

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 – 1ª 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 setembro de 2025.

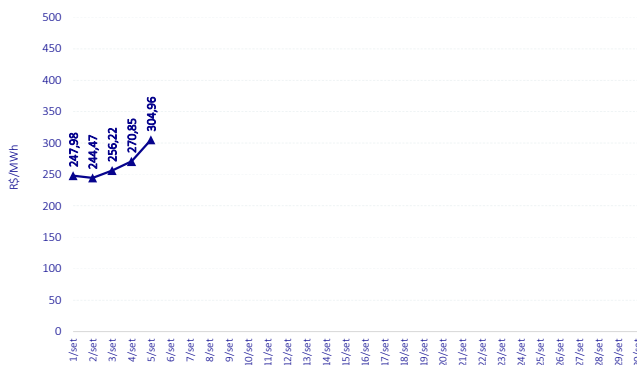


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 30 de agosto a 5 de setembro de 2025, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

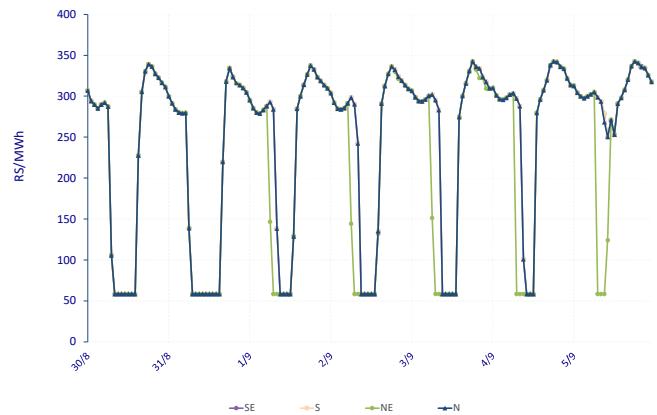


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
249,93	249,92	232,05	249,87

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	77.310	4.391	2.184	19.906	4.780	30.960	8.450	6.640
%	100%	6%	3%	26%	6%	40%	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 30 de agosto a 5 de setembro de 2025.

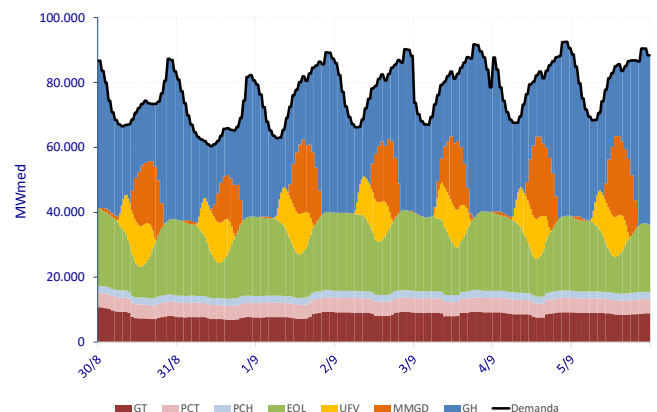


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

Durante a primeira 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 – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 6 a 12 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	324,70	324,70	324,70	324,70
Média	315,79	315,79	315,79	315,79
Leve	308,83	308,83	308,83	308,83
Média semanal	314,79	314,79	314,79	314,79

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

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - set	2ª sem - set	Variação %
SE/CO	298,55	314,79	5,4%
S	298,55	314,79	5,4%
NE	298,55	314,79	5,4%
N	298,55	314,79	5,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 6 a 12 de setembro, apresentaram variações de 5,4%, fechando a R\$ 314,79/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 setembro e a atualização de parâmetros das usinas termelétricas.

Para setembro de 2025, espera-se que as afluições fechem em torno de 65% da MLT para o sistema, sendo 60% no Sudeste; 79% no Sul; 46% no Nordeste e 60% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.343 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de - 655 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -801 MWmédios no submercado Sul, e 113 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -641 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.542 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 941 MWmédios no submercado Sul, -103 MWmédios no submercado Nordeste, 63 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.

