

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 julho de 2025.

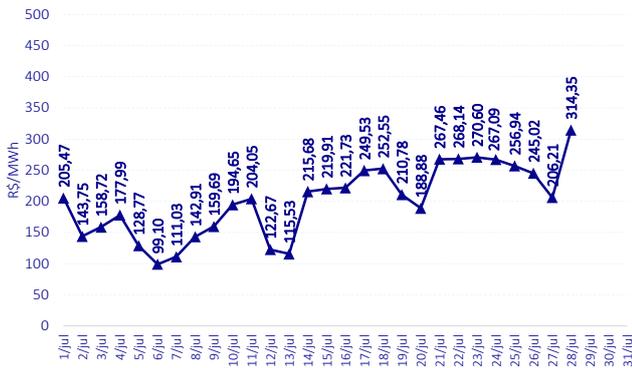


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

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

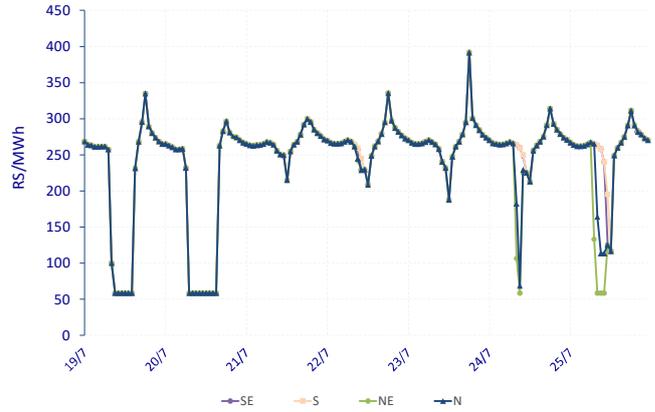


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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 julho (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
247,13	247,66	240,46	243,10

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	75.599	4.280	2.937	16.224	4.468	33.084	8.055	6.552
%	100%	6%	4%	21%	6%	44%	11%	9%

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 julho de 2025.

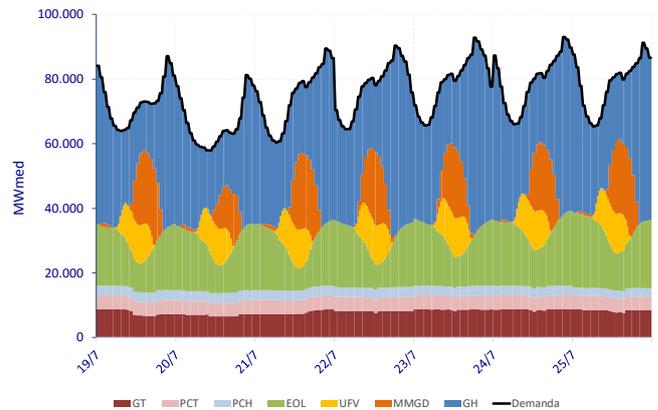


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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 julho a 1 de agosto 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	315,19	315,19	315,19	315,19
Média	308,68	308,68	308,68	308,68
Leve	302,61	302,61	302,61	302,61
Média semanal	306,83	306,83	306,83	306,83

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

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - jul	1ª sem - ago	Variação %
SE/CO	263,85	306,83	16,3%
S	263,85	306,83	16,3%
NE	263,85	306,83	16,3%
N	263,85	306,83	16,3%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 26 de julho a 1 de agosto, apresentaram variações de: 16,3% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 306,83/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês de agosto e a redução na expectativa de geração das UNSI.

Para julho de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 85% da MLT para o sistema, sendo 80% no Sudeste; 121% no Sul; 46% no Nordeste e 66% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de agosto de 2025 fechem em torno de 74% da MLT para o sistema, sendo 76% no Sudeste; 82% no Sul; 47% no Nordeste e 65% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 284 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 370 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 86 MWmédios no submercado Sul, -160 MWmédios no submercado Nordeste e -12 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.091 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -616 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -451 MWmédios no submercado Sul, 52 MWmédios no submercado Nordeste, -76 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.

