

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 - CMO<sup>1</sup> 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 outubro de 2025.

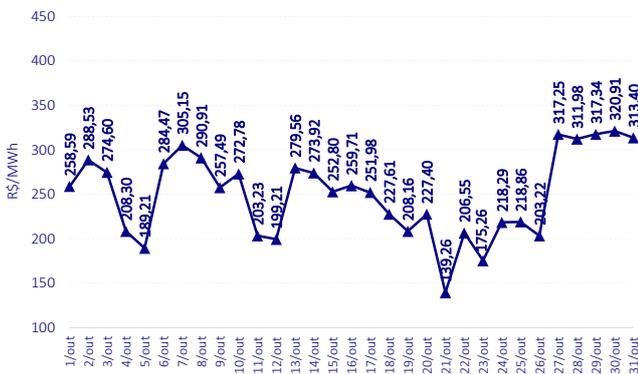


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 25 a 31 de outubro de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

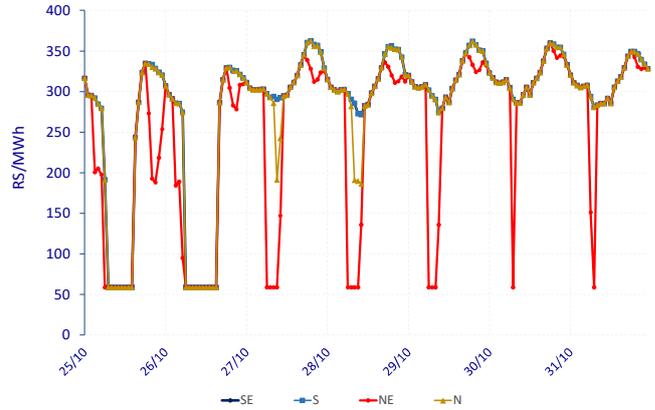


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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 outubro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
286,14	286,13	253,11	283,53

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	81.149	3.968	2.532	18.089	5.116	31.904	12.105	7.435
%	100%	5%	3%	22%	6%	39%	15%	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 25 a 31 de outubro de 2025.

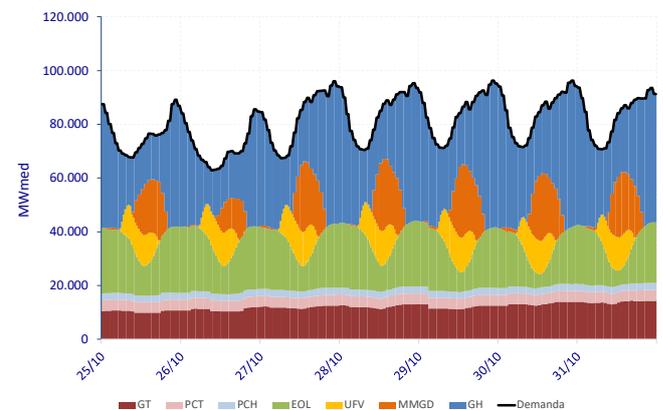


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

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

<sup>1</sup>Custo 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 1 a 7 de novembro 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	347,13	347,13	347,13	347,13
Média	340,86	340,86	340,86	340,86
Leve	335,08	335,08	335,08	335,08
Média semanal	339,98	339,98	339,98	339,98

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - out	1ª sem - nov	Variação %
SE/CO	297,32	339,98	14,3%
S	297,32	339,98	14,3%
NE	296,04	339,98	14,8%
N	297,32	339,98	14,3%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 1 a 7 de novembro, apresentaram variações de: 14,3% nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte e 14,8% no submercado Nordeste, fechando a R\$ 339,98/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo NEWAVE e DECOMP foram a redução na carga, na expectativa de geração das UNSI e nos parâmetros das usinas hidrelétricas.

Para outubro de 2025, espera-se que as afluências fechem em torno de 65% da MLT para o sistema, sendo 58% no Sudeste; 87% no Sul; 36% no Nordeste e 52% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluências de novembro de 2025 fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 71% no Sudeste; 105% no Sul; 40% no Nordeste e 64% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.898 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.685 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -921 MWmédios no submercado Sul, -342 MWmédios no submercado Nordeste e 50 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.333 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -2.056 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -271 MWmédios no submercado Sul, -52 MWmédios no submercado Nordeste, 1.046 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.

