

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 – 3ª 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 2024.

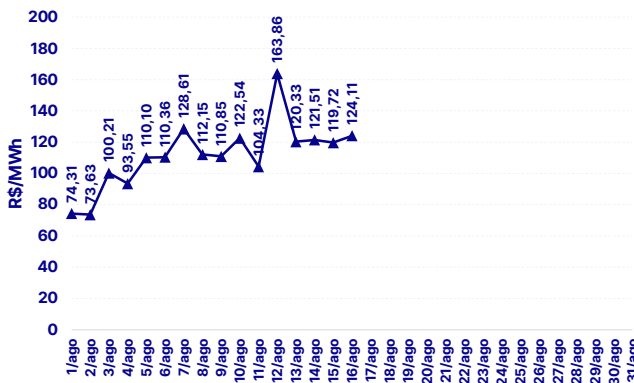


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 de agosto de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

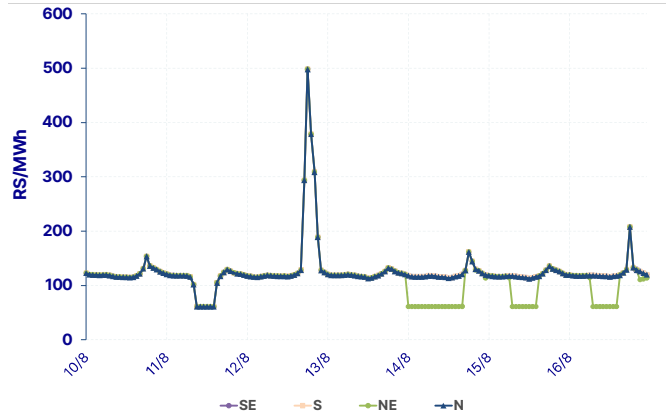


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
125,20	125,21	114,01	125,22

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, 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	74.257	3.971	2.425	15.728	3.860	38.417	4.851	5.006
%	100%	5%	3%	21%	5%	52%	7%	7%

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 10 a 16 de agosto de 2024.

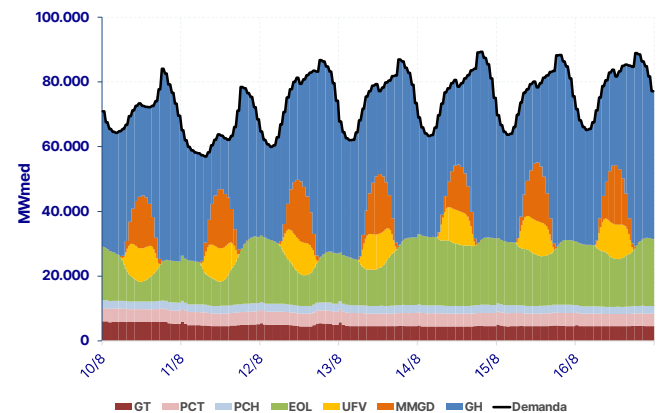


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

Durante a terceira 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 – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 17 a 23 de agosto de 2024. 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 3 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	112,63	112,63	112,63	112,63
Média	109,40	109,40	109,40	109,40
Leve	107,69	107,69	107,69	107,69
Média semanal	109,16	109,16	109,16	109,16

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - ago	4ª sem - ago	Variação %
SE/CO	118,67	109,16	-8,0%
S	118,67	109,16	-8,0%
NE	118,67	109,16	-8,0%
N	118,67	109,16	-8,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 17 a 23 de agosto, apresentaram variações de: -8,0%, fechando a R\$ 109,16/MWh em todos os submercados.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a piora nas afluições esperadas para o mês de agosto.