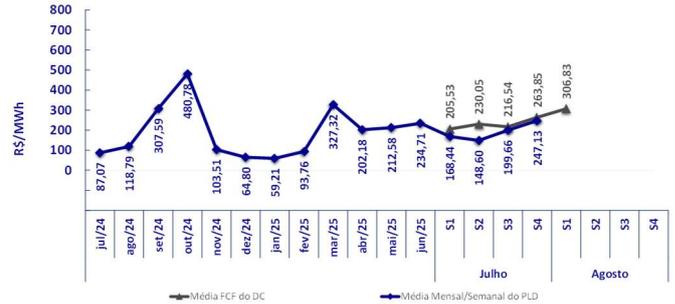


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 das Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

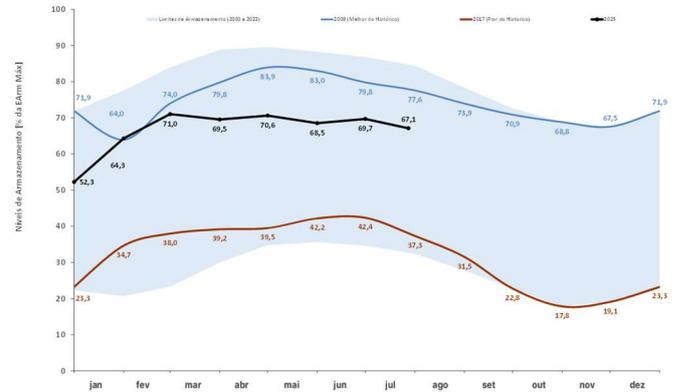


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2021 e uma pequena queda a partir de abril e que se intensificou em maio de 2021.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 27 de julho de 2025, com os verificados no final de junho de 2025, observamos as seguintes variações: -3,0% para o Sudeste, 18,1% para o Sul, -4,1% para o Nordeste e -3,4% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 27 de julho de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: 0,4% no Sudeste, -5,5% no Sul, 1,7% no Nordeste e 8,2% 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 julho e agosto 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 julho e agosto de 2025 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
jul/25	66,8%	67,3%	69,4%	96,9%
ago/25	64,1%	87,4%	65,8%	94,1%
Diferenças	-2,7%	20,1%	-3,6%	-2,8%

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 agosto, 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	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	Ordem	Previsão Agosto % da MLT
Sudeste	77 (9)						63 (91)	1	67
Madeira	104 (4)						139 (96)	1	137
Teles Pires	92 (-9)					87 (-27)	84 (73)	2	83
Itaipu	77 (8)			73 (24)	94 (17)	86 (-4)	83 (48)	4	83
Parana	78 (14)						67 (86)	1	72
Parapanema	69 (19)						57 (81)	1	73
Sul	86 (26)						118 (74)	1	104
Iguaçu	96 (27)						111 (73)	1	103
Nordeste	57 (16)						47 (84)	1	50
Norte	78 (-1)			64 (6)	61 (-8)	58 (-16)	56 (72)	4	53
Belo Monte	98 (-19)						65 (90)	1	63
Manaus	94 (-7)	145 (13)	100 (-13)	113 (11)	93 (2)	88 (21)	100 (33)	6	106

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 a suspensão da UG2 da UHE Sinop.

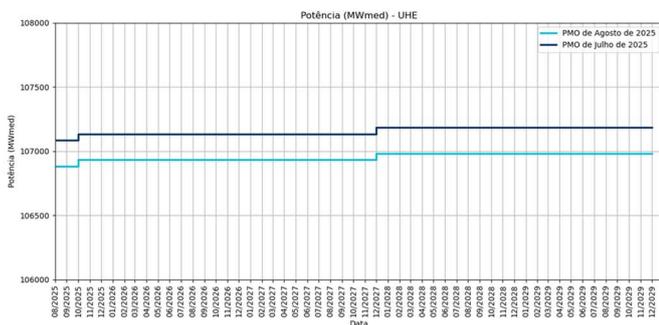


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação da entrada da UTE Cambará.

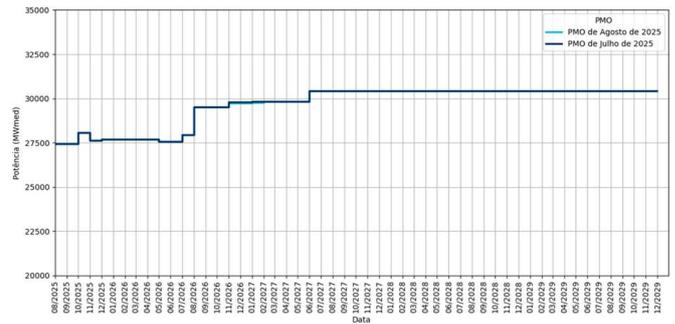


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de julho e agosto 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 -1438 MWmédios para o primeiro mês, e -2563 MWmédios no segundo mês.