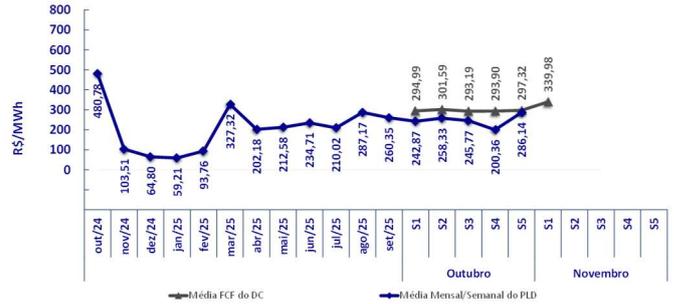


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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.

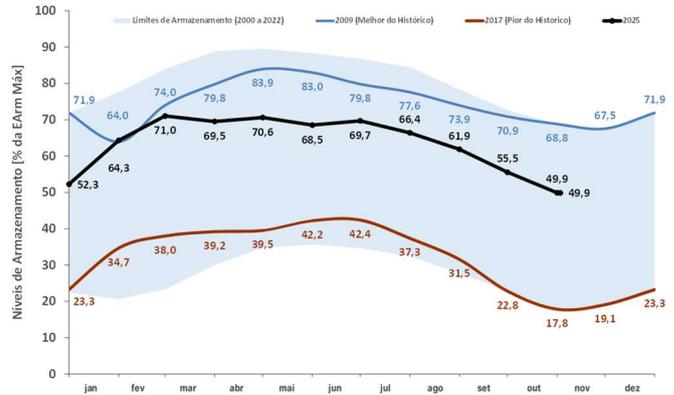


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar o deplecionamento dos reservatórios nos últimos quatro meses, após crescimento nos primeiros dois meses do ano de 2025, seguidos de quatro meses de estabilidade.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 2 de novembro de 2025, com os verificados no final de setembro de 2025, observamos as seguintes variações: -5,4% para o Sudeste, -0,1% para o Sul, -5,7% para o Nordeste e -7,7% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 2 de novembro de 2025 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: 4,1% no Sudeste, 26,4% no Sul, 3,8% no Nordeste e 11,9% 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 outubro e novembro 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 outubro e novembro de 2025 (em % – por submercado)

Mês	SE/CO	S	NE	N
out/25	49,6%	91,3%	50,1%	53,7%
nov/25	44,3%	90,7%	48,7%	74,8%
Diferenças	-5,4%	-0,6%	-1,4%	21,2%

### 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 novembro, 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	ABR	MAI	JUL	AGO	SET	OUT	Ordem	Provisão Novembro % da MLT
Sudeste	76 (-15)						50 (85)	1	62
Madeira	108 (26)						91 (89)	1	98
Teles Pires	93 (-6)						73 (94)	1	89
Itaipu	83 (31)						83 (89)	1	86
Parana	78 (-9)						48 (91)	1	65
Parapanama	70 (-13)		58 (33)	48 (4)	36 (-3)	42 (47)	4	66	
Sul	99 (-8)						86 (92)	1	88
Iguaçu	102 (2)					78 (-26)	88 (72)	2	97
Nordeste	57 (5)					43 (-28)	36 (68)	2	48
Norte	78 (-12)				60 (24)	54 (-20)	47 (43)	3	56
Belo Monte	99 (-7)						42 (93)	1	72
Mauaus	100 (27)						96 (73)	1	97

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 aflúncias 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 – SFT<sup>2</sup> 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 expansão da UHE Estrela e reestabelecimento Operação Comercial nas UHEs Itapebi e Jacuí.

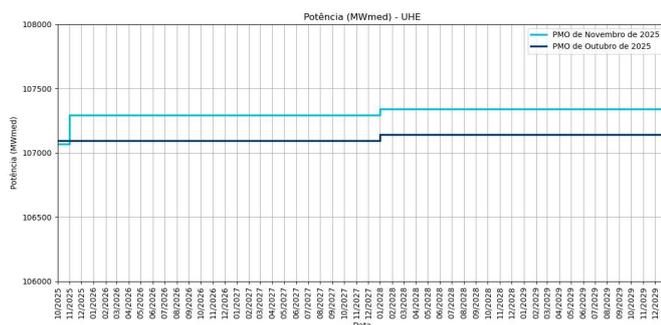


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a entrada das UTEs Novo Tempo Barcarena, Azulão, Azulão II e IV, Portocém, Cidade do Livro e Cambará. Foi também realizada a retirada da configuração da UTE Cidade do Livro.

