

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 agosto de 2025.

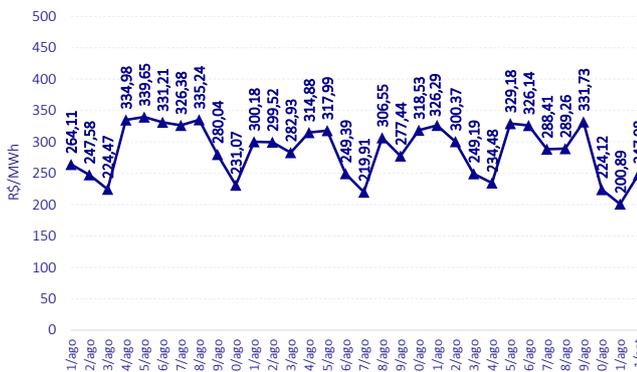


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 23 a 29 de agosto de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

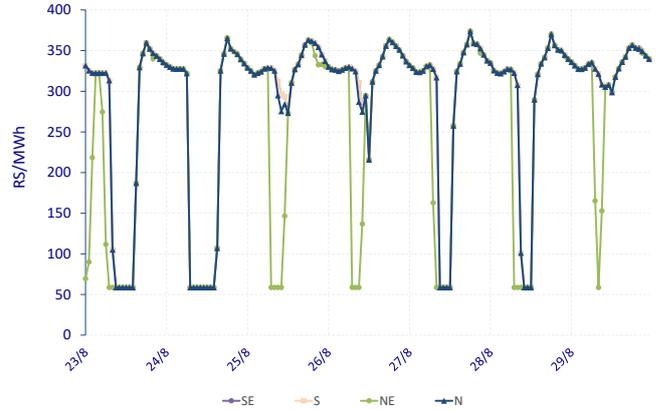


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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 agosto (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
292,63	292,63	263,38	292,16

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	77.812	4.349	2.302	17.962	4.829	30.709	10.479	7.182
%	100%	6%	3%	23%	6%	39%	14%	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 23 a 29 de agosto de 2025.

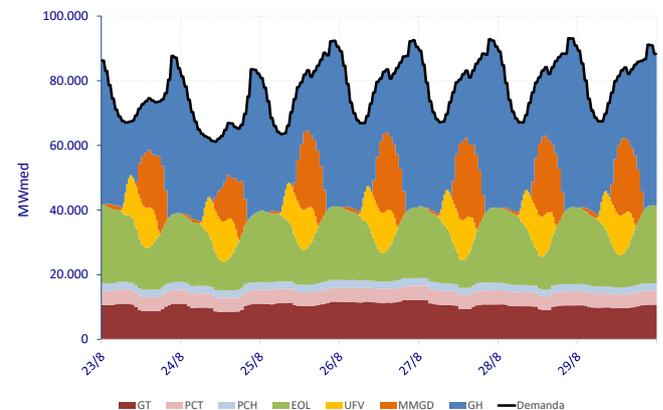


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

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 30 de agosto a 5 de setembro 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	314,19	314,18	314,18	314,19
Média	303,74	303,74	303,74	303,74
Leve	286,79	286,79	286,79	286,79
Média semanal	298,55	298,55	298,55	298,55

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - ago	1ª sem - set	Variação %
SE/CO	328,30	298,55	-9,1%
S	328,30	298,55	-9,1%
NE	328,30	298,55	-9,1%
N	328,30	298,55	-9,1%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 30 de agosto a 5 de setembro, apresentaram variações de -9,1%, fechando a R\$ 298,55/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afliências esperadas para o mês de setembro de 2025.

Para agosto de 2025, espera-se que as afliências fechem em torno de 77% da MLT para o sistema, sendo 70% no Sudeste; 104% no Sul; 44% no Nordeste e 70% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afliências de setembro de 2025 fechem em torno de 75% da MLT para o sistema, sendo 61% no Sudeste; 109% no Sul; 47% no Nordeste e 61% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.348 MW médios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.179 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 316 MW médios no submercado Sul, -19 MW médios no submercado Nordeste e -128 MW médios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 907 MW médios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -821 MW médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 1.575 MW médios no submercado Sul, 52 MW médios no submercado Nordeste, 101 MW médios 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.