Para agosto de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 59% da MLT para o sistema, sendo 56% no Sudeste; 73% no Sul; 43% no Nordeste e 49% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 385 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 296 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 162 MWmédios no submercado Nordeste e -73 MWmédios no submercado Norte. O submercado Sul não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -705 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -778 MWmédios no submercado Sul, -259 MWmédios no submercado Nordeste, -79 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2023 e 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

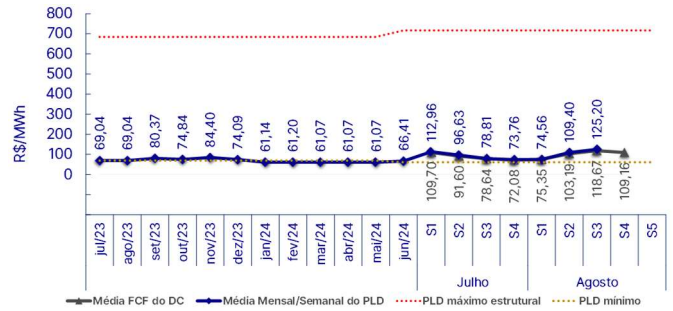


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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 Afluente - ENA

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

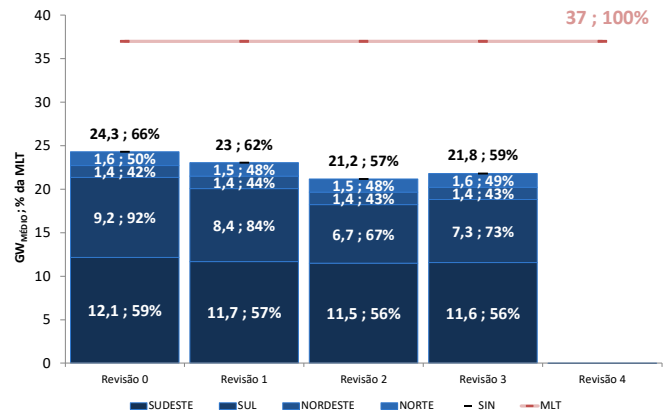


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

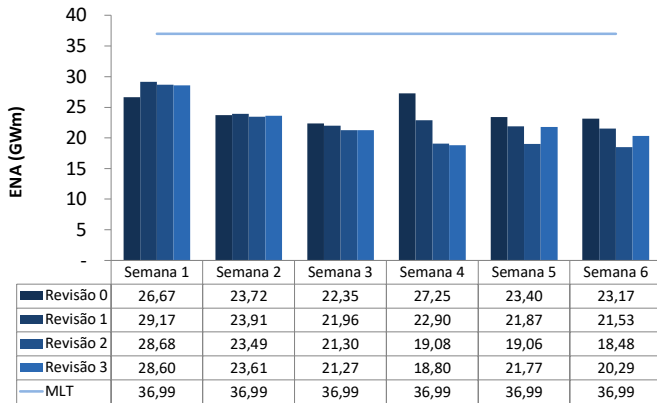


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde julho de 2024. Para julho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 31.400 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluições ficaram próximos aos 21.700 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 22.400 MWmédios.