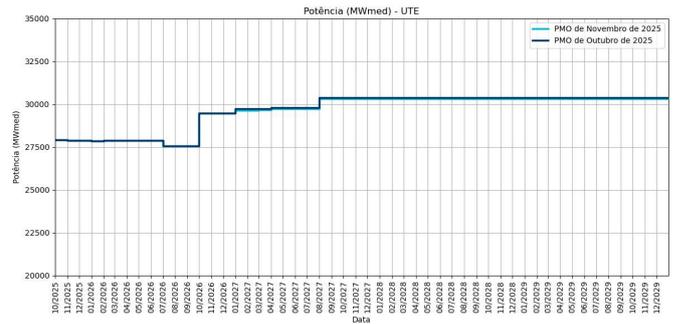


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

### Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de outubro e novembro 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 -1986 MWmédios para o primeiro mês, e -825 MWmédios no segundo mês.

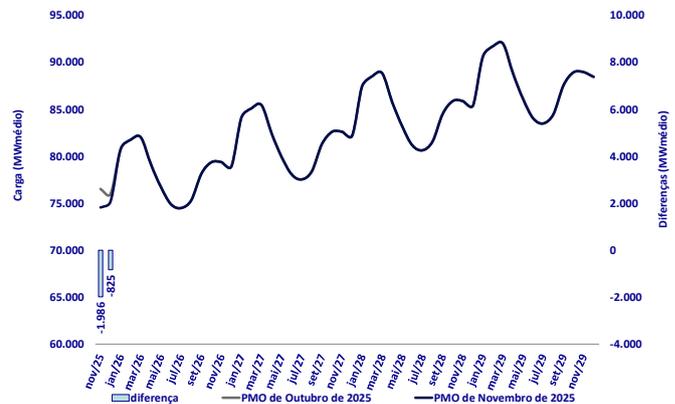


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

### 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 outubro e novembro é ilustrada no Gráfico 9.

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

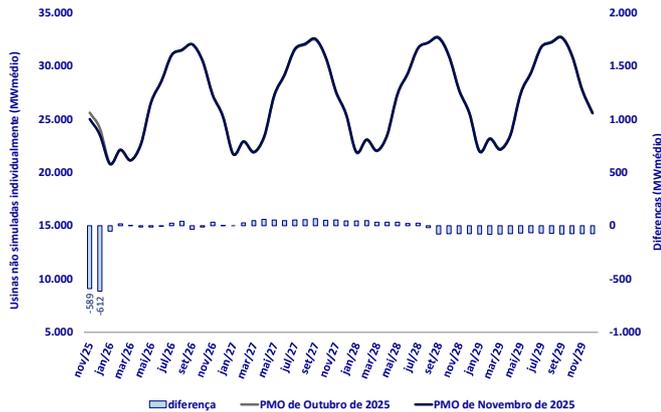


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma redução média de -31 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -612 MWmédios em dezembro/2025.

### Decomposição da FCF do NEWAVE

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

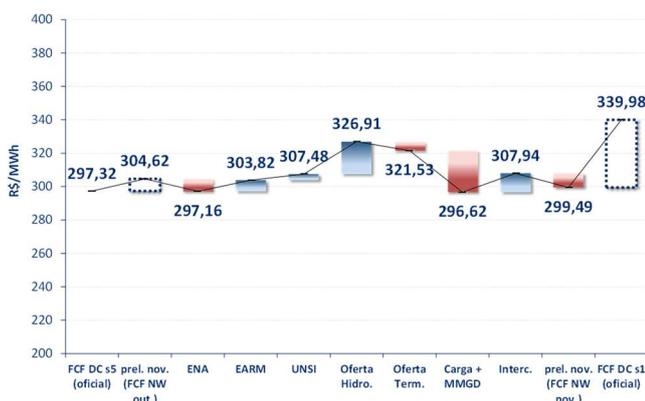


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte

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 o mês apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 305/MWh. Por um lado, a expectativa de oferta hidráulica aumentou a FCF em aproximadamente R\$ 20/MWh, enquanto uma expectativa mais otimista para carga e geração MMGD reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 20/MWh.