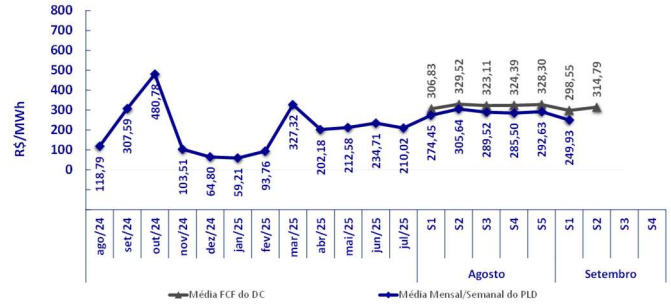


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

Energia Natural Afluyente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

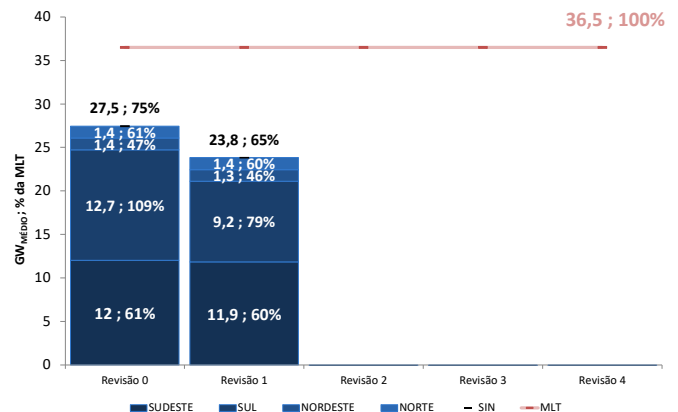


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 6 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

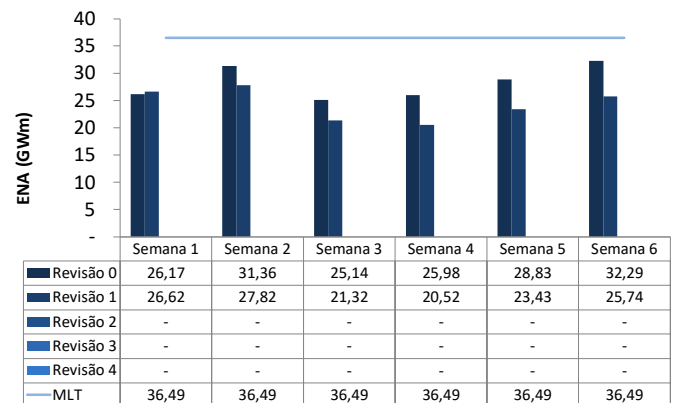


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde agosto de 2025. Para agosto, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 25.800 MWmédios. Já para setembro, os valores de afliências ficaram próximos aos 29.800 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 27.100 MWmédios.

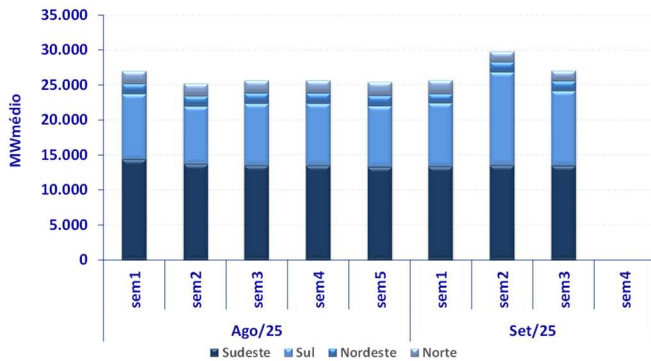


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – agosto e setembro de 2025

O Gráfico 8 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na segunda semana operativa de setembro.

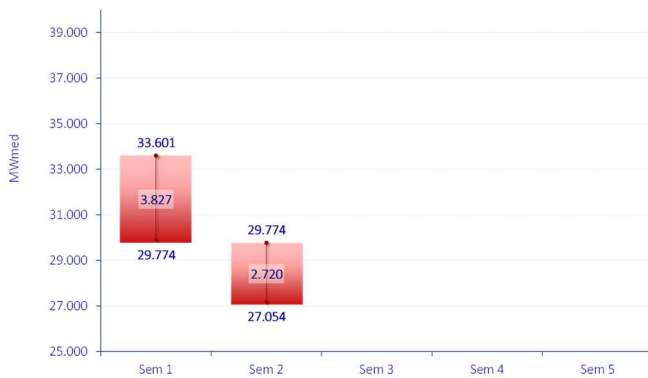


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a primeira e a segunda semana de setembro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-44	-2.647	-21	-9