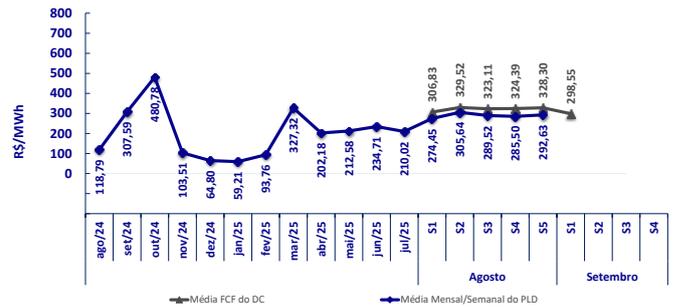


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

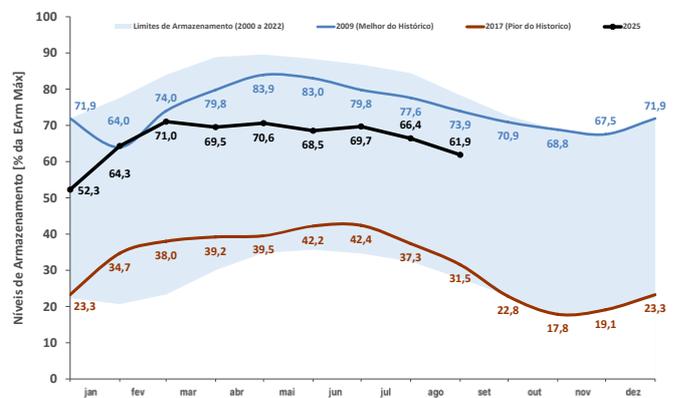


Gráfico 5 – Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios nos primeiros três meses de 2025, seguida de uma manutenção dos reservatórios até junho e uma pequena queda a partir de julho que se intensificou em agosto de 2025.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 31 de agosto de 2025, com os verificados no final de julho de 2025, observamos as seguintes variações: -5,3% para o Sudeste, 5,4% para o Sul, -5,4% para o Nordeste e -4,9% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 31 de agosto de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: 2,0% no Sudeste, 24,2% no Sul, 3,3% no Nordeste e 8,5% 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 agosto e setembro 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 agosto e setembro de 2025 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
ago/25	66,8%	67,3%	69,4%	96,9%
set/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 setembro, 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	MAI	JUN	JUL	AGO	Ordem	Previsão Setembro % da MLT
Sudeste	77 (8)						66 (67)	1	66
Madeira	105 (-2)					135 (-28)	101 (74)	2	85
Teles Pires	92 (-2)			105 (10)	87 (-8)	84 (-8)	81 (58)	4	86
Itaipu	79 (-4)						87 (88)	1	87
Parana	78 (-4)						63 (94)	1	54
Parapanema	70 (-8)					58 (81)	48 (87)	2	50
Sul	92 (-3)						117 (87)	1	107
Iguaçu	98 (-4)						96 (81)	1	98
Nordeste	57 (11)				41 (-18)	46 (11)	44 (89)	3	48
Norte	78 (8)					56 (-28)	59 (88)	2	67
Belo Monte	99 (8)						63 (81)	1	66
Manaus	97 (-2)						102 (88)	1	102

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 – UVF; eólicas – UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas – CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, considerou a suspensão (UG8) e reestabelecimento (UG10) da operação comercial UHE Tucuruí.

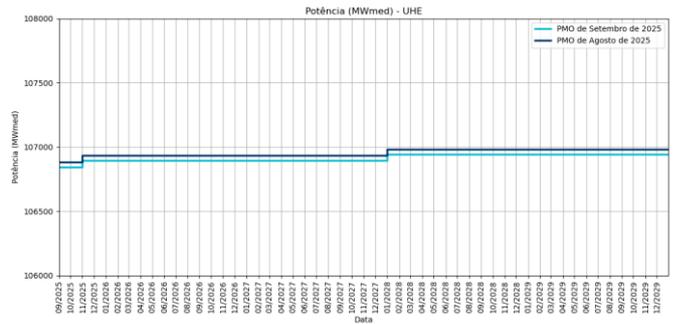


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a suspensão da operação comercial da UTE Baliza e a antecipação da interligação de Boa Vista.

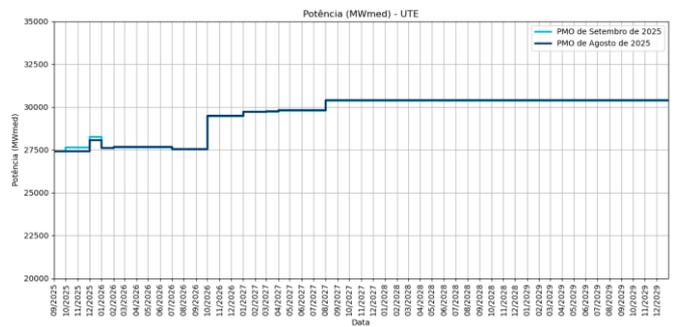


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de agosto e setembro 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 diminuição da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética – PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma redução de aproximadamente -479 MWmédios na expectativa para o período.

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -94 MWmédios para o primeiro mês, e -1.241 MWmédios no segundo mês.

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.