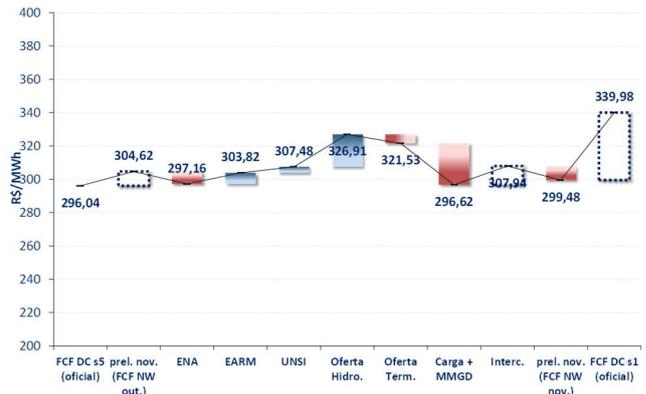


Gráfico 11 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Nordeste e Norte

Para as regiões Nordeste e Norte houve um comportamento semelhante aos outros submercados, resultando em uma diferença insignificante na FCF entre os submercados.

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



Gráfico 12 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 50,2% (Energia Armazenada de 146.855 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 49,7% (Energia Armazenada de 145.522 MWmês), o que representou uma queda de -1.333 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 novembro

Submercado	RVO - previsto		RVO – realizado		Diferença	
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
SE/CO	45,2%	92.919	44,2%	90.863	-1,0%	-2.056
S	92,2%	17.861	90,8%	17.590	-1,4%	-271
NE	48,8%	25.239	48,7%	25.187	-0,1%	-52
N	68,4%	10.836	74,9%	11.882	6,6%	1.046
SIN	50,2%	146.855	49,7%	145.522	-0,5%	-1.333

### Carga - DECOMP

O Gráfico 13 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de novembro.

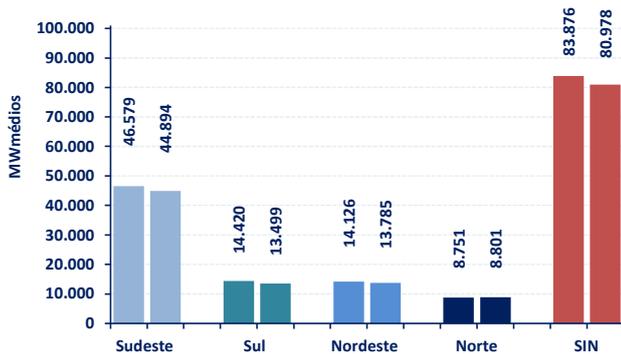


Gráfico 13 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 13 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de novembro na RV4 de outubro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de novembro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de novembro.

Tabela 8 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.685	-921	-342	50

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI, na sigla em inglês) subiu 0,31% em setembro (ante 0,38% no mês anterior), enquanto o núcleo avançou 0,23% (ante 0,35%). No acumulado de 12 meses, o índice geral subiu para 3,0% e o núcleo recuou para 3,0%. O Índice de Confiança do Consumidor do Conference Board caiu para 94,6 pontos em outubro (contra 95,6 pontos revisados no mês anterior), impactado principalmente pela queda na avaliação das expectativas futuras, que recuaram para 71,5 (ante 74,4). Além disso, o Fed decidiu reduzir as taxas de juros americanas em 25 pontos-base, fixando-as entre 3,75% e 4,00% ao ano.

Na Zona do Euro, o PIB teve alta de 0,2% no terceiro trimestre de 2025. Espanha e França foram os principais responsáveis pela expansão, com aumentos de 0,6% e 0,5%, respectivamente, enquanto Alemanha e Itália apresentaram estagnação. O Banco Central Europeu (BCE) decidiu manter a taxa de juros estável em 2,0% pela terceira vez consecutiva.

Na China, o PMI da indústria caiu para 49,0 em outubro, ante 49,8 em setembro, pressionado principalmente pela produção, que recuou para 49,7, ante 51,9. No setor de serviços, o PMI subiu para 50,2, ante 50,0 no mês anterior, impulsionado pelo turismo e pelos serviços de entrega.

