

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 – 2ª 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.

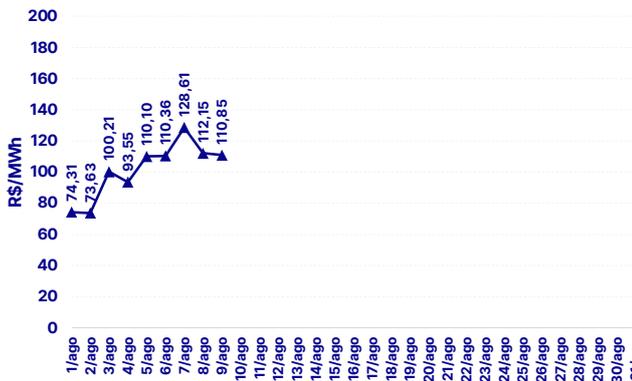


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 3 a 9 de agosto de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

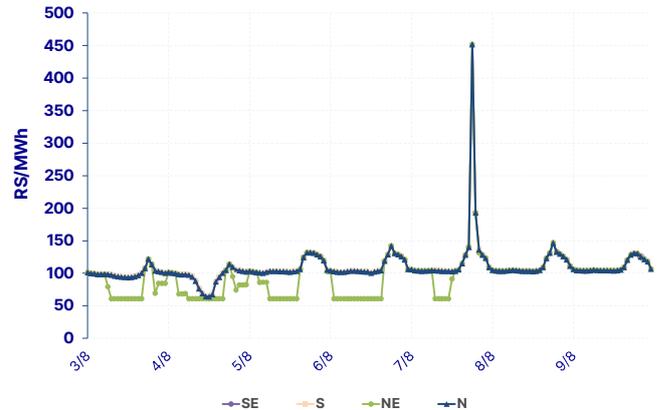


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
109,40	109,39	96,51	109,42

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	76.389	4.072	2.530	17.304	3.686	39.617	5.092	4.088
%	100%	5%	3%	23%	5%	52%	7%	5%

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 3 a 9 de agosto de 2024.

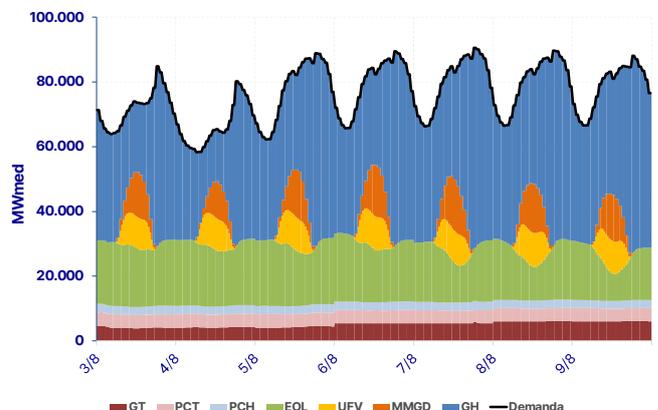


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

Durante a segunda 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 – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 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 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	122,00	122,00	122,00	122,00
Média	118,65	118,65	118,65	118,65
Leve	117,44	117,44	117,44	117,44
Média semanal	118,67	118,67	118,67	118,67

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

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - ago	3ª sem - ago	Variação %
SE/CO	103,19	118,67	15,0%
S	103,19	118,67	15,0%
NE	103,19	118,67	15,0%
N	103,19	118,67	15,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 10 a 16 de agosto, apresentaram variações de 15,0%, fechando a R\$ 118,67/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluências esperadas para o mês de agosto e a atualização dos parâmetros das usinas termelétricas.

Para agosto de 2024, espera-se que as afluências fechem em torno de 57% da MLT para o sistema, sendo 56% no Sudeste; 67% no Sul; 43% no Nordeste e 48% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 278 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -421 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 143 MWmédios no submercado Sul, enquanto os demais submercados não apresentaram alterações.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -218 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, -368 MWmédios no submercado Sul, -104 MWmédios no submercado Nordeste, -157 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 mensal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