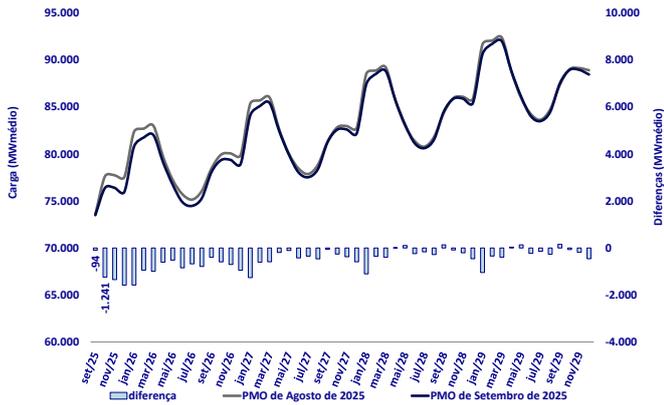


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

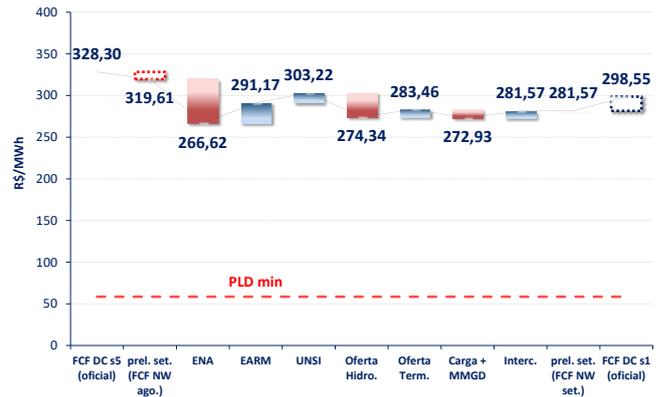


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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 agosto e setembro é ilustrada no Gráfico 9.

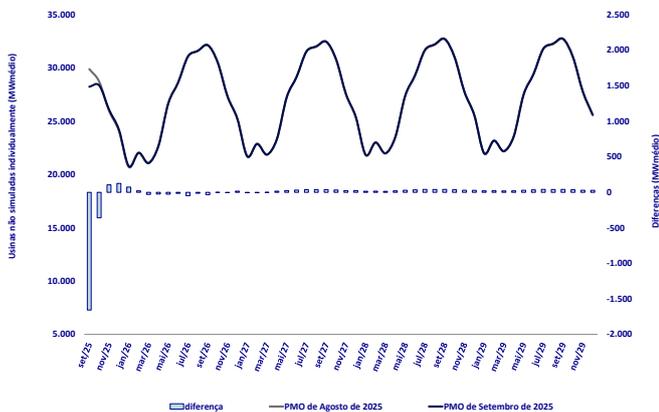


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma redução média de -17 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -1.657 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 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de setembro de 2025 para os submercados 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 do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 320/MWh, e respectivamente uma expectativa de redução de cerca de R\$ 8/MWh. A atualização da ENA realizada nos meses anteriores resultou na redução de aproximadamente R\$ 53/MWh na FCF do modelo NEWAVE. Pode-se destacar ainda um aumento da FCF pela menor energia armazenada e uma redução na FCF pela entrada de maior oferta hidrelétrica.

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.

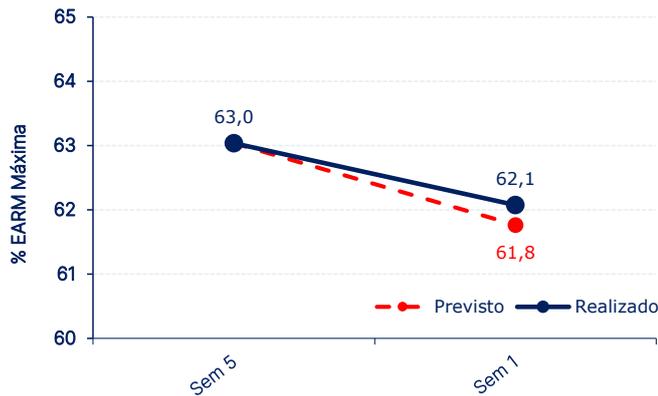


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 61,8% (Energia Armazenada de 181.255 MWMês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 62,1% (Energia Armazenada de 182.162 MWMês), o que representou um aumento de 907 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 setembro

Submercado	RVO – previsto		RVO – realizado		Diferença	
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
SE/CO	58,5%	120.155	58,1%	119.334	-0,4%	-821
S	79,6%	16.286	87,3%	17.861	7,7%	1.575
NE	60,0%	31.031	60,1%	31.083	0,1%	52
N	87,0%	13.783	87,4%	13.884	0,6%	101
SIN	61,8%	181.255	62,1%	182.162	0,3%	907

Carga - DECOMP

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

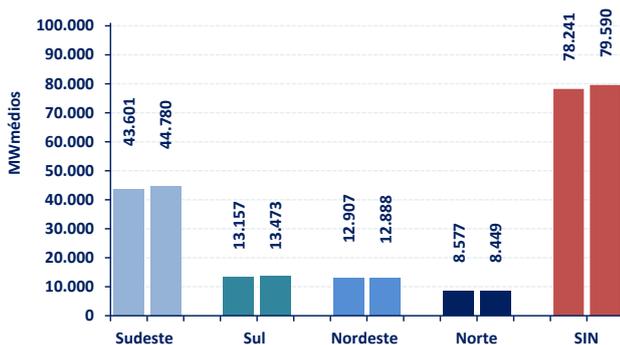


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 setembro na RV4 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de setembro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de setembro.