Armazenamento inicial

O Gráfico 9 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

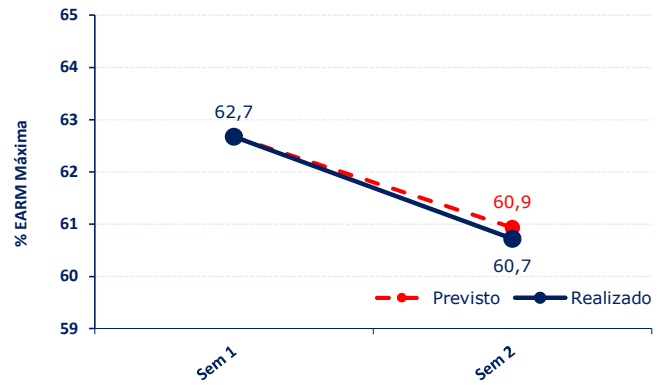


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 60,9% (Energia Armazenada de 178.925 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 60,7% (Energia Armazenada de 178.284 MWmês), o que representou uma queda de -641 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a segunda semana operativa de setembro

Submercado	RV1 - previsto		RV1 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	57,2%	117.485	56,4%	115.943	-0,8%	-1.542
S	84,4%	17.268	89,0%	18.209	4,6%	941
NE	58,9%	30.462	58,7%	30.359	-0,2%	-103
N	86,3%	13.710	86,7%	13.773	0,4%	63
SIN	60,9%	178.925	60,7%	178.284	-0,2%	-641

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a segunda semana de setembro.

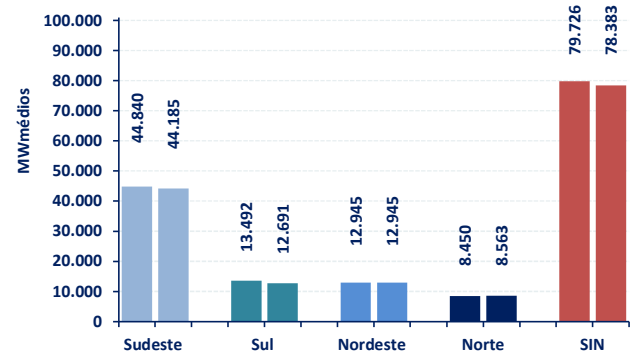


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de setembro na RV0 de setembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de setembro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de setembro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-655	-801	0	113

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o índice ISM da indústria subiu 0,7 ponto percentual, para 48,7 em agosto, continuando a contração do setor industrial. Apesar desse resultado, os componentes mais relevantes, como novos pedidos e emprego, apresentaram melhora, sendo responsáveis pela alta na comparação mensal. O índice ISM de Serviços avançou 0,9 ponto percentual, para 52,0 em agosto, indicando aceleração no setor de serviços. Dentre as categorias que o compõe, o índice de novos pedidos cresceu para 56,0. Além disso, segundo o relatório JOLTS (Job Openings and Labor Turnover Survey) de julho, o número de vagas de emprego nos EUA caiu 176 mil, totalizando 7,18 milhões de vagas. Além disso, o relatório mostrou que a taxa de desligamentos se manteve estável em 1,1%. Segundo o relatório da ADP, foram adicionadas 54 mil vagas no setor privado em agosto, quase metade do valor registrado no mês anterior.

Na Zona do Euro, a inflação acelerou para 2,1% a/a em agosto, ante 2,0% em julho. O núcleo da inflação permaneceu estável em 2,3%.