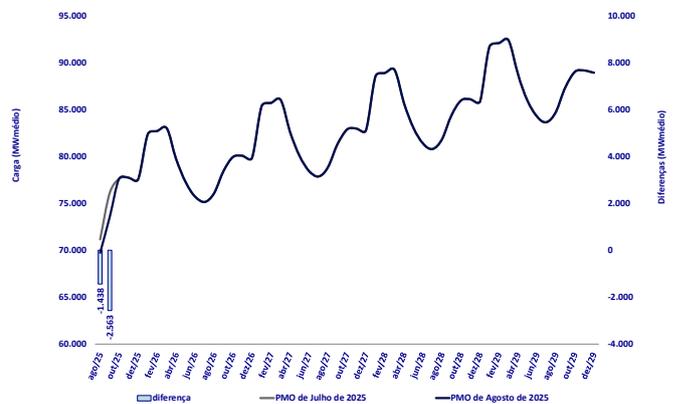


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

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 julho e agosto é ilustrada no Gráfico 9.

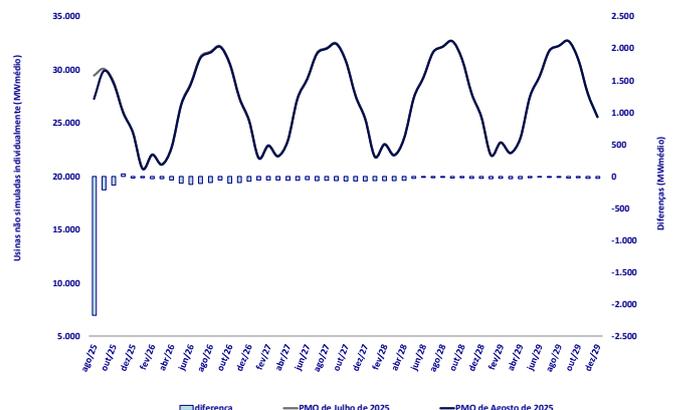


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

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 -93 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI.

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

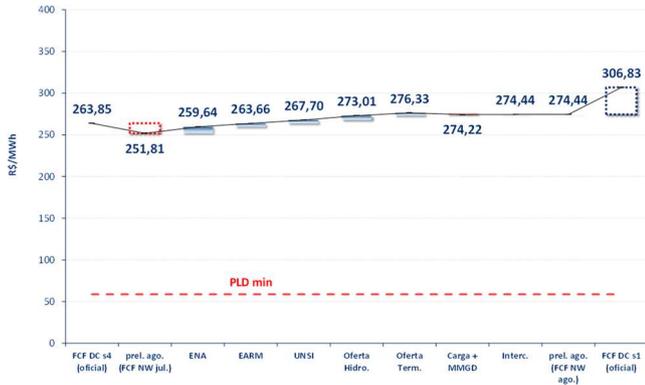


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 252/MWh, uma expectativa de redução de cerca de R\$ 12/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores resultou no aumento de aproximadamente R\$ 8/MWh na FCF do modelo NEWAVE.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo “FCF DC s1 (oficial)”, referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção “Decomposição da FCF do DECOMP” deste boletim.

DECOMP

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

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

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

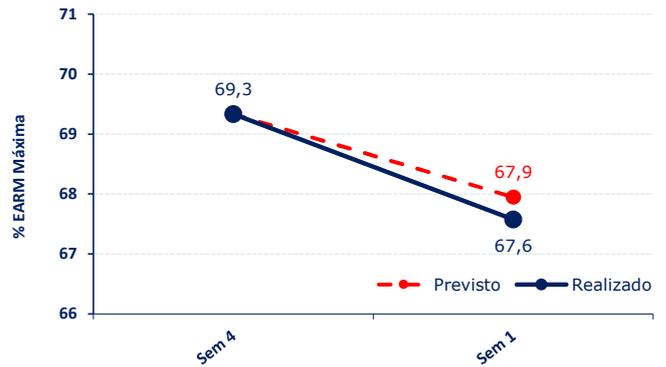


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 67,9% (Energia Armazenada de 199.363 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 67,6% (Energia Armazenada de 198.272 MWmês), o que representou uma queda de -1.091 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 agosto

Submercado	RVO - previsto		RVO – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	64,3%	132.068	64,0%	131.452	-0,3%	-616
S	89,6%	18.332	87,4%	17.881	-2,2%	-451
NE	65,7%	33.979	65,8%	34.031	0,1%	52
N	95,5%	14.984	94,1%	14.908	-0,5%	-76
SIN	67,9%	199.363	67,6%	198.272	-0,4%	-1.091

Carga - DECOMP

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

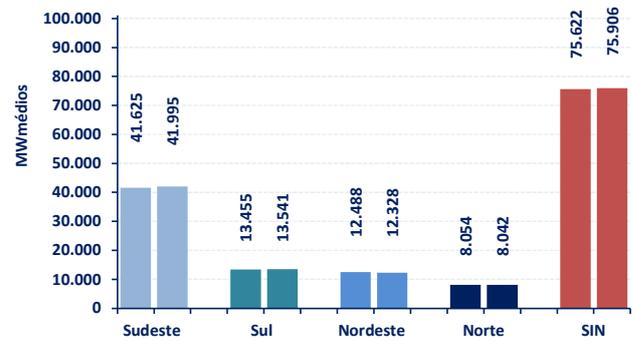


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de agosto na RV3 de julho (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de agosto (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de agosto.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
370	86	-160	-12