Tabela 8 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
1.179	316	-19	-128

No cenário internacional, nos Estados Unidos, a inflação em julho, medida pelo índice de preços dos gastos com consumo pessoal (PCE), avançou 0,2% em relação a junho e 2,6% em doze meses. O núcleo do índice, que exclui itens voláteis como alimentos e energia, cresceu 0,27% no mês e 0,29% na taxa anual.

Na Zona do Euro, o PMI da indústria subiu para 50,7 em agosto, ante 49,8 em julho, sendo essa a primeira expansão desde junho de 2022. Itália, França e Espanha apresentaram crescimento, enquanto a Alemanha permanece abaixo da linha de 50,0.

No Brasil, o IGP-M registrou avanço de 0,36% em agosto, ante -0,77% no mês anterior. O IPA-M subiu 0,43%, influenciado pela alta de 0,75% dos produtos industriais e o INCC-M avançou 0,70%, enquanto o IPC-M registrou -0,07%. O IPCA-15 apresentou variação de -0,14% em agosto, ante 0,33% em julho. O grupo Habitação apresentou o maior impacto, registrando -1,13% (-0,17 ponto percentual). No ano, o IPCA-15 acumula alta de 3,26% e nos últimos 12 meses, 4,95%, abaixo dos 5,30% registrado em julho. Com relação à confiança, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE, recuou 0,5 ponto em agosto, alcançando 86,2 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,1 ponto, para 86,3 pontos. Esse resultado foi influenciado pela piora nas expectativas para os próximos meses. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE recuou 4,4 pontos em agosto, para 90,4 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 2,8 pontos, para 94,0 pontos. Essa foi a sexta queda do ano, motivada pela combinação entre a contração da política monetária e o aumento da incerteza. No mês, houve recuo da confiança em 15 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE recuou 4,0 pontos em agosto, para 83,1 pontos. Essa foi a segunda queda consecutiva, motivada por ambas as suas componentes: o Índice de Expectativas (IE-COM) caiu 6,4 pontos, para 80,4 pontos e o Índice de Situação Atual (ISA-COM) caiu 1,7 ponto, para 86,5 pontos. Esse resultado reflete as preocupações do setor com o ambiente macroeconômico. O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE recuou 2,6 pontos em agosto, para 87,1 pontos, igualando ao menor nível desde maio de 2021. Na média móvel trimestral, o índice caiu 1,6 ponto. A queda ocorreu nos seus dois componentes: o Índice de Situação Atual (ISA-S) caiu 1,1 ponto, para 91,2 pontos (menor nível desde setembro de 2021), e o Índice de Expectativas (IE-S) caiu 4,1 ponto, para 83,1 pontos (menor nível desde março de 2021). Esse resultado foi motivado pelas avaliações negativas sobre situação atual dos negócios e nas expectativas futuras do setor. Segundo o Novo Caged, foram criados 129,8 mil postos formais em julho, ante 162,4 mil em junho, considerando ajustes. As admissões e os desligamentos cresceram 4,1% e 6,1%, respectivamente, 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 50,2 mil. A taxa de rotatividade (36,8%) e a taxa de demissões voluntárias (1,6%) permanecem em patamares elevados, indicando que o mercado de trabalho está aquecido. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 4,8 bilhões (+45,1% a/a) até a quarta semana de agosto, com exportações totalizando US\$ 22,8 bilhões (+9,2%) e importações US\$ 18,1 bilhões (+2,5%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 220,8 bilhões (+2,3% a/a) e as importações totalizaram US\$ 179,1 bilhões (+8,7% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 41,7 bilhões (-18,3% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 subiram para 2,19%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de agosto de 2025. Em termos mensais, o PMO de agosto projetou uma carga para o SIN de 76.809 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de setembro para o mês de agosto foi de 76.278 MW médios (-0,7%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em agosto de 2023 e 2024, houve aumento de 3.212 MW médios (+4,4%) e redução de -1.006 MW médios (-1,3%), respectivamente, para o SIN.



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

O Gráfico 14 apresenta a carga de setembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de setembro indicou uma expectativa de carga no valor de 80.470 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em setembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 3.274 MW médios (+4,2%) e diminuição de 752 MW médios (-0,9%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de setembro é de 6.977 MW médios, sendo parte integrante da carga de 80.470 MW médios do PMO.