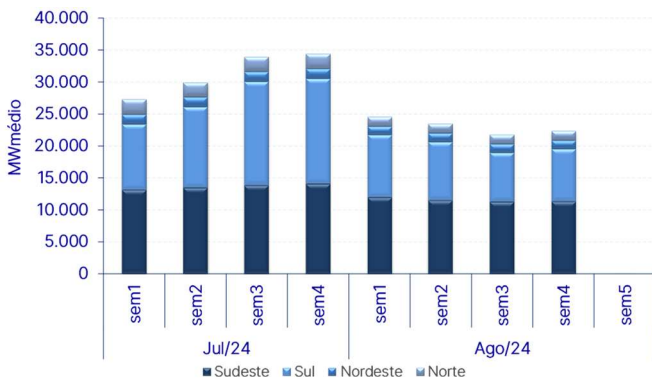


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2024

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

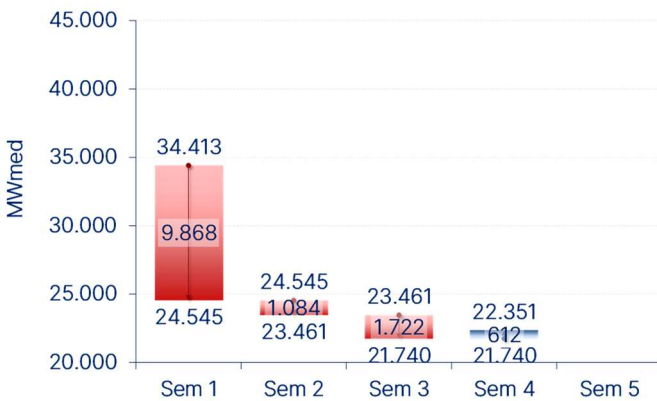


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira e a quarta semana de agosto considerada no horizonte de DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
57	532	-24	47

### Armazenamento inicial

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

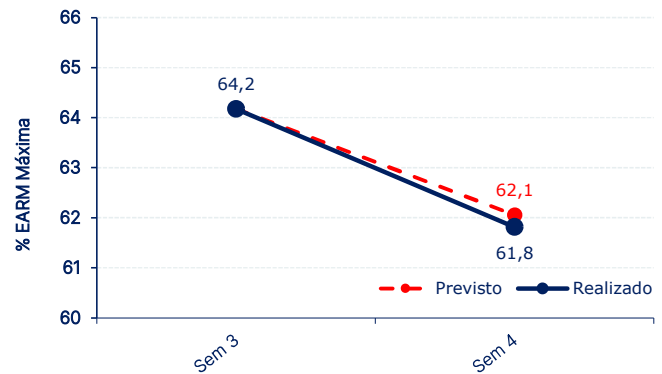


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 62,1% (Energia Armazenada de 182.040 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 61,8% (Energia Armazenada de 181.335 MWmês), o que representou uma queda de -705 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 quarta semana operativa de agosto

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	59,0%	121.223	59,2%	121.634	0,2%	411
S	83,5%	17.084	79,7%	16.306	-3,8%	-778
NE	59,8%	30.928	59,3%	30.669	-0,5%	-259
N	81,5%	12.805	81,0%	12.726	-0,5%	-79
SIN	62,1%	182.040	61,8%	181.335	-0,2%	-705

### Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de agosto.

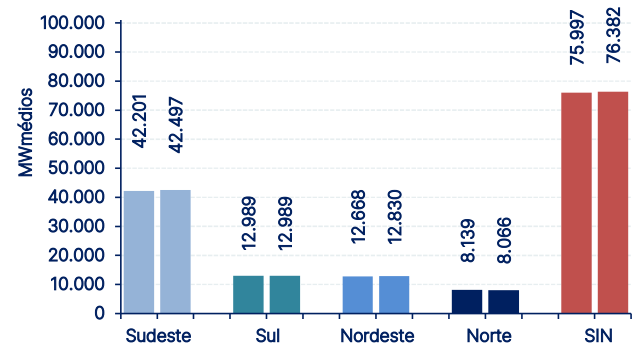


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 quarta semana operativa de agosto na RV2 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de agosto (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de agosto.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
296	-	162	-73

