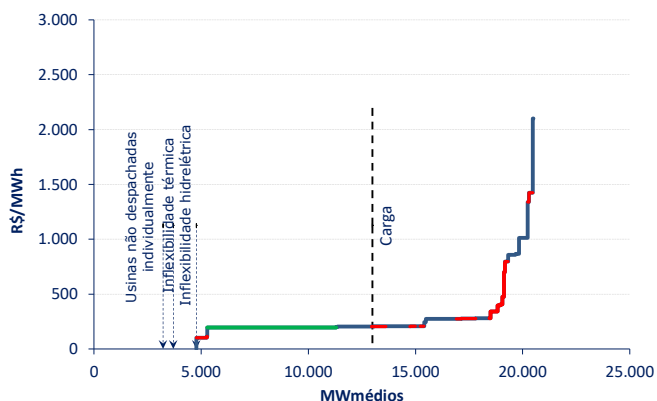


Gráfico 26 - Oferta e demanda de energia para o submercado Sul

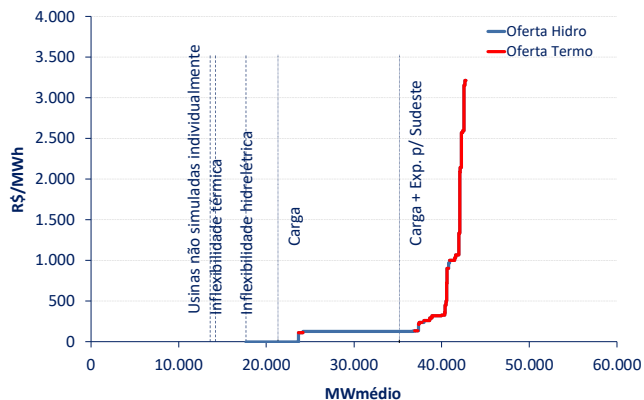


Gráfico 27 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril e maio de 2025

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

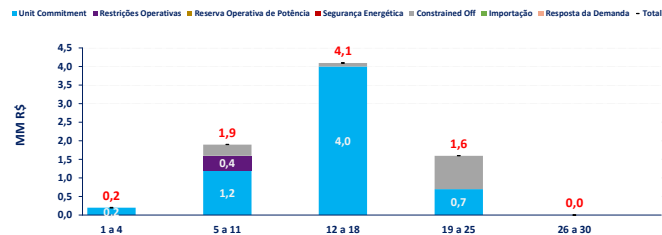


Gráfico 28 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,40	-	-	-	-	0,40
Norte	-	0,01	0,05	0,04	-	-	0,10
Total	0,00	0,41	0,05	0,04	0,00	0,00	0,50
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,02	0,06	0,70	0,07	-	-	0,85
Sul	-	0,31	0,29	0,32	-	-	0,92
Norte	0,13	0,81	2,98	0,26	-	-	4,18
Total	0,15	1,18	3,97	0,65	0,00	0,00	5,95
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	-	-	-	0,01	-	-	0,01
Nordeste	-	0,32	0,14	0,93	-	-	1,39
Total	0,00	0,32	0,14	0,94	0,00	0,00	1,40
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 28 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 7,85 milhões, sendo R\$ 5,95 milhões por *unit commitment*, R\$ 1,40 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,50 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 29 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2025.

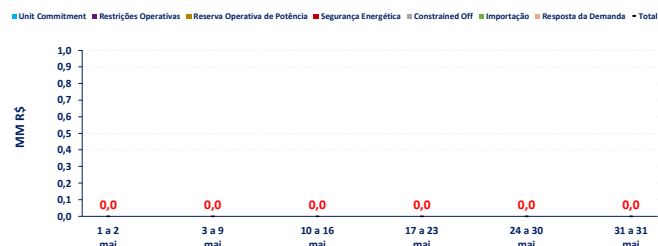


Gráfico 29 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

Tabela 13 – 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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Constrained Off (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 29 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de abril a 24 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os

dias 25 a 27 de abril são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 28 de abril são idênticos aos do dia 27.

A expectativa para o período de 29 de abril a 31 de maio 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 maio 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 abril é apresentada no Gráfico 30.

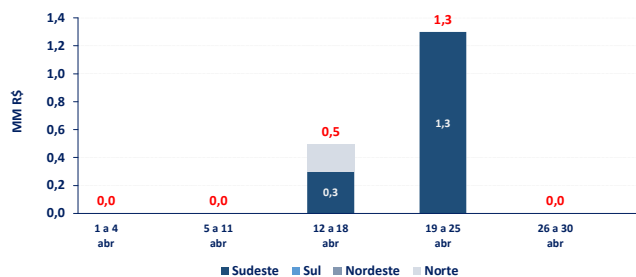


Gráfico 30 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 30 resulta na expectativa de R\$ 1,80 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para maio é apresentada no Gráfico 31.