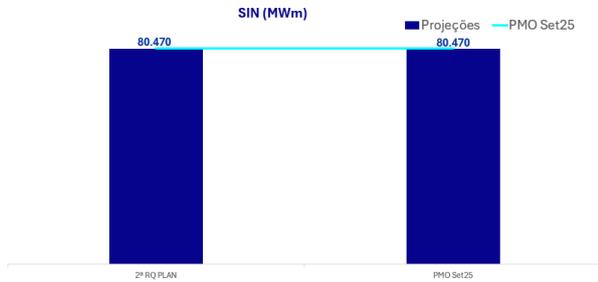


Gráfico 14 - Previsões de carga para o SIN conforme 2ª RQ PLAN e PMO Set/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de setembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em setembro 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 set/25 e a carga observada em set/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	set/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	-1.507 (-3,2%)	+0 (+0,0%)
S	+615 (+4,7%)	+0 (+0,0%)
NE	+114 (+0,9%)	+0 (+0,0%)
N	+25 (+0,3%)	+0 (+0,0%)
SIN	-752 (-0,9%)	+0 (+0,0%)

Em comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, as projeções do PMO de setembro mantiveram-se estáveis.

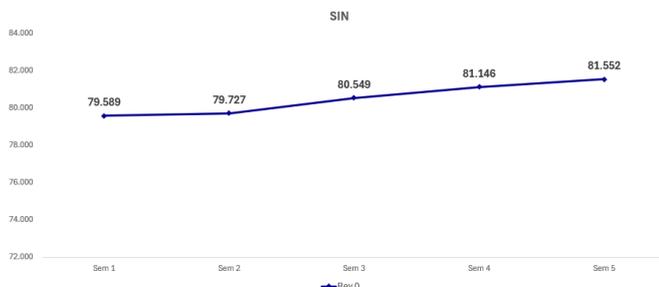


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de setembro de 2025

O Gráfico 16 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 79.589 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 56,3% do total, conforme apresentado no Gráfico 16.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

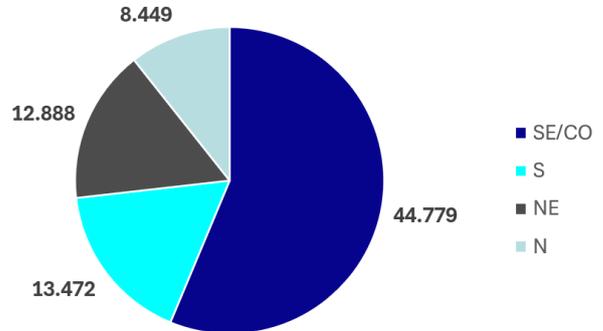


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de setembro/25 por submercado.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	79.589	79.727	80.549	81.146	81.552

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.

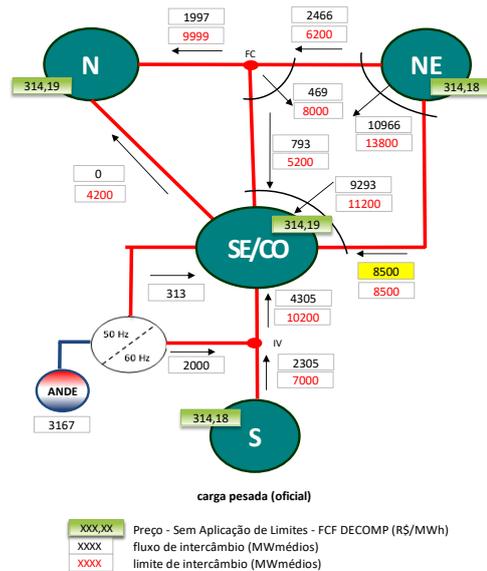


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

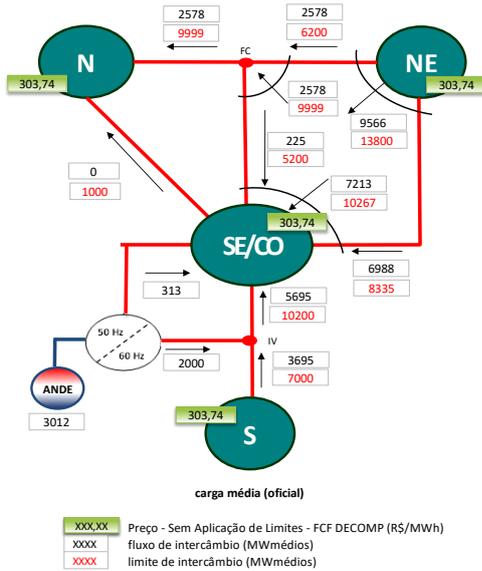


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

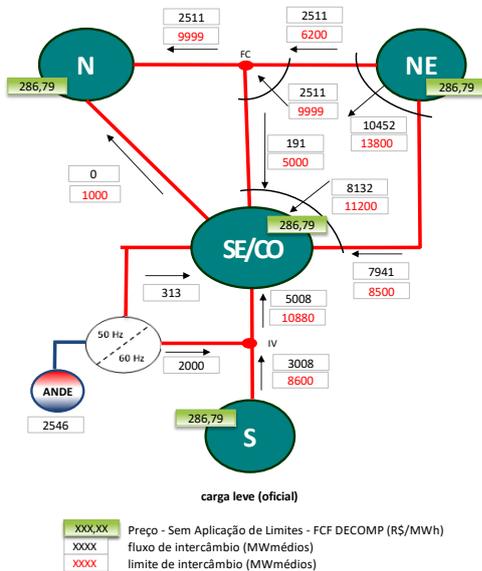


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 setembro de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
ARAUCARIA	780,33	1.128,39