No âmbito internacional, nos EUA, o Índice de Preços ao Produtor (PPI) aumentou +0,1% em julho e, no comparativo anual, subiu +2,2% (contra +2,7% em junho). Houve redução nos custos de serviços (-0,2%) e aumento nos preços dos bens (+0,6%). Quanto ao consumidor, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) aumentou +0,15%, enquanto o núcleo da inflação subiu +0,17%. Essa desinflação foi influenciada, principalmente, pela estabilização dos preços da energia e pela queda nos preços dos carros. No comparativo anual, o índice geral aumentou +2,9% em julho (contra +3,0% em junho). Quanto às vendas no varejo, houve crescimento de +1,0% em julho (contra -0,2% no mês anterior), principalmente devido às vendas em revendedores de veículos automotores e peças. As vendas do grupo de controle, que excluem veículos, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção, subiram +0,3% (contra +0,9% em junho), e em média móvel trimestral, o crescimento foi de +4,9% ao ano. Já as vendas on-line registraram aumento de +0,2% (contra 2,2% no mês anterior). Os gastos com serviços de alimentação cresceram +0,3% (contra +0,1% em junho). Por fim, a produção industrial de julho reduziu -0,6% (contra +0,3% no mês anterior), impactada pelo furacão Beryl. A produção manufatureira diminuiu -0,3% e a produção de serviços públicos caiu -3,7%. Na Zona do Euro, a produção industrial registrou queda de -0,1% em junho, impactada especialmente pela redução da produção na Irlanda (-7,8%). Na Alemanha, o índice de expectativas econômicas do Instituto ZEW diminuiu de +41,8 para +19,2 em agosto. Na China, em julho, a produção industrial cresceu +5,1% (contra +5,3% no mês passado) e as vendas no varejo aumentaram +2,7% (contra +2,0% em junho) na comparação anual. No âmbito nacional, na segunda semana de agosto, o saldo comercial foi de US\$ 1,9 bilhão, com exportações totalizando US\$ 6,9 bilhões e importações US\$ 5 bilhões. Em agosto, a média diária de exportação foi de US\$ 1,44 bilhão (+6,3% a/a), com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,04 bilhão (+11,6% a/a), liderada por combustíveis, fertilizantes e componentes eletrônicos. No mês, o saldo é de US\$ 2,8 bilhões e, no ano, de US\$ 52,3 bilhões. Quanto ao setor de serviços, houve crescimento de +1,7% em junho (contra -0,4% no mês anterior), com destaque para o crescimento nos estados de São Paulo (+2,6%), Paraná (+3,0%) e Rio de Janeiro (+1,4%). O Rio Grande do Sul sofreu queda de -14,5%, influenciado pelas enchentes que atingiram o estado em maio. No segundo trimestre, o crescimento foi de +0,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, afetado pelo crescimento do grupo de serviços de informação e comunicação (+2,7%). O volume de vendas do comércio varejista recuou -1% em relação a maio, considerando o ajuste sazonal (contra +0,9% do mês anterior). Por outro lado, na comparação anual de junho, as vendas no comércio varejista aumentaram na maioria dos estados, com destaque para Paraíba (+16,4%), Amapá (+13,5%) e Rio Grande do Sul (+11,0%). O comércio nacional sensível à renda desacelerou +0,2% em junho comparado ao mesmo mês do ano anterior, enquanto o comércio mais sensível ao crédito – exceto veículos e peças – avançou +3,7% na comparação interanual. O IGP-10 de agosto foi de +0,72% (contra +0,45% de julho), impulsionado por produtos agropecuários (+0,95%) e produtos industriais (+0,79%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,20%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de agosto de 2024. Em termos mensais, o PMO de agosto indicou uma expectativa de carga no valor de 75.432 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 75.738 MW médios (+0,4%). Em relação à 2ª revisão, a carga reduziu 190 MW médios (-0,3%), com um aumento de 187 MW médios (+1,5%) no submercado Nordeste e uma redução de 377 MW médios (-0,6%) nos demais submercados. Comparando com os valores verificados em agosto de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.213 MW médios (+7,4%) e +2.661 (+3,6%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de agosto é de 5.321 MW médios, sendo parte integrante da carga de 75.738 MW médios da 3ª revisão do PMO e da carga de 75.432 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