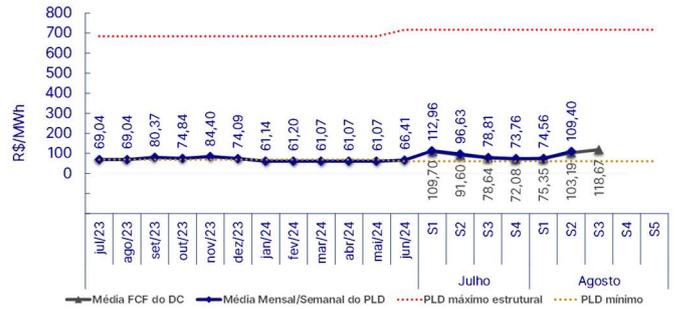


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

### 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.

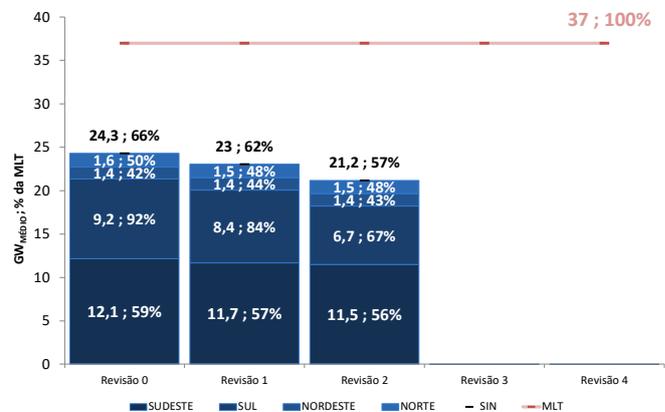


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

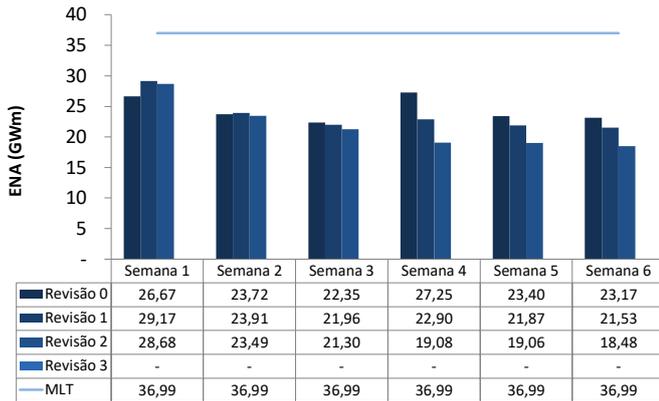


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

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 afluências ficaram próximos aos 23.500 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 21.700 MWmédios.