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

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas afluências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 31/MWh. Vale também ressaltar que uma expectativa de aumento na geração de UNSI reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 7/MWh.

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

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

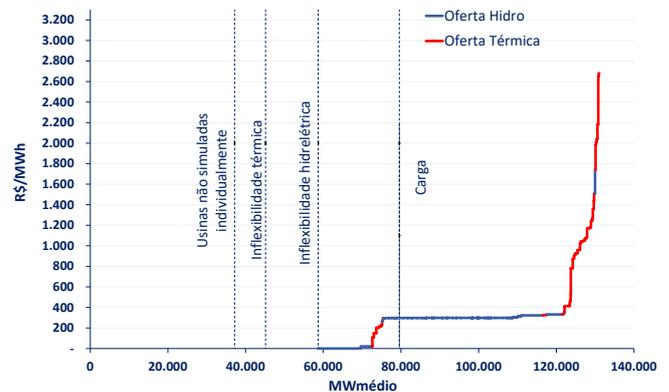


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS - agosto e setembro de 2025

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

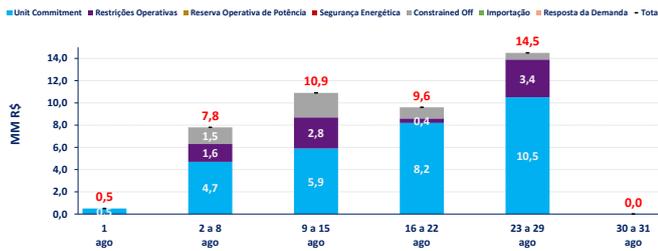


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

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

Tabela 12 – 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)							
Sul	-	-	-	0,43	-	-	0,43
Nordeste	-	1,19	-	-	1,81	-	3,00
Total	0,00	1,57	2,84	0,43	3,40	0,00	8,24
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)							
Sul	-	0,19	-	1,22	-	-	1,41
Nordeste	-	2,55	2,04	1,85	6,41	-	12,85
Norte	0,38	1,37	2,91	3,34	2,75	-	10,75
Total	0,54	4,74	5,93	8,21	10,51	0,00	29,93
Constrained Off (R\$ MM)							
Sul	-	-	-	-	0,01	-	0,01
Nordeste	-	0,05	0,51	0,39	0,30	-	1,25
Norte	-	0,74	1,32	0,19	0,05	-	2,30
Total	0,00	1,48	2,24	0,98	0,60	0,00	5,30
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\$ 43,47 milhões, sendo R\$ 29,93 milhões por unit commitment, R\$ 5,30 milhões devido ao constrained-off térmico e R\$ 8,24 milhões devido a restrições operativas.

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

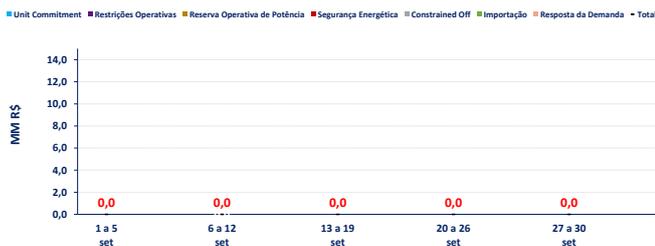


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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

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

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 23 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de agosto a 31 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 a 31 de agosto são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 1 de setembro são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 de setembro a 30 de setembro 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 setembro 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/SG/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 agosto é apresentada no Gráfico 24.

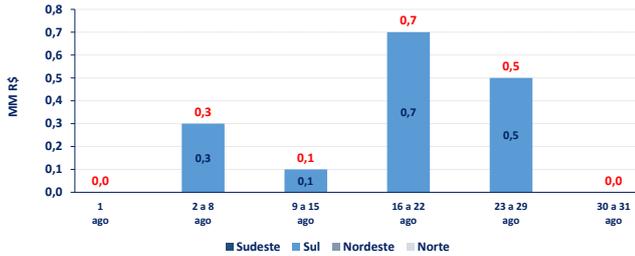


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 1,60 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

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

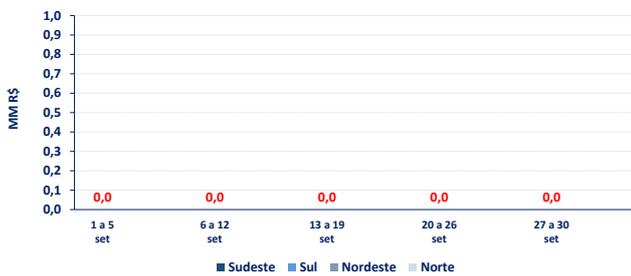


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2025

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 setembro.