No Brasil, o IGP-M registrou queda de 0,36% em outubro, ante alta de 0,42% no mês anterior. O IPA-M caiu 0,59%, influenciado pelas reduções em Bens Intermediários (-0,35%, ante -0,42% em setembro) e em Matérias-Primas Brutas (-1,41%, ante alta de 1,47% em setembro). Já o IPC-M subiu 0,16%, ante 0,25% no mês anterior, e apenas o

grupo Habitação registrou queda. No ano, o índice acumula retração de 1,30% e, no acumulado de 12 meses, alta de 0,92%. O IPCA-15 registrou alta de 0,18% em outubro, ante 0,48% em setembro. O grupo Transportes apresentou o maior impacto (0,08 ponto percentual e variação de +0,41%), com avanço mensal de 3,31%. No ano, o IPCA-15 acumula alta de 3,94% e, em 12 meses, de 4,94%, abaixo dos 5,32% registrados em setembro. Em relação à confiança, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE subiu 1,0 ponto em outubro, segunda alta consecutiva, alcançando 88,5 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice avançou 0,6 ponto, para 87,4 pontos, refletindo melhora na percepção sobre o presente e nas expectativas para os próximos meses. O Índice de Confiança da Indústria (ICI) do FGV IBRE recuou 0,7 ponto em outubro, para 89,8 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice caiu 1,7 ponto, para 90,2 pontos, refletindo o pessimismo em relação à situação atual e às expectativas futuras: o Índice de Situação Atual (ISA) recuou 0,8 ponto, para 94,2, e o Índice de Expectativas (IE) mostrou queda de 0,7 ponto, para 85,4 pontos — o menor nível desde junho de 2020 (75,8 pontos). No mês, houve avanço da confiança em 9 dos 19 segmentos industriais pesquisados pela Sondagem da FGV. O Índice de Confiança do Comércio (ICOM) do FGV IBRE avançou 1,5 ponto em outubro, para 86,2 pontos, segunda alta consecutiva, impulsionado pela melhora das expectativas para os próximos meses. Segundo a FGV, esse avanço reflete a recuperação da confiança dos consumidores. Em médias móveis trimestrais, o índice recuou 0,3 ponto. O Índice de Confiança de Serviços (ICS) do FGV IBRE manteve estabilidade em outubro, com 88,9 pontos. Na média móvel trimestral, o índice caiu 0,3 ponto, para 88,3 pontos, o pior resultado desde junho de 2021 (87,0 pontos). O desempenho reflete movimentos opostos de seus componentes: o Índice de Situação Atual (ISA-S) recuou 1,0 ponto, para 92,9 pontos, enquanto o Índice de Expectativas (IE-S) cresceu 0,8 ponto, para 85,0 pontos. Em relação à balança comercial, o saldo foi de US\$ 4,9 bilhões (+47,3% a/a) até a quarta semana de outubro, com exportações totalizando US\$ 25,0 bilhões (+4,4%) e importações somando US\$ 20,1 bilhões (-2,6%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 282,8 bilhões (+2,4% a/a) e as importações totalizaram US\$ 232,4 bilhões (+8,0% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 50,4 bilhões (-17,4% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 mantiveram-se em 2,16%.

O Gráfico 14 apresenta a carga de outubro de 2025. Em termos mensais, o PMO de outubro projetou uma carga para o SIN de 83.803 MW médios, enquanto a expectativa de carga verificada no PMO de novembro para o mês de outubro foi de 80.855 MW médios (-3,5%). Comparando a carga desse mês com os valores verificados em outubro de 2023 e 2024, houve aumento de 2.401 MW médios (+3,1%) e redução de -891 MW médios (-1,1%), respectivamente, para o SIN.



Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de outubro.

O Gráfico 15 apresenta a carga de novembro de 2025. Em termos mensais, o PMO de novembro indicou uma expectativa de carga no valor de 81.984 MW médios para o SIN. Comparando essa carga com os valores verificados em novembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, aumentos de 993 MW médios (+1,2%) e 750 MW médios (+0,9%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de novembro é de 7.253 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.984 MW médios do PMO.



Gráfico 15 - Previsões de carga para o SIN conforme 2ª RQ PLAN e PMO Nov/25.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de novembro 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 novembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no Sul, que apresentou redução de 342 MW médios (-2,4%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de nov/25 e a carga observada em nov/24 e a 2ª RQ PLAN (25-29)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	nov/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	+9 (+0,0%)	-1.449 (-3,1%)
S	-342 (-2,4%)	-503 (-3,5%)
NE	+500 (+3,7%)	+0 (+0,0%)
N	+583 (+7,1%)	+378 (+4,5%)
SIN	+750 (+0,9%)	-1.574 (-1,9%)

Em comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, as projeções de carga do PMO de novembro reduziram nos submercados SE/CO e Sul, totalizando 1.574 MW médios no SIN (-1,9%).