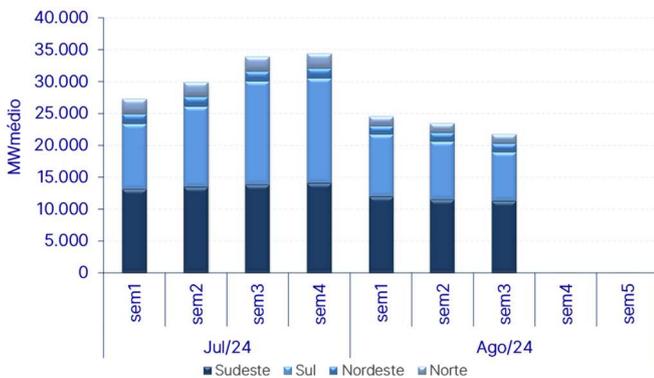


Gráfico 7 – Variação da ENA de acoplamento do SIN – julho e agosto de 2024

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

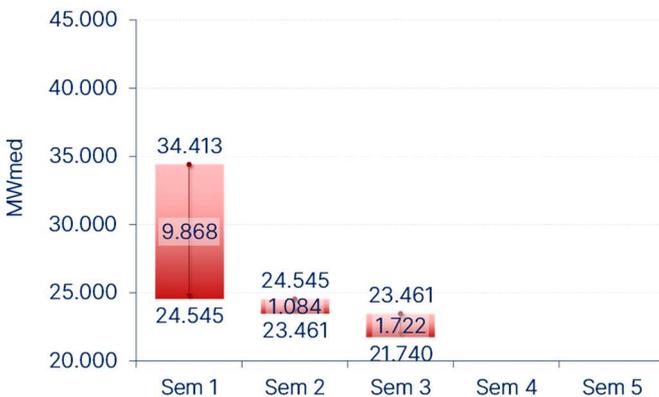


Gráfico 8 – ENA de acoplamento média do SIN

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

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

SE/CO	S	NE	N
-233	-1.452	-15	-22

## Armazenamento inicial

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

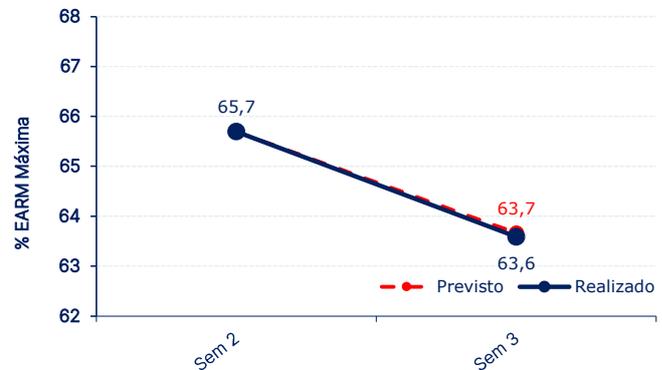


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 63,7% (Energia Armazenada de 186.756 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 63,6% (Energia Armazenada de 186.538 MWmês), o que representou uma queda de -218 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 terceira semana operativa de agosto

Submercado	RV2 – previsto		RV2 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	60,4%	124.099	60,6%	124.510	0,2%	411
S	87,5%	17.902	85,7%	17.534	-1,8%	-368
NE	61,2%	31.652	61,0%	31.548	-0,2%	-104
N	83,4%	13.103	82,4%	12.946	-1,0%	-157
SIN	63,7%	186.756	63,6%	186.538	-0,1%	-218

## Carga - DECOMP

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

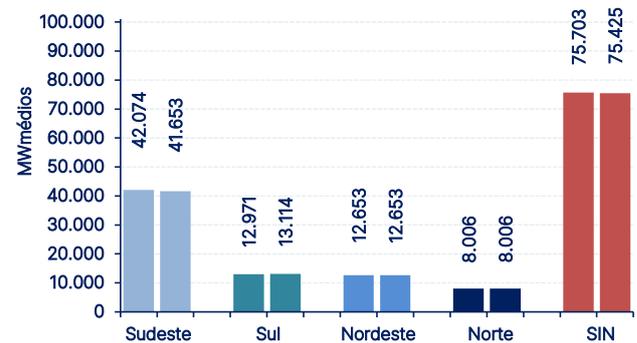


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 terceira semana operativa de agosto na RV1 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de agosto (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de agosto.

Tabela 7 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
-421	143	0	0

No âmbito internacional, nos EUA, o relatório da Folha de Pagamento Não Agrícola (NFP) mostrou um aumento de 114.000 empregos, influenciado principalmente pelos serviços de educação privada e saúde. Em julho, a taxa de desemprego cresceu +4,3%, contra +4,1% no mês anterior. Em contrapartida, os pedidos iniciais de seguro-desemprego diminuíram 17.000, totalizando 223.000. Essa redução aliviou preocupações com a possibilidade de recessão na economia americana. O índice de serviços ISM se recuperou em julho, passando de +48,8 para +51,4, refletindo o aumento na atividade empresarial, que subiu de +49,6 para +54,5. Na Zona do Euro, o Índice de Gerentes de Compras (PMI) composto, que considera serviços e indústria, passou de +50,9 para +50,2 em julho, impactado principalmente pela economia da Alemanha e da França. Um índice acima de 50 indica expansão da atividade econômica. Na China, houve desaceleração no crescimento das exportações, que passou de +8,6% em junho para +7,0% em julho, na comparação anual. Por outro lado, as importações avançaram +7,2% em julho, em contraste com uma queda de -2,3% em junho. O Índice de Preços ao Consumidor (CPI) aumentou +0,5% em julho em relação ao ano anterior (contra +0,2% em junho). Já o Índice de Preços ao Produtor (PPI) caiu -0,8% em relação ao ano passado (mantendo a mesma queda de 0,8% registrada no mês anterior). No Brasil, a produção industrial cresceu +4,1% em junho em relação a maio, com destaque para o Rio Grande do Sul (+34,9%) e o Pará (+9,7%). A indústria geral avançou +0,7% no segundo trimestre em relação ao anterior, com alta de +0,9% na indústria de transformação e queda de -0,6% na indústria extrativa. A produção de veículos aumentou +16,9% em julho em relação ao mês anterior, atingindo a marca de 246.721 unidades. Em relação ao mesmo mês do ano anterior, o crescimento foi de +34,8%. O Indicador Antecedente de Emprego (IAEmp) da FGV, com ajuste sazonal, avançou +2,8% em julho, atingindo +81,6 pontos. Na análise da média móvel trimestral, o crescimento foi de +0,6%. O IGP-DI de julho subiu +0,83%, com os preços dos produtos industriais avançando +1,01% e os dos produtos agropecuários aumentando +0,72%. Na primeira prévia de agosto, o IGP-M acelerou +0,33% (contra +0,15% no mês anterior). Com relação à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 7,6 bilhões em julho, com exportações totalizando US\$ 30,9 bilhões e importações US\$ 23,3 bilhões. Em julho, a média diária de exportação foi de US\$ 1,34 bilhão (-0,2% a/a), com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,01 bilhão (+5,6% a/a), liderada por combustíveis, fertilizantes e motores. O Índice de Commodities – Brasil (IC-Br) desacelerou em julho, variando +1,2% (contra +5,5% no mês anterior), impulsionado pelo aumento de +1,6% na agropecuária e +0,8% em metal. De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2024 indicam 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 2ª revisão para 75.928 MW médios (+0,7%). Em relação à 1ª revisão, a carga aumentou 64 MW médios (+0,1%), com uma redução de 22 MW médios (-0,2%) no submercado Nordeste e um aumento de 151 MW médios (+0,1%) nos demais submercados. Comparando com os valores verificados em agosto de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +5.403 MW médios (+7,7%) e +2.851 (+3,9%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de agosto é de 5.321 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 75.928 MW médios da 1ª revisão do PMO e da carga de 75.432 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