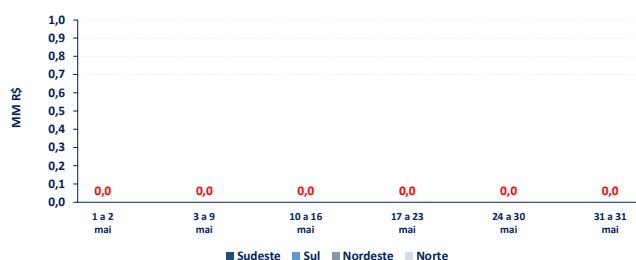


Gráfico 31 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 31 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

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 abril a 24 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 25 a 27 de abril são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 28 de abril são idênticos aos do dia 27.

A expectativa para o período de 29 de abril a 31 de maio 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 maio 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 abril de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 32 e no Gráfico 33 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para abril e maio de 2025. Além dos valores mensais para abril e maio, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

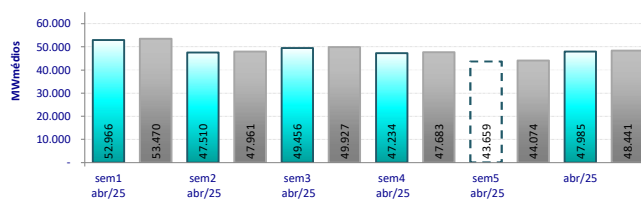


Gráfico 32 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de abril de 2025

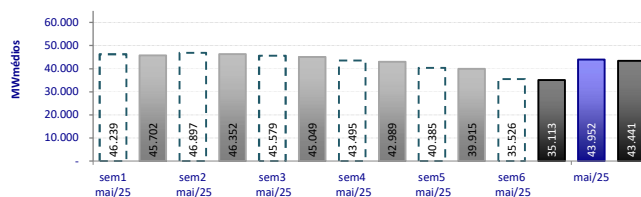


Gráfico 33 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2025

O Gráfico 34 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

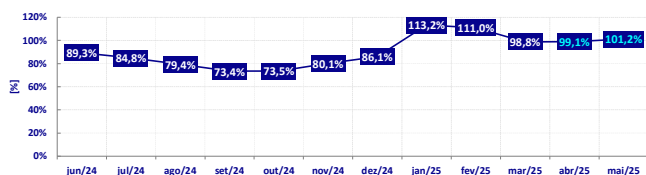


Gráfico 34 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 35 e no Gráfico 36 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 abril e maio, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

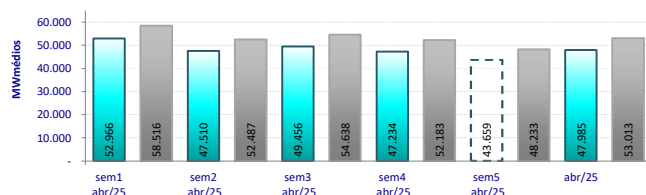


Gráfico 35 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de abril de 2025

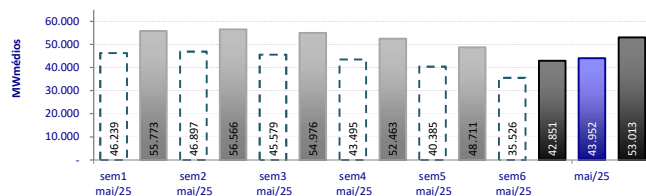


Gráfico 36 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2025

O Gráfico 37 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 abril e maio de 2025 (ainda não contabilizados).

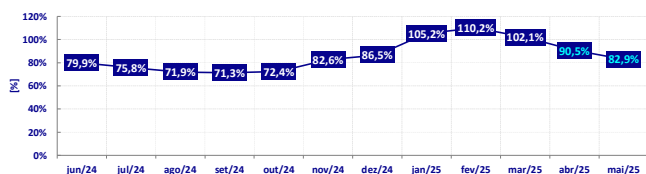


Gráfico 37 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 38 até o Gráfico 41 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de maio de 2025 a junho de 2026.