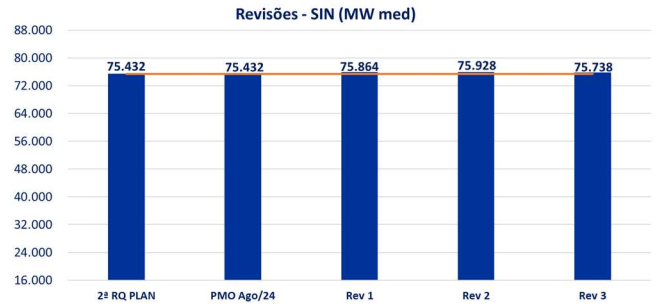


Gráfico 11- Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de agosto.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de agosto de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 3ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +2.661 MW médios e um aumento de +3,6%). O submercado Nordeste foi o que apresentou a maior variação percentual absoluta (+8,5%), seguido pelo Norte (+6,8%). Por outro lado, na comparação com a 2ª revisão quadrimestral da carga, a diferença é de +306 MW médios (+0,4%), com destaque para o aumento de +2,6% da carga no Nordeste.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de agosto/24 e a carga observada em agosto/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Agosto/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SECO	+503 (+1,2%)	+14 (+0,0%)
Sul	+641 (+5,2%)	-9 (-0,1%)
Nordeste	+1.006 (+8,5%)	+326 (+2,6%)
Norte	+510 (+6,8%)	-26 (-0,3%)
SIN	+2.661 (+3,6%)	+306 (+0,4%)

O Gráfico abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa.

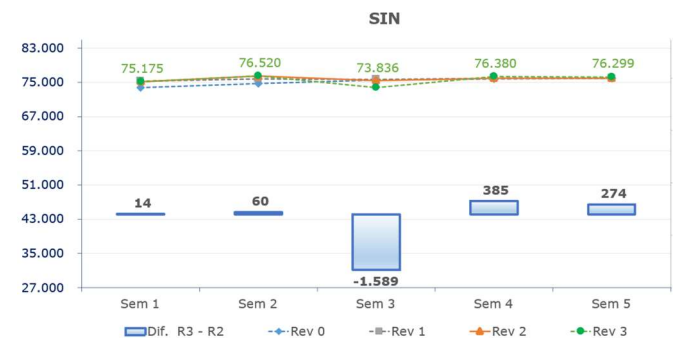


Gráfico 12- Projeção da carga do PMO de agosto.

Conforme apresentando no Gráfico 13, comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de agosto com as projeções da 2ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma redução do somatório da carga verificada dos submercados SE/CO, Sul e Norte, totalizando -1.830 MW médios (-2,9%) e um aumento de +241 MW médios (+1,9%) na carga do submercado Nordeste. Para a 4ª semana operativa, a carga prevista para o submercado SE/CO e Nordeste aumentou +457 MW médios (+0,8%), enquanto a carga do Norte reduziu -73 MW médios (-0,9%). Para o submercado Sul as projeções foram mantidas. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +76.380 MW médios (vide Gráfico 12).



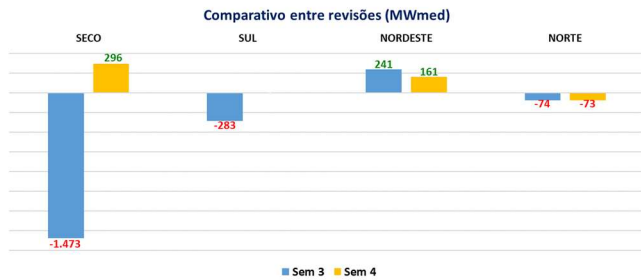


Gráfico 13– Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

Em função do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções para a 4ª e a 5ª semanas operativas foram ajustadas para cima, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de agosto de 2024.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	73.715	74.794	75.577	75.870	75.900
RV1	75.340	75.844	75.703	75.996	76.025
RV2	75.161	76.460	75.425	75.996	76.025
RV3	75.175	76.520	73.836	76.380	76.299

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.