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Sentimento do Consumidor da Universidade de Michigan subiu para 61,8 em junho, maior nível nos últimos cinco

meses. Além disso, as expectativas de inflação recuaram pela segunda vez consecutiva, passando de 5,0% para 4,4%. O ISM Manufacturing PMI avançou 1,7 ponto, para 54,6 em junho, sendo o 30º mês consecutivo de expansão. Esse resultado foi impulsionado principalmente pelo aumento do setor de serviços. As vendas de residências novas aumentaram 0,6% em junho, para uma taxa anualizada de 627 mil de unidades. Já as vendas de residências usadas caíram 2,7% em junho, para uma taxa anualizada de 3,93 milhões de unidades.

Na Zona do Euro, dados provisórios do PMI Composto indicam que o índice subiu para 51,0 em julho, ante 50,6 em junho, impulsionado, principalmente, pelo setor de serviços, que registrou a maior taxa desde janeiro. Além disso, o Banco Central Europeu (BCE) decidiu manter a taxa de juros estável em 2,0%. Na Alemanha, o Índice de Expectativas do Instituto IFO subiu para 90,7 em junho, ante 90,6 no mês anterior.

No Brasil, o IGP-M registrou queda de 0,89% na segunda prévia de julho, ante -0,97% em igual período do mês anterior. O IPA-M caiu 1,39%, influenciado pelas quedas de 3,40% dos produtos agropecuários e 0,67% dos produtos industriais, enquanto o IPC-M e o INCC-M subiram 0,14% e 0,64%, respectivamente. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,26% na terceira quadrisssemana de julho, ante queda de 0,10% no mesmo período de junho. Os grupos com maior contribuição para esse aumento foram Habitação (0,52%, ante 0,22) e Transportes (0,92%, ante -0,86%). Já o IPC-S registrou alta de 0,31% na terceira quadrisssemana de julho, ante 0,19% no mesmo período de junho. A maior contribuição para o resultado foi o grupo Habitação (0,77%, ante 0,66%). Com relação à confiança do consumidor, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, subiu 0,8 ponto em junho, alcançando +86,7 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice subiu 0,6 ponto, para +86,4 pontos. Essa alta foi influenciada por resultados positivos tanto na avaliação sobre o momento presente quanto nas expectativas para os próximos meses. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 3,6 bilhões (-21,5% a/a) até a terceira semana de julho, com exportações totalizando US\$ 19,6 bilhões (+4,5%) e importações US\$ 16,0 bilhões (+12,9%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 185,5 bilhões (+1,4% a/a) e as importações totalizaram US\$ 151,8 bilhões (+10,3% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 33,7 bilhões (-25,8% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,23%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de julho de 2025. Em termos mensais, o PMO de julho projetou uma carga para o SIN de 75.926 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de agosto para o mês de julho foi de 75.020 MW médios (-1,2%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em julho de 2023 e 2024, houve aumento de 4.676 MW médios (+6,0%) e redução de 770 MW médios (-1,0%), respectivamente, para o SIN.

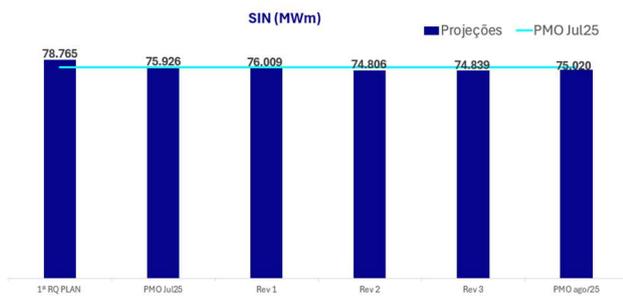


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de julho.

O Gráfico 14 apresenta a carga de agosto de 2025. Em termos mensais, o PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 76.809 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em agosto de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 3.743 MW médios (+5,1%) e diminuição de 432 MW médios (-0,6%), respectivamente. O bloco de MGD apurado na carga de agosto é de 7.085 MW médios, sendo parte integrante da carga de 76.809 MW médios do PMO.