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

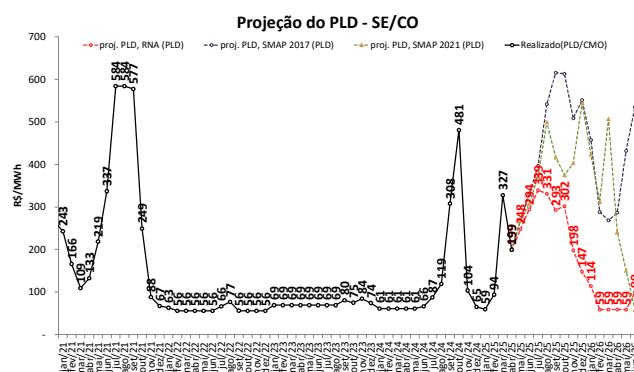


Gráfico 38 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

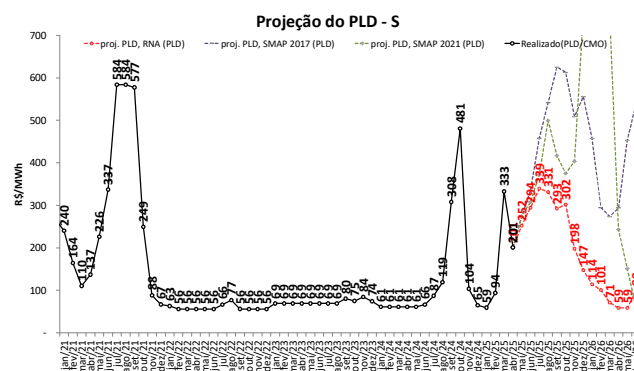


Gráfico 39 - Projeção do PLD do Sul

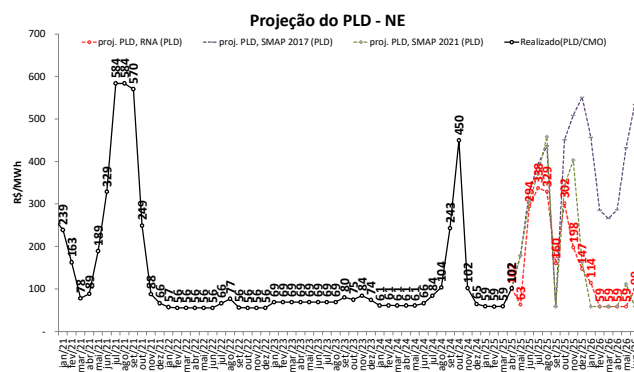


Gráfico 40 - Projeção do PLD do Nordeste

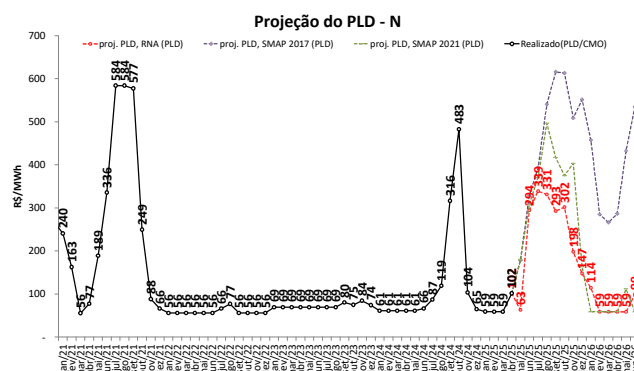


Gráfico 41 - Projeção do PLD do Norte

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

Tabela 14 – Resultados da Projeção do PLD

SECO	abr/25	mai/25	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
proj. PLD, RNA	199	246	294	339	391	453	522	598	677	759	844	931	1020	1111	1204
proj. PLD, SMAP 2017	199	260	328	396	462	528	593	657	720	782	844	905	965	1025	1085
proj. PLD, SMAP 2021	199	270	339	407	475	542	609	675	741	806	871	936	1001	1065	1129
#	abr/25	mai/25	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
proj. PLD, RNA	201	262	324	386	448	510	572	634	695	756	817	878	939	1000	1061
proj. PLD, SMAP 2017	201	273	345	417	489	560	631	702	772	842	911	980	1049	1118	1187
proj. PLD, SMAP 2021	201	284	356	428	500	571	642	712	782	851	920	989	1058	1127	1196
NE	abr/25	mai/25	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
proj. PLD, RNA	192	63	294	338	329	160	302	198	147	114	89	68	59	59	59
proj. PLD, SMAP 2017	192	179	309	371	433	495	557	618	679	740	801	862	923	984	1045
proj. PLD, SMAP 2021	192	179	309	371	433	495	557	618	679	740	801	862	923	984	1045
#	abr/25	mai/25	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
proj. PLD, RNA	192	63	294	338	329	160	302	198	147	114	89	68	59	59	59
proj. PLD, SMAP 2017	192	179	309	371	433	495	557	618	679	740	801	862	923	984	1045
proj. PLD, SMAP 2021	192	179	309	371	433	495	557	618	679	740	801	862	923	984	1045

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a quarta semana operativa de abril 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 quarta semana operativa de abril, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itaipara:

Restrição: Vazão bombeada

Valores CCEE: -

Valores ONS: -

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Resolução ANA nº 246

Consideração no PLD: PMO de maio de 2025
- UHE Jurumirim:

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7806 e 7807

Consideração no PLD: -

- UHE Paranapanema:

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7820 e 7821

Consideração no PLD: -

- UHE Piraju:

Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7822 e 7823

Consideração no PLD: -

- UHE Chavantes:

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 240 m³/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 7858

Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

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

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

- CP ANEEL 20/2025: obter subsídios para a proposta de Regulamentação do Comitê de Governança Específica, previsto no artigo 3º da Resolução nº 1 do Conselho Nacional de Política Energética.
Período de contribuição: e 24/04/2025 a 9/06/2025.