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 agosto a 31 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 a 31 de agosto são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 1 de setembro são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 de setembro a 30 de setembro 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 setembro 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 agosto 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 agosto e setembro de 2025. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

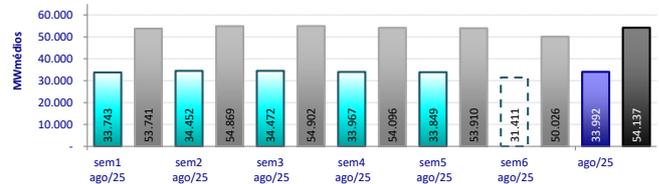


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2025

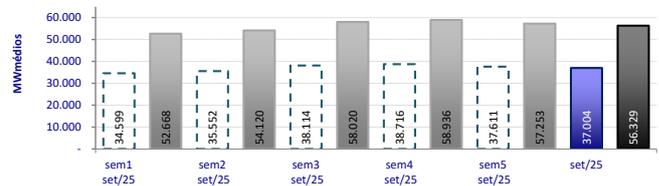


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2025

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

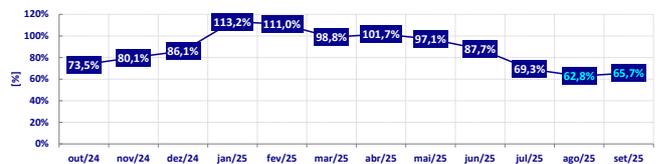


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

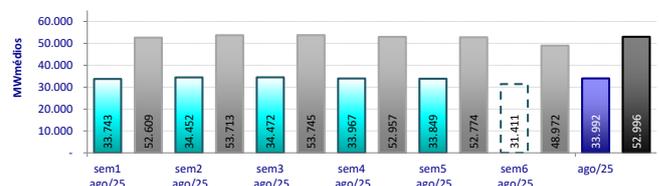


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física fiat de agosto de 2025

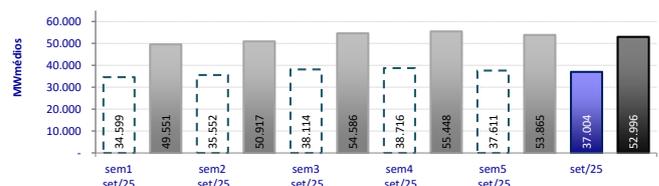


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física fiat de setembro de 2025

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 agosto e setembro de 2025 (ainda não contabilizados).

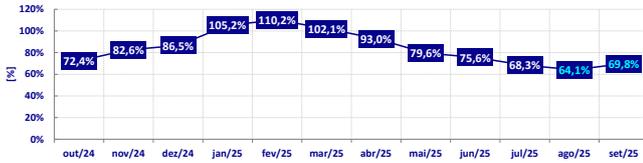


Gráfico 31 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 setembro de 2025 a outubro de 2026.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de 2017 e 2022 (similaridade climatológica).