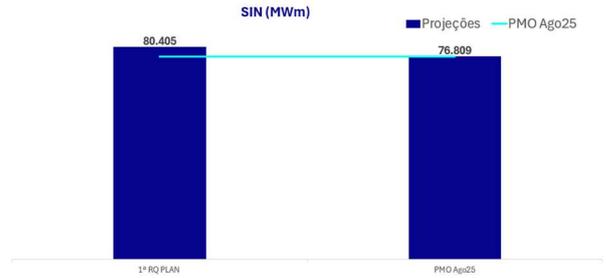


Gráfico 14 - Previsões de carga para o SIN conforme 1ª RQ PLAN e PMO Ago/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de agosto 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 agosto de 2024, observa-se redução da carga no SE/CO e aumento nos demais submercados.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	ago/24	1ª RQ PLAN
SE/CO	-1.169 (-2,7%)	-2.572 (-5,7%)
S	+458 (+3,5%)	-128 (-0,9%)
NE	+44 (+0,3%)	-568 (-4,3%)
N	+192 (+2,4%)	-328 (-3,8%)
SIN	-475 (-0,6%)	-3.596 (-4,5%)

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 3.596 MW médios (-4,5%).

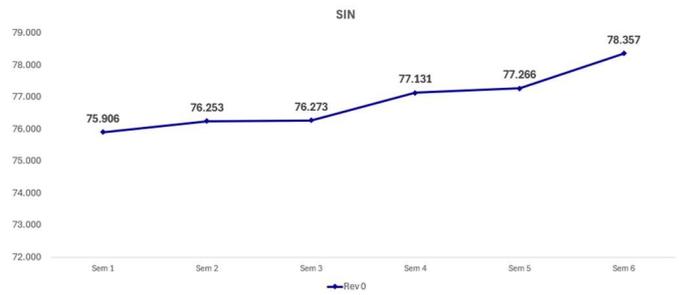


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de agosto de 2025

O Gráfico 16 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 75.906 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 55,3% do total, conforme apresentado no Gráfico 16.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

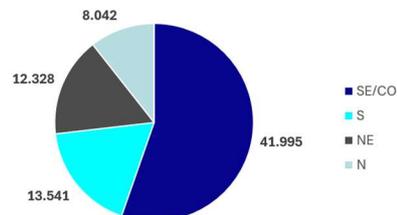


Gráfico 16 - Projeções oficiais da 1ª semana operativa do PMO de agosto/25 por submercado.

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

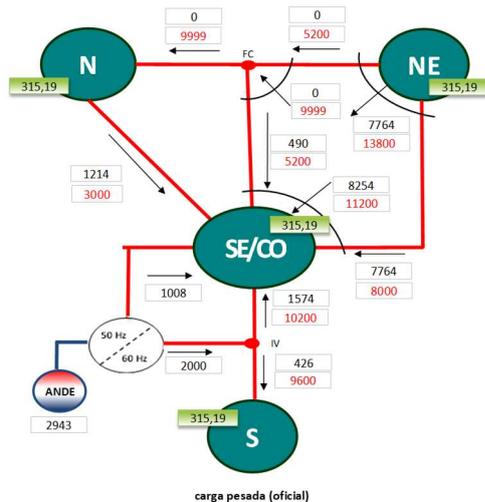
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de agosto de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RVO	75.906	76.253	76.273	77.131	77.266	78.357

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

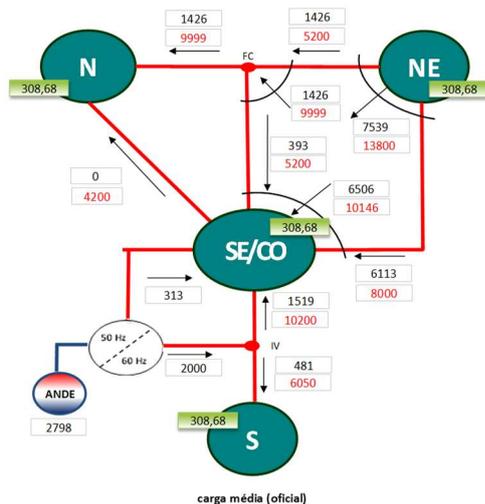
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.



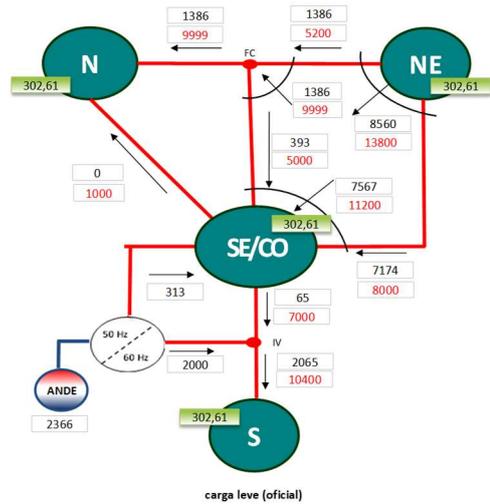
XXXXXX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
 XXXX fluxo de intercâmbio (MWhmédios)
 XXXX limite de intercâmbio (MWhmédios)

Gráfico 17 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado



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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio



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

Gráfico 19 - 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 agosto de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	840,10	1.225,21

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 20 ilustra os principais impactos na FCF.