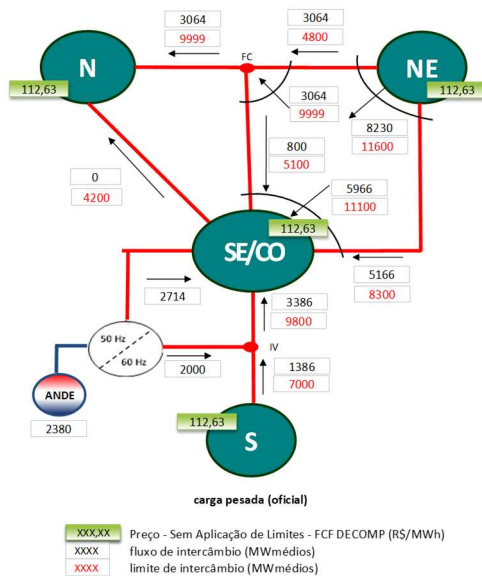


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

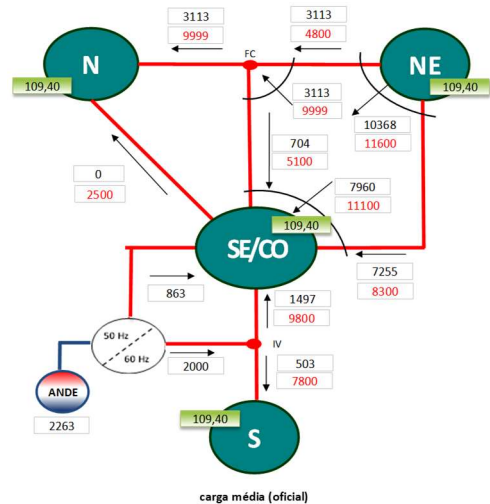


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

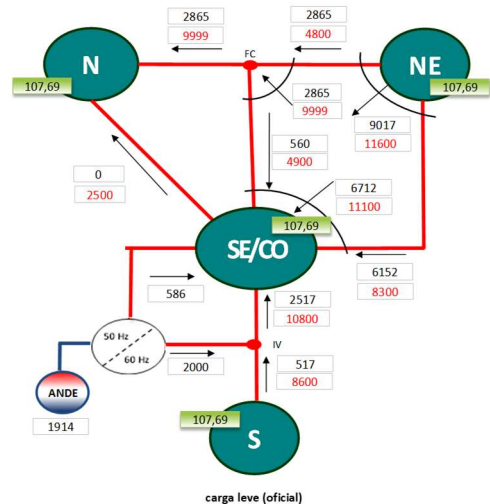


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

### 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 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de agosto de 2024.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de agosto

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
LORM_PCS	1.196,80	1.257,67
POVOACAO I	1.196,80	1.257,67
VIANA I	1.196,80	1.257,67

### 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 quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluições reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 9/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.

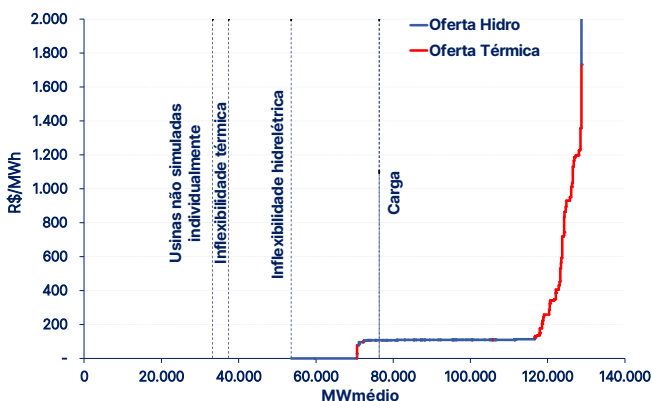


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### Estimativa preliminar de ESS – agosto de 2024

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2024.

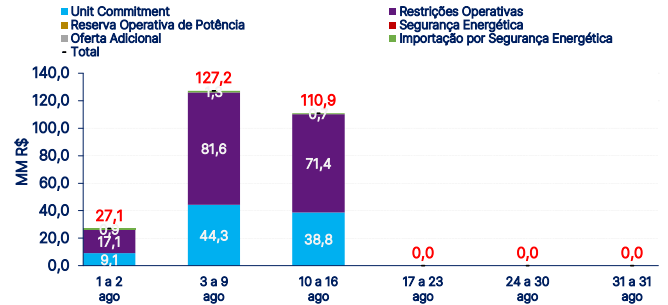


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

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
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	14,29	58,24	49,14	-	-	-	121,67
Sul	0,77	3,62	3,80	-	-	-	8,19
Nordeste	1,04	13,28	10,96	-	-	-	25,28
Norte	1,02	6,43	7,46	-	-	-	14,91
Total	17,12	81,57	71,36	0,00	0,00	0,00	170,05
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	8,49	22,87	26,01	-	-	-	57,37
Sul	0,24	0,02	-	-	-	-	0,26
Nordeste	0,33	20,37	11,14	-	-	-	31,84
Norte	-	1,07	1,63	-	-	-	2,70
Total	9,06	44,33	38,78	0,00	0,00	0,00	92,17
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Total	0,90	1,30	0,70	0,00	0,00	0,00	2,90