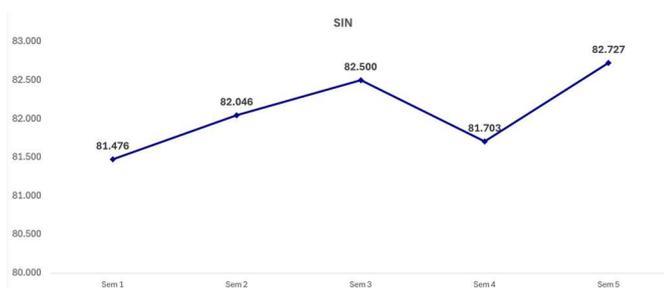


Gráfico 16 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2025

O Gráfico 16 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a carga projetada para a 1ª semana é de 81.476 MW médios, com o submercado SE/CO responsável por 55,5% do total, conforme apresentado no Gráfico 17.

## Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

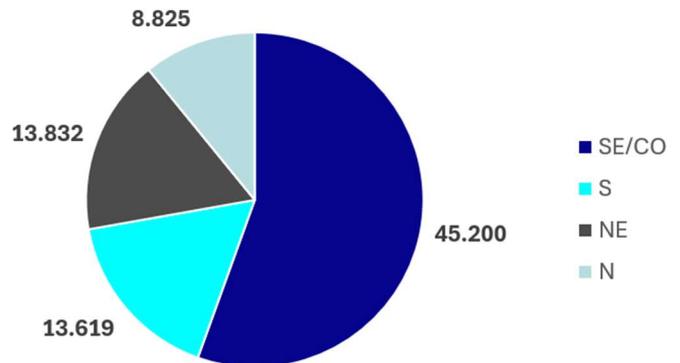


Gráfico 17 - Projeções oficiais da 1ª semana operativa do PMO de novembro/25 por submercado.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	81.476	82.046	82.500	81.703	82.727

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

## Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 18, Gráfico 19 e Gráfico 20 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.

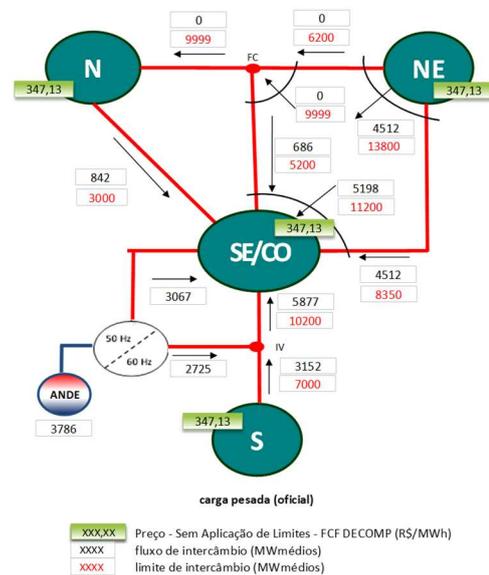


Gráfico 18 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

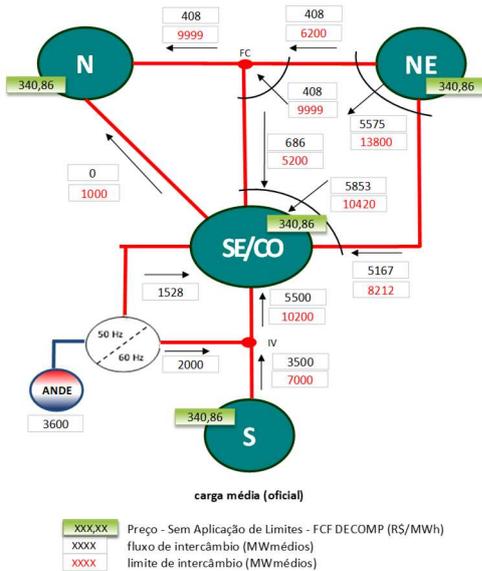


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

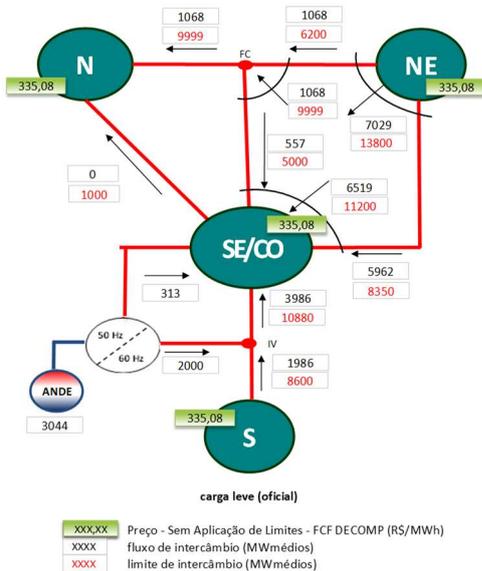


Gráfico 20 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

## 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 novembro de 2025.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	968,96	1.090,16
ARAUCARIA	780,00	1.048,61
B.BONITA I	778,35	814,04

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.