No Brasil, o Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC-Fipe) subiu 0,04% na quarta quadrisssemana de agosto, ante alta de 0,28% no mesmo período de julho. Os grupos com maior contribuição para esse resultado foram Habitação (0,18%, ante 0,58%), Transportes (-0,97%, ante 0,82%) e Despesas Pessoais (0,68%, ante 0,33%). O PIB-registrou crescimento de 0,4% t/t no segundo trimestre de 2025, com ajuste sazonal. Na comparação interanual, a economia cresceu 2,2%. Com relação à produção, O PMI industrial de agosto registrou 47,7, ante 48,2 em julho, atingindo o menor valor desde junho de 2023 e quarta contração consecutiva. Esse resultado foi impulsionado pela fraqueza na confiança dos clientes e pelos impactos tarifários dos Estados Unidos. A produção industrial recuou 0,2% m/m em julho, impulsionado pelas quedas de 0,2% em Bens de Capital e de 0,5% em Bens de Consumo Duráveis. O grupo Bens Intermediários e Bens de Consumo Semi e Não Duráveis apresentaram resultados positivos de 0,5% e 0,1%, respectivamente. Segundo a Fenabrave (Federação Nacional da Distribuição de Veículos Automotores), os emplacamentos de veículos apresentaram alta de 1,0% m/m em agosto, para o maior volume de emplacamentos em um mês desde maio de 2014. O destaque foi a alta do segmento de automóveis, que avançou 4,7% m/m. O Índice de Commodities do Banco Central (IC-Br) recuou 0,52% em agosto, puxado por Metal (-0,94%) e Energia (-5,73%). Agropecuária registrou variação positiva de 0,72%. Em relação à balança comercial, o saldo consolidado de agosto foi de US\$ 6,1 bilhões (+35,8% a/a), com exportações totalizando US\$ 29,8 bilhões (+3,9%) e importações US\$ 23,7 bilhões (+2,0%). No acumulado do ano, as exportações somaram US\$ 227,6 bilhões (+0,5% a/a) e as importações totalizaram US\$ 184,8 bilhões (+6,9% a/a), resultando em um saldo comercial de US\$ 42,8 bilhões (-20,2% a/a). De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2025 avançaram para 2,19%.

O Gráfico 11 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, ajustada na 1ª revisão em 79.633 MW médios (-1,0%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2023 e 2024, houve para o SIN, um aumento de 2.438 MW médios (+3,2%) e redução de 1.589 MW médios (-2,0%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de setembro é de 6.960 MW médios, sendo parte integrante da carga de 79.633 MW médios da 1ª revisão do PMO.

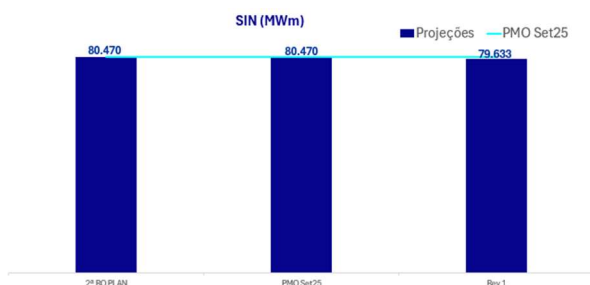


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de setembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 1ª revisão do PMO de setembro de 2025 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a da 2ª RQ do PLAN 2025-2029. Comparando as previsões da 1ª revisão do PMO com os valores verificados em setembro de 2024, observa-se aumento da carga em todos os submercados, exceto no SE/CO, que apresentou redução de 1.944 MW médios (-4,2%), o que totalizou 1.589 MW médios (-2,0%) no SIN. Na comparação com os valores

projetados pela 2ª RQ do PLAN 2025-2029, destaca-se a redução de 525 MW médios no Sul (-3,9%), totalizando uma redução de 837 MW médios (-1,0%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de set/25, 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	-1.944 (-4,2%)	-437 (-1,0%)
S	+90 (+0,7%)	-525 (-3,9%)
NE	+126 (+1,0%)	+12 (+0,1%)
N	+139 (+1,6%)	+114 (+1,3%)
SIN	-1.589 (-2,0%)	-837 (-1,0%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa no SIN. Observa-se que a 1ª revisão do PMO reduziu a projeção de carga de todas as semanas operativas.