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 265,12 milhões, sendo R\$ 92,17 milhões por unit commitment, R\$ 2,90 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 170,05 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de agosto são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP relativa à revisão 3 de agosto de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Adicionalmente, as estimativas consideram os encargos por restrição de operação por Constrained-On, ou seja, aqueles pagos pela geração despachada acima da ordem de mérito de custo. Além disso, os valores apresentados não consideram a estimativa de ESS por Deslocamento Hidráulico. Cabe destacar que o valor do PLD é inferior ao PLDX, de modo que a estimativa de ESS é nula até o momento. 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/SGR/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 20.

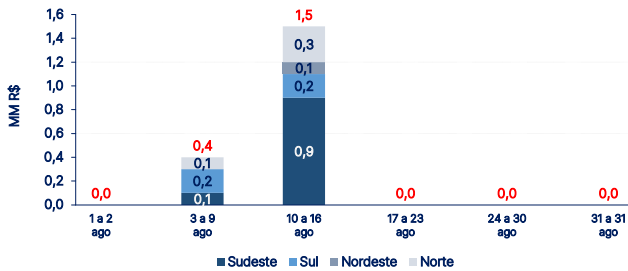


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 1,90 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

## Fator de Ajuste do MRE

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

O Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para agosto de 2024.

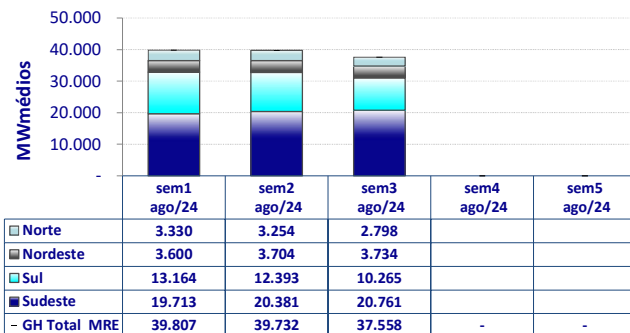


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais" e considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de agosto são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrico por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 3 de agosto de 2024.

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.

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 2024, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de julho de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para agosto.

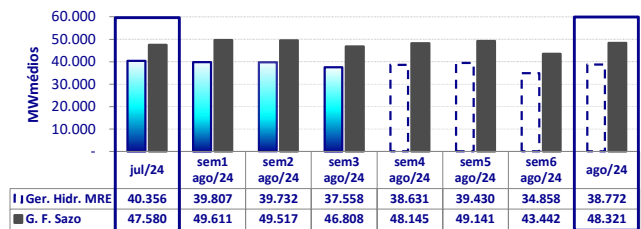


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho e de agosto de 2024

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2024 (ainda não contabilizados).

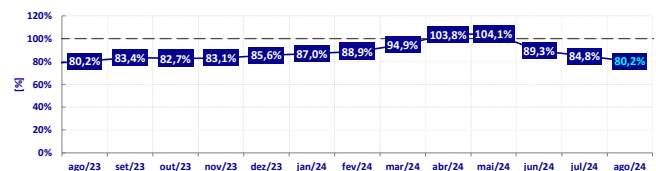


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para agosto.

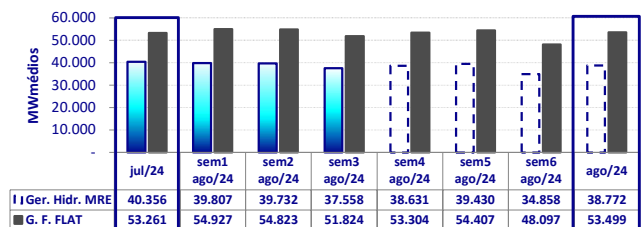


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho e de agosto de 2024

O Gráfico 25 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de julho e agosto de 2024 (ainda não contabilizados).