## 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 21 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 21 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução na carga, por um lado, e redução de geração UNSI, por outro, tiveram impacto na FCF de aproximadamente R\$32/MWh. Além disso, uma perspectiva mais pessimista de vazões e armazenamento elevaram, em conjunto, a FCF em aproximadamente R\$ 40/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.

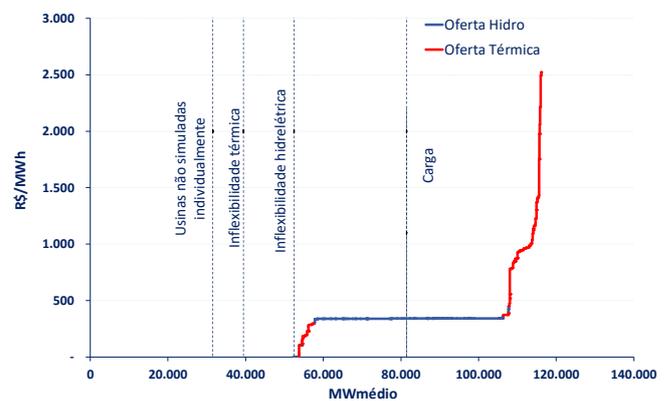


Gráfico 22 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

## Estimativa preliminar de ESS - outubro e novembro de 2025

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

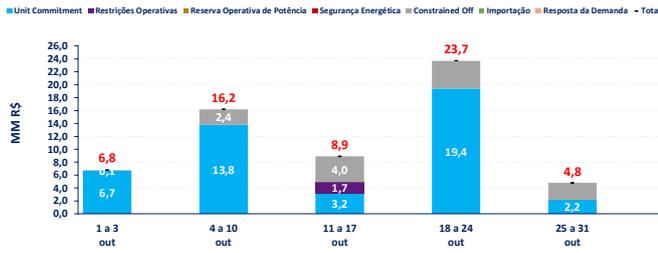


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	0,04	-	1,73	-	-	-	1,77
Total	0,04	0,00	1,73	0,00	0,00	0,00	1,77
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	0,23	2,05	0,84	1,21	0,69	-	5,02
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	6,09	8,63	0,01	13,34	-	-	28,07
Norte	0,39	3,09	2,35	4,87	1,55	-	12,25
Total	6,71	13,78	3,20	19,42	2,24	0,00	45,35
<b>Constrained Off (R\$ MM)</b>							
Sudeste	-	0,01	1,58	1,91	1,15	-	4,65
Nordeste	0,03	0,05	1,78	0,03	1,29	-	3,18
Norte	0,02	2,34	0,65	2,35	0,13	-	5,49
Total	0,05	2,40	4,01	4,29	2,57	0,00	13,32
<b>Importação (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Resposta da Demanda (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
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 12 resulta na expectativa de R\$ 45,35 milhões por *unit commitment*, R\$ 13,32 milhões devido ao *constrained-off* térmico e R\$ 1,77 milhões devido a restrições operativas. Além do tabelado, existe também o montante de ESS correspondente ao mecanismo de Resposta da Demanda por Disponibilidade, estimado em R\$ 6,85 milhões. Assim, o montante estimado para outubro é de R\$ 67,29 milhões.

O Gráfico 24 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2025.

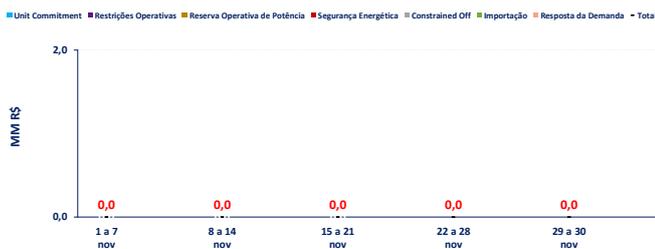


Gráfico 24 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

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

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

O total dos valores apresentados no Gráfico 24 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de outubro a 2 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 31 a 2 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 3 de novembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 de novembro a 30 de novembro 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 novembro 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. Confirma, 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 outubro é apresentada no Gráfico 25.