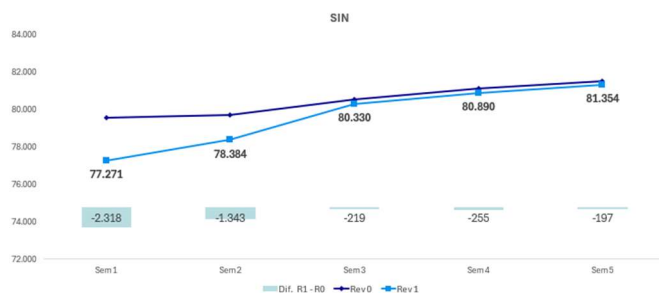


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de setembro de 2025

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 1ª semana operativa de setembro com a projeção do PMO, nota-se uma redução no SE/CO e no Sul, que totalizou 2.507 MW médios (-4,3%), e aumento no Nordeste e Norte, que totalizou 189 MW médios (+0,9%). Para a 2ª semana operativa, houve redução nos submercados SE/CO e Sul, e aumento no Norte, enquanto o Nordeste permaneceu estável, totalizando uma redução de 1.343 MW médios (-1,7%) no SIN. Dessa forma, a carga projetada no SIN para a 2ª semana operativa é de 78.384 MW médios (vide Gráfico 12).

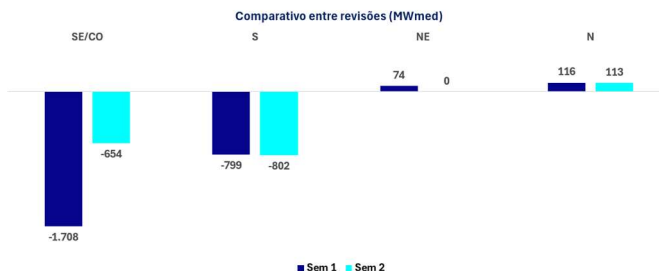


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

A Tabela 9 apresenta a evolução da carga por semana operativa e revisão.

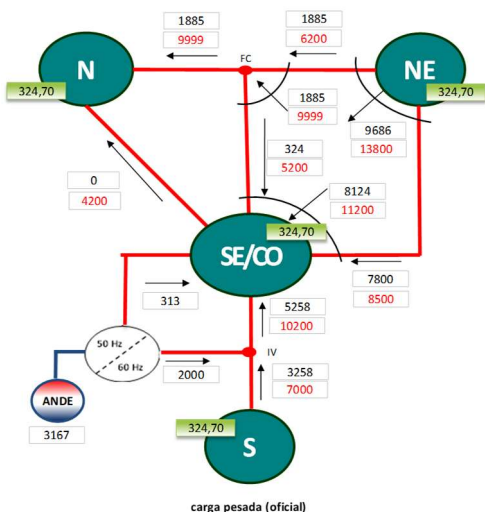
Tabela 9 – Carga prevista para o mês de setembro de 2025.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	79.589	79.727	80.549	81.146	81.552
RV1	77.271	78.384	80.330	80.890	81.354

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

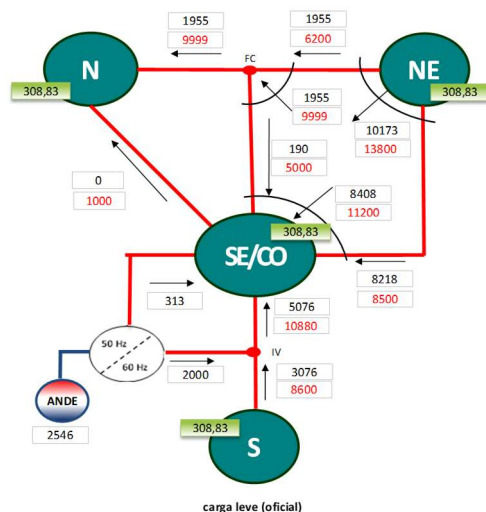
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 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.



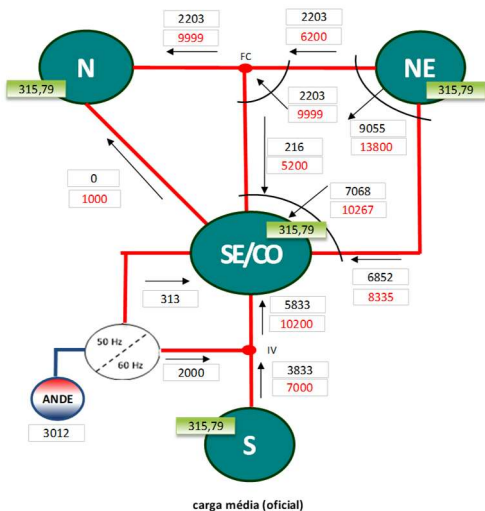
XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

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 10 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de setembro de 2025.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a segunda semana operativa de setembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	827,73	1.111,68

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 17 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluições elevou a FCF em aproximadamente R\$ 17/MWh. A atualização dos parâmetros das usinas termelétricas, impactou em aproximadamente R\$ 11/MWh de redução.