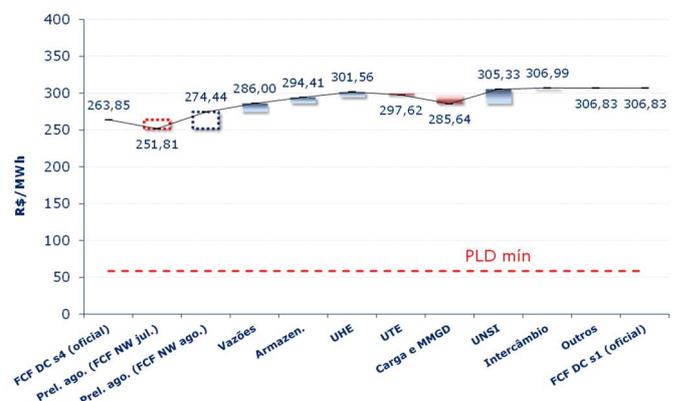


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

A expectativa anterior do modelo NEWAVE para o mês de agosto apresentou uma FCF de aproximadamente R\$ 274/MWh. Para a primeira semana operativa do DECOMP, observa-se que uma expectativa de redução nas aflúências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 12/MWh. Uma redução na expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente aumentou a FCF em aproximadamente R\$ 19/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.

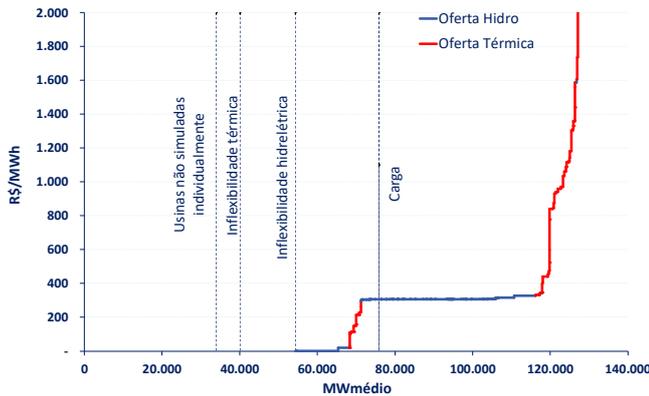


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – julho e agosto de 2025

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de julho de 2025.

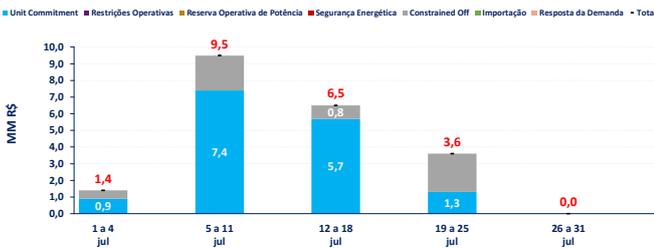


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de julho

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,31	2,35	3,30	0,63	-	-	6,59
Norte	0,59	5,09	2,39	0,65	-	-	8,72
Total	0,90	7,44	5,69	1,28	0,00	0,00	15,31
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,22	0,32	0,70	-	-	1,24
Nordeste	-	-	-	0,07	-	-	0,07
Norte	0,46	1,84	0,49	1,54	-	-	4,33
Total	0,46	2,06	0,81	2,31	0,00	0,00	5,64
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 20,95 milhões, sendo R\$ 0,00 milhões devido ao despacho térmico por segurança energética, R\$ 15,31 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,00 milhões devido a importação, R\$ 5,64 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,00 milhões devido a restrições operativas e R\$ 0,00 milhões por resposta da demanda.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2025.

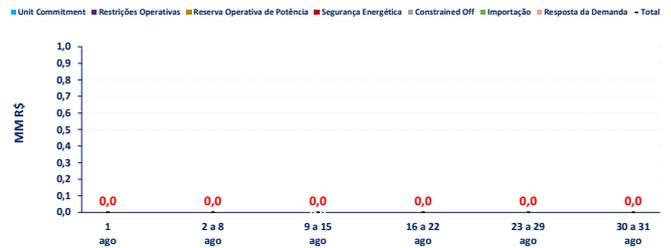


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

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

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

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

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de julho a 24 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 25 a 27 de julho são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 28 de julho são idênticos aos do dia 27.

A expectativa para o período de 29 de julho a 31 de agosto 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 agosto de 2025.

Resaltamos 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 julho é apresentada no Gráfico 24.