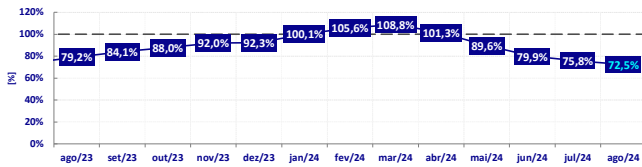


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 terceira semana operativa de agosto de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

1 – De acordo com o relatório “Restrições Elétricas Para Representação no Processo de Otimização da Programação Diária da Operação”, o Fluxo no Bipolo Foz do Iguaçu – Ibiúna (FFZIN) deve ser limitado pela sua capacidade nominal quando a UHE Itaipu 50 Hz estiver operando com 5 ou mais máquinas. Assim, para todo o horizonte de estudo do modelo DESSEM (com ou sem a representação da rede de transmissão), os limites (inferior e superior) de FFZIN devem considerar o número de conversores disponíveis para a operação. Para os dias sem a representação da rede de transmissão, a partir do 2º dia para o ONS e do 1º dia para o caso da CCEE, o FFZIN é representado a partir do registro de Restrições Elétricas Especiais (RE 914). Cabe destacar que essa restrição é considerada no caso da CCEE pois consiste numa restrição elétrica interna a usina. No deck do dia 14/08/2024, as seguintes indisponibilidades foram consideradas:

- CV 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz (número 4), conforme SGIs 22.843-23, 24.295-23, 29.499-24, 30.996-24, 34.737-24 e 36.611-24;
- CV 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz (número 3), conforme SGIs 44.419-24 e 45.974-24;
- CV 500 kV Foz do Iguaçu 50 Hz (número 5), conforme SGI 44.806-24;
- CV 345 kV Ibiúna (número 2), conforme SGIs 41.896 e 43.544-24;
- Polo 3, conforme SGIs 44.682-24 e 44.684-24.

Destaca-se que o SGI 44.684-24 que indisponibiliza o Polo 3 do Elo de Furnas, válida de 13/08/2024 a 15/08/2024, com periodicidade diária das 06h às 17h30, teve sua vigência alterada na tarde do dia 12/08/2024, em termos do horário de término para 17h00. Assim, de maneira equivocada, apenas para o deck do dia 14/08/2024, no período das 17h00 às 17h30, foram consideradas quatro conversoras indisponíveis para o período sem rede (dia 14/08/2024 apenas no caso CCEE e no dia 15/08/2024 nos casos CCEE e ONS), em vez de apenas três conversoras.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do CMO e PLD, o ONS e a CCEE deverão corrigi-lo em todos os modelos de otimização eletroenergética impactados, produzindo se efeito no dia subsequente à identificação”.

### 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 terceira semana operativa de agosto, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itapebi:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 38 m³/s
  - Valores ONS:** 40 m³/s
  - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
  - Documento:** FSARH 6530
  - Consideração no PLD:** PMO de outubro de 2024
- UHE Chavantes:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 85 m³/s
  - Valores ONS:** 270 m³/s
  - Modelos afetados:** DESSEM
  - Documento:** FSARH 6547
  - Consideração no PLD:** -
- UHE Jupia:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 3300 m³/s
  - Valores ONS:** 4000 m³/s
  - Modelos afetados:** DESSEM
  - Documento:** FSARH 5777
  - Consideração no PLD:** PMO de outubro de 2024
- UHE Porto Primavera:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 3900 m³/s
  - Valores ONS:** 4600 m³/s
  - Modelos afetados:** DESSEM
  - Documento:** FSARH 5780
  - Consideração no PLD:** PMO de outubro de 2024

### Atos regulatórios associados ao PLD

Para a terceira semana operativa de agosto, 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.