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.

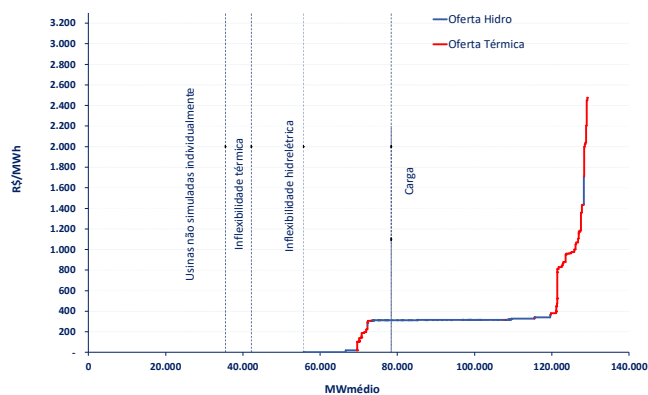


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – agosto e setembro de 2025

O Gráfico 19 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2025.

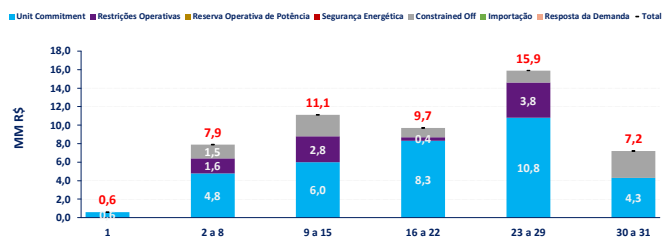


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 11 – 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)							
Sudeste	-	0,38	2,84	-	2,05	-	5,27
Sul	-	-	-	0,43	-	-	0,43
Nordeste	-	1,19	-	-	1,77	-	2,96
Total	0,00	1,57	2,84	0,43	3,82	0,00	8,66
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,16	0,63	1,00	1,82	1,37	0,65	5,63
Sul	-	0,19	-	1,28	-	-	1,47
Nordeste	-	2,55	2,04	1,85	6,61	2,61	13,05
Norte	0,39	1,38	2,93	3,36	2,78	1,08	10,84
Total	0,55	4,75	5,97	8,31	10,76	4,34	34,68
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,69	0,41	0,41	0,96	1,03	3,50
Sul	-	-	-	-	0,01	-	0,01
Nordeste	-	0,05	0,51	0,39	0,32	0,01	1,27
Norte	-	0,75	1,34	0,19	0,05	1,82	2,33
Total	0,00	1,49	2,26	0,99	1,34	2,86	8,94
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 52,28 milhões, sendo R\$ 34,68 milhões por *unit commitment*, R\$ 8,94 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 8,66 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro de 2025.

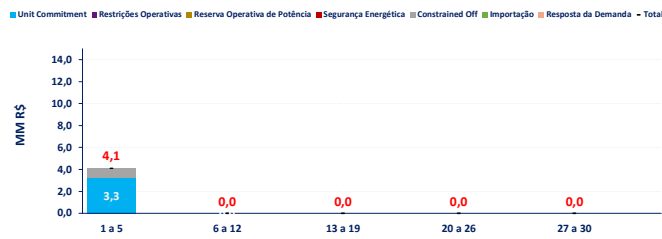


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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

Tabela 12 – 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	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	3,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,30
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 4,05 milhões, sendo R\$ 3,30 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,75 milhões devido ao constrained-off térmico.

O valor estimado de geração para o período de 1º de agosto a 4 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de setembro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 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 1 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/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 agosto é apresentada no Gráfico 21.