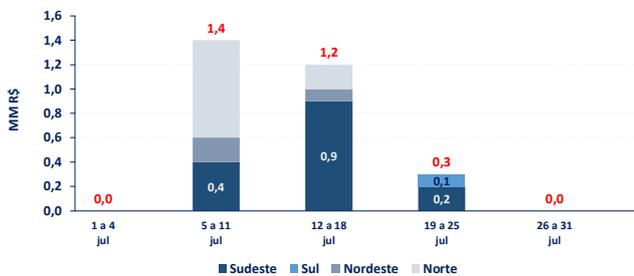


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de julho de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 2,90 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para julho.

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

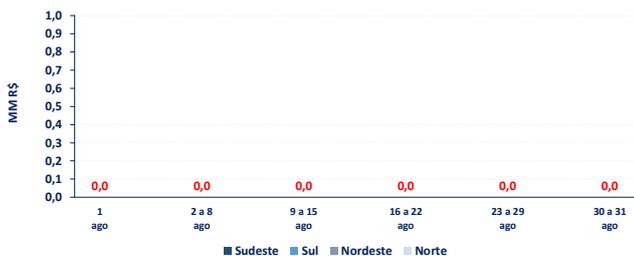


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

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 julho a 24 de julho pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os

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

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

No Gráfico 26 e no Gráfico 27 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2025. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

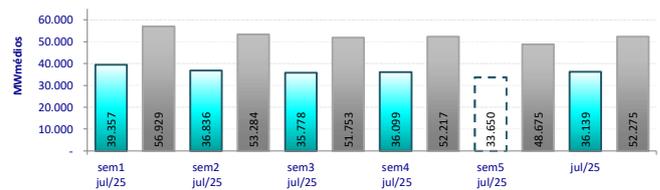


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho de 2025

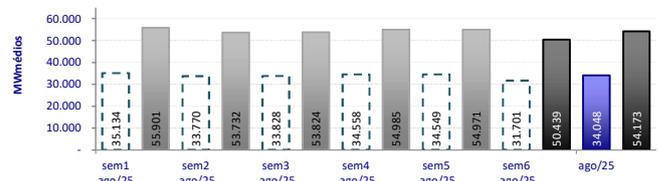


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2025

O Gráfico 28 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).



Gráfico 28 - 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 29 e no Gráfico 30 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 julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

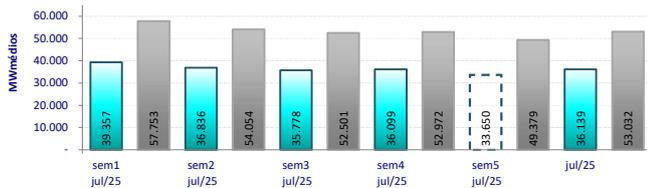


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho de 2025

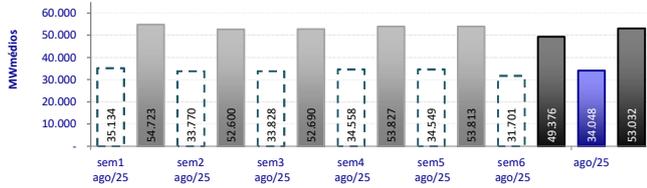


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2025

O Gráfico 31 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 julho e agosto de 2025 (ainda não contabilizados).

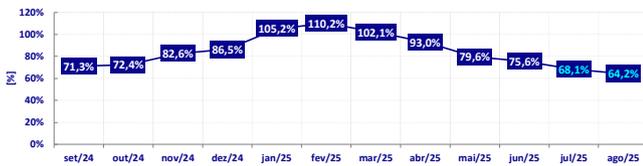


Gráfico 31 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 32 até o Gráfico 35 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de agosto de 2025 a setembro de 2026.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: SMAP 2017-2018 e 2021-2022.