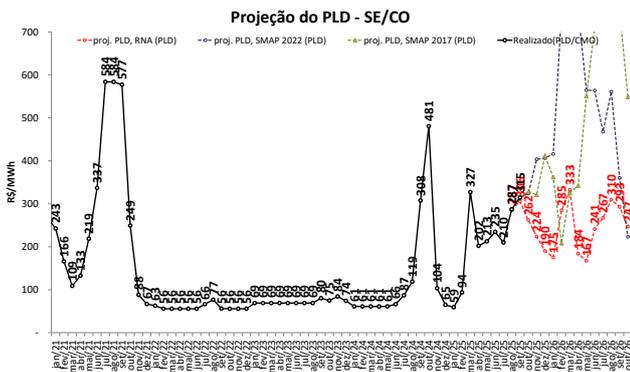


Gráfico 32 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

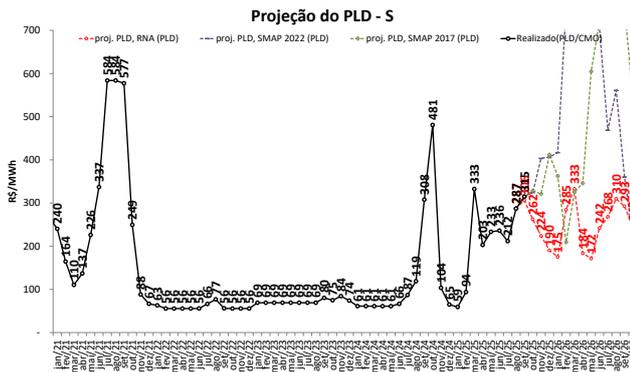


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sul

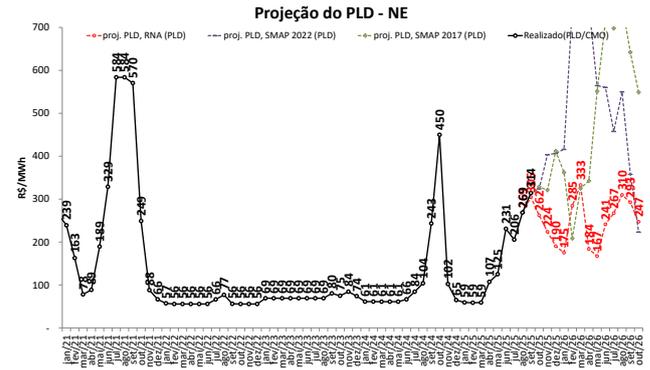


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Nordeste

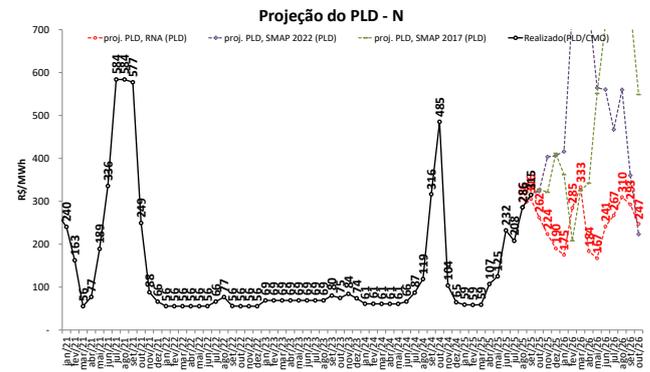


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Norte

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

Tabela 14 – Resultados da Projeção do PLD

SE/CO	mai/25	jun/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	out/26
proj. PLD, RNA - SE/CO	#N/D	#N/D	287	306	262	224	190	175	285	333	184	167	241	267	247
proj. PLD, RNA - S	#N/D	#N/D	287	306	262	224	190	175	285	333	184	172	242	268	247
proj. PLD, RNA - NE	#N/D	#N/D	269	305	262	224	190	175	285	333	184	172	241	267	247
proj. PLD, RNA - N	#N/D	#N/D	286	306	262	224	190	175	285	333	184	167	241	267	247
proj. PLD, SMAP 2022 - SE/CO	#N/D	#N/D	287	315	324	403	406	416	746	752	752	564	564	468	223
proj. PLD, SMAP 2022 - S	#N/D	#N/D	287	315	324	403	406	417	752	752	752	574	704	469	223
proj. PLD, SMAP 2022 - NE	#N/D	#N/D	269	314	324	403	406	416	746	752	752	564	560	458	223
proj. PLD, SMAP 2022 - N	#N/D	#N/D	286	315	324	403	406	416	746	752	752	564	560	467	223
proj. PLD, SMAP 2017 - SE/CO	#N/D	#N/D	287	315	329	321	412	362	208	325	342	551	713	705	549
proj. PLD, SMAP 2017 - S	#N/D	#N/D	287	315	329	321	412	362	209	325	346	605	721	722	549
proj. PLD, SMAP 2017 - NE	#N/D	#N/D	269	314	329	321	412	362	208	325	342	551	713	698	549
proj. PLD, SMAP 2017 - N	#N/D	#N/D	286	315	329	321	412	362	208	325	344	551	713	703	549

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 quinta semana operativa de agosto 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 quinta semana operativa de agosto, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itaparica:

Restrição: Vazão bombeada

Valores CCEE: 18,60

Valores ONS: 10,13

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Resolução ANA nº 252

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2025

- UHE Jaguari:

Restrição: Transposição para o reservatório Atibainha

Valores CCEE: 5,13 m³/s

Valores ONS: 6,6 m³/s

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Ofício H-3.661/2025

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2025

- Bipolo Madeira e back-to-back:

back

Restrição: Elo de corrente contínua do Madeira e do back-to-

Valores CCEE: -

Valores ONS: 2400 MW de variação máxima horária para o elo de CC do Madeira e 100 MW para o back-to-back

Modelos afetados: DESSEM

Documento: Ofício H-3.661/2025

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2025

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **DSP ANEEL 2.523/2025 (DOU: 25/08):** UTE Termonordeste (CVU: 2.040,70 R\$/MWh)
- **DSP ANEEL 2.524/2025 (DOU: 25/08):** UTE Termoparaíba (CVU: 2.040,70 R\$/MWh)
- **DSP ANEEL 2.528/2025 (DOU: 26/08):** suspensão da OC da UG2 (8,136 MW) da UTE BBF Baliza a partir da publicação do referido despacho.