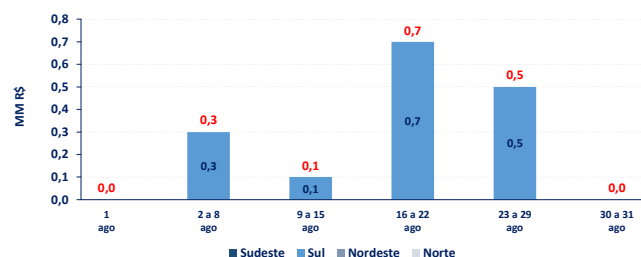


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 1,70 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 22.

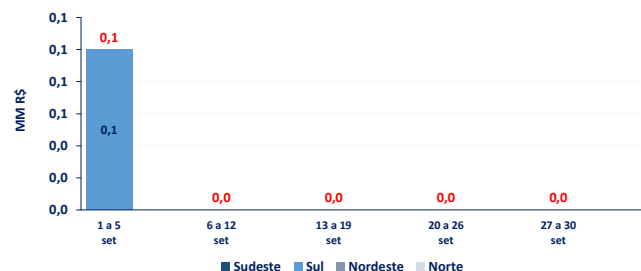


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 0,10 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 4 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 5 de setembro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 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 1 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 23 e no Gráfico 24 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.

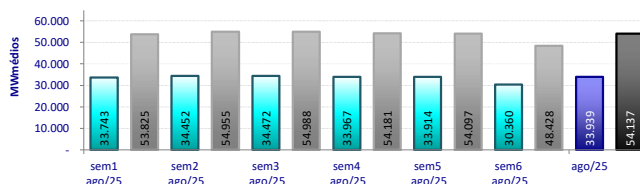


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2025

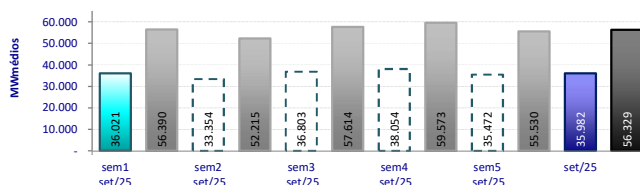


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2025

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de agosto e setembro de 2025 (ainda não contabilizados).

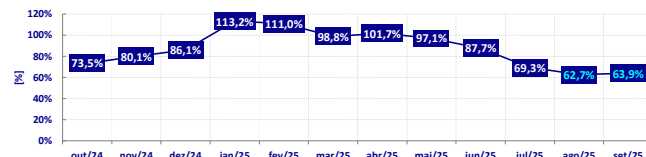


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 26 e no Gráfico 27 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.

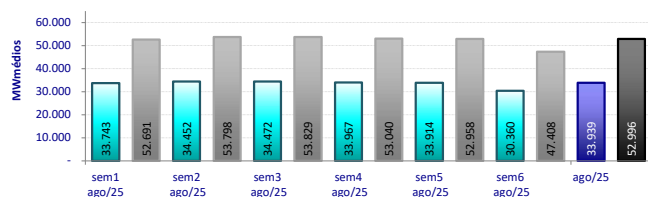


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2025

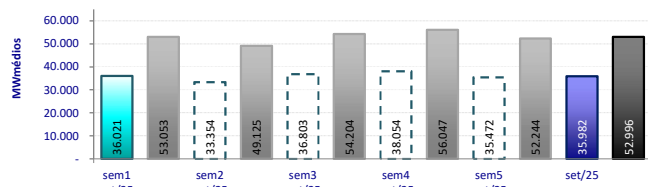


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro de 2025

O Gráfico 28 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).

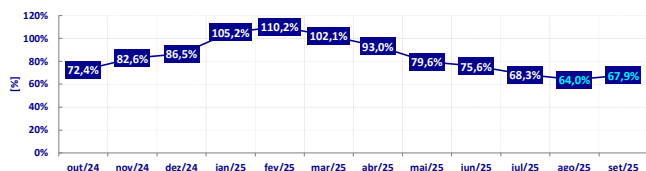


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 primeira semana operativa de setembro 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 primeira semana operativa de setembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itaparica:

Restrição: Vazão bombeada

Valores CCEE: 18,60 m³/s

Valores ONS: 10,13 m³/s

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*:

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

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

- DSP ANEEL 2.661/2025: restabelecimento da OC da UG2 da UHE Sinop a partir de 03/09.
- DSP ANEEL 2.640/2025: liberação das UG1 e UG2 da UHE Juruena a partir de 03/09

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