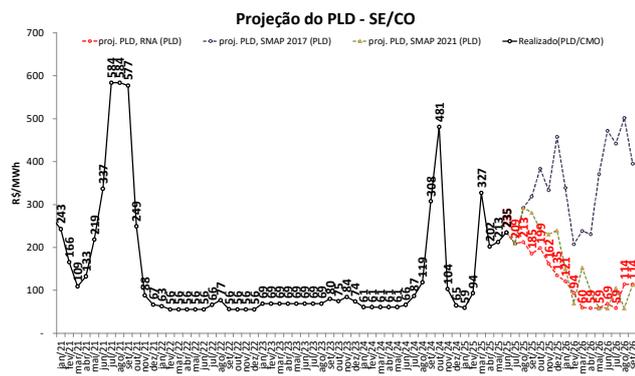


Gráfico 32 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

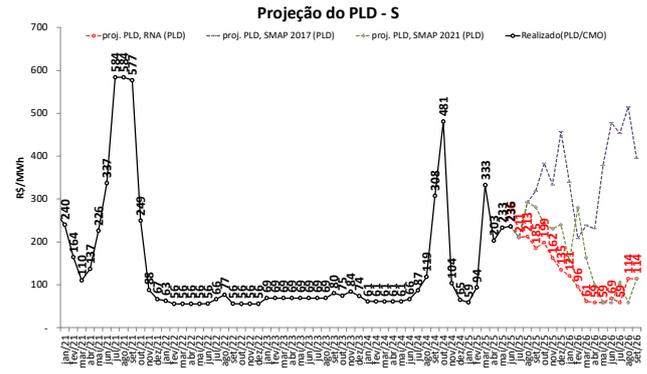


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sul

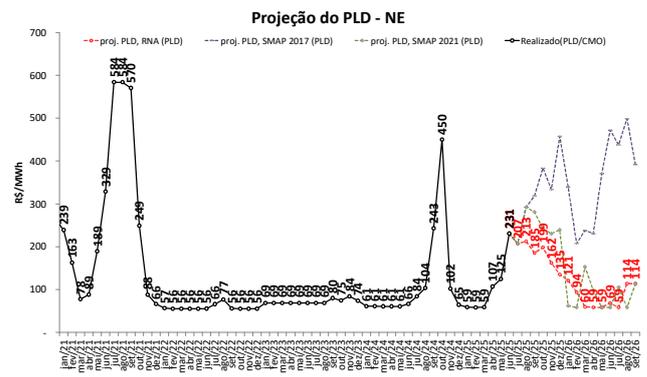


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Nordeste

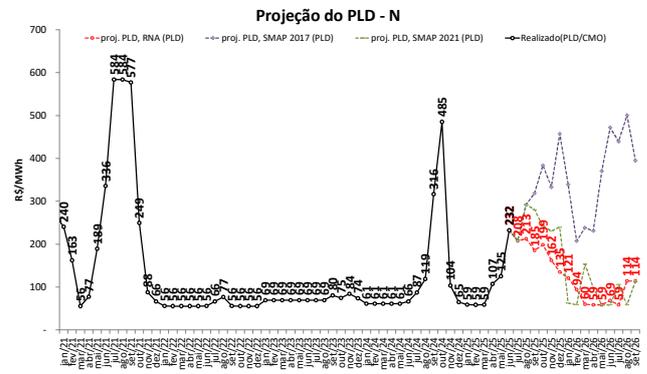


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Norte

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

SE/CO	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	ago/26	set/26
proj. PLD, RNA	211	310	233	224	171	127	90	89	89	89	89	70	89	131	118
proj. PLD, SM AP 2017	211	307	287	384	303	428	338	193	218	241	352	441	442	568	438
proj. PLD, SM AP 2021	211	308	271	334	218	253	103	89	118	84	89	89	108	89	108
S	211	310	233	224	171	127	90	89	89	89	89	70	89	131	118
proj. PLD, RNA	213	310	233	224	171	127	90	89	89	89	89	70	89	131	118
proj. PLD, SM AP 2017	213	307	287	384	303	428	338	193	218	242	357	444	450	568	438
proj. PLD, SM AP 2021	213	308	271	334	218	253	108	89	120	84	89	89	108	89	108
NE	207	310	233	224	171	127	90	89	89	89	89	70	89	131	118
proj. PLD, RNA	207	307	287	384	303	428	338	193	218	241	352	441	442	568	438
proj. PLD, SM AP 2017	207	308	271	334	218	253	89	89	118	84	89	89	108	89	108
proj. PLD, SM AP 2021	207	308	271	334	218	253	89	89	118	84	89	89	108	89	108
N	209	310	233	224	171	127	90	89	89	89	89	70	89	131	118
proj. PLD, RNA	209	307	287	384	303	428	338	193	218	241	352	441	442	568	438
proj. PLD, SM AP 2017	209	308	271	334	218	253	89	89	118	84	89	89	108	89	108
proj. PLD, SM AP 2021	209	308	271	334	218	253	89	89	118	84	89	89	108	89	108

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 quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não

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.

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 julho de 2025 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD.

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 julho, não foram consideradas previsibilidades.

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- RES CMSE 1/2025 (DOU: 28/07): Estabelece ritos e prazos próprios para avaliar e aprovar alterações no nível de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico.
- DSP ANEEL 2.241/2025 (DOU: 28/07): CVU para a UTE Linhares
- DSP ANEEL 2.237/2025 (DOU: 28/07): CVU para a UTE P. Sergipe I
- DSP ANEEL 2.245/2025 (DOU: 28/07): restabelecimento da OC da UG10 da UHE Tucuruí

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