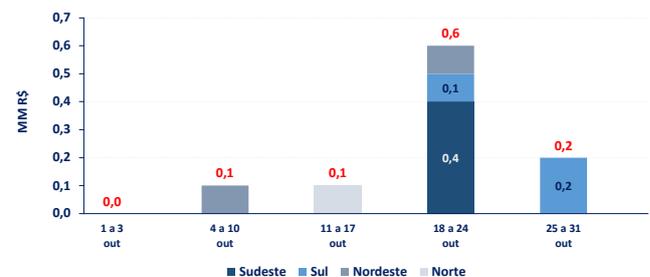


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 1,10 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para outubro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para novembro é apresentada no Gráfico 26.

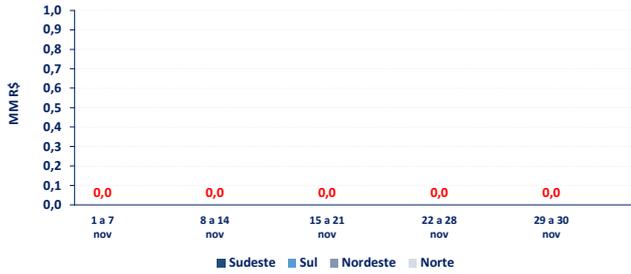


Gráfico 26 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 26 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

### Fator de Ajuste do MRE

O MRE é um mecanismo de compartilhamento e mitigação de risco hidrológico, o que possibilita o despacho centralizado das usinas hidrelétricas. O fator de ajuste do MRE representa a razão entre a geração hidráulica no centro de gravidade das usinas participantes desse mecanismo pelo montante total de suas garantias físicas sazonalizadas.

O valor estimado de geração para o período de 1° de outubro a 2 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 31 a 2 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 3 de novembro são idênticos aos do dia 2.

A expectativa para o período de 4 de novembro a 30 de novembro 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 novembro 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 outubro de 2025. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2025. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

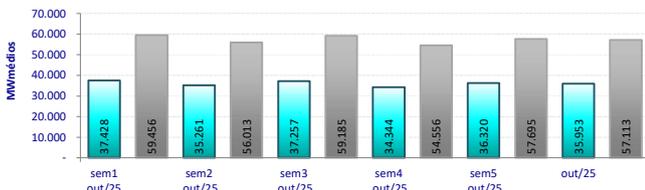


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2025

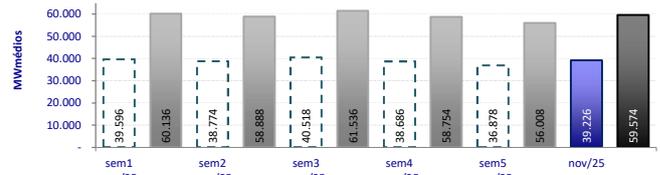


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2025

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).



Gráfico 29 - 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 30 e no Gráfico 31 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 outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

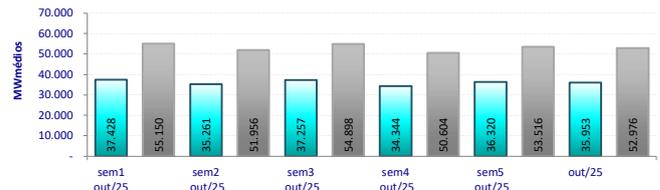


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2025

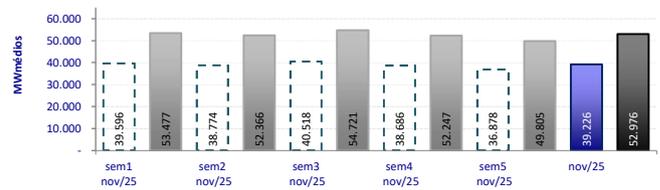


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2025

O Gráfico 32 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 outubro e novembro de 2025 (ainda não contabilizados).

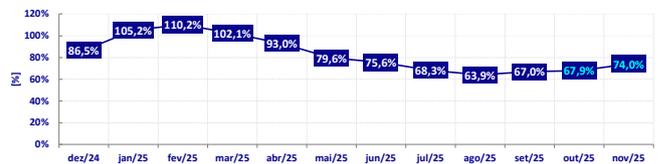


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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.



Documento: FSARH 08962

Consideração no PLD: -

### Atos regulatórios associados ao PLD

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

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