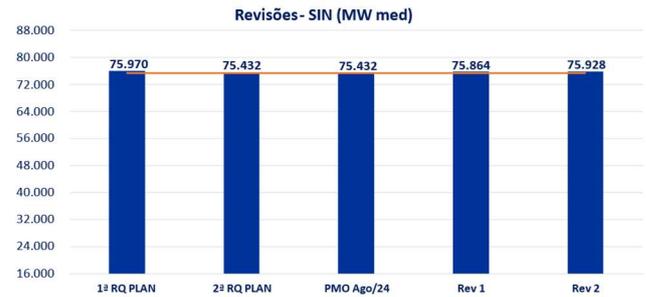


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de agosto

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 2ª 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 2ª revisão do PMO com os valores verificados em agosto de 2023, observa-se aumento no somatório da carga de todos os submercados (totalizando +2.851 MW médios e um aumento de +3,9%). O submercado Norte foi o que apresentou a maior variação percentual absoluta (+7,5%), seguido pelo Nordeste (+6,9%). Por outro lado, na comparação com a 2ª revisão quadrimestral da carga, a diferença é de +496 MW médios (+0,7%), com destaque para o aumento de +1,1% 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	+751 (+1,8%)	+262 (+0,6%)
Sul	+721 (+5,9%)	+71 (+0,5%)
Nordeste	+819 (+6,9%)	+139 (+1,1%)
Norte	+560 (+7,5%)	+24 (+0,3%)
SIN	+2.851 (+3,9%)	+496 (+0,7%)

O Gráfico 12 abaixo apresenta a projeção de carga por semana operativa.

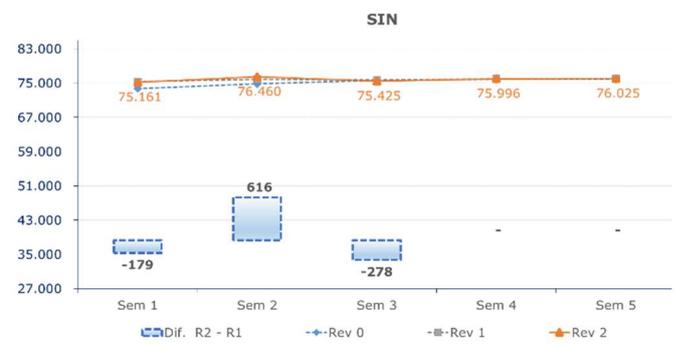


Gráfico 12- Projeção da carga do PMO de agosto

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de agosto com as projeções da 1ª revisão do PMO para a referida semana, nota-se um aumento do somatório da carga verificada dos submercados SE/CO, Sul e Norte, totalizando +701 MW médios (+1,1%) e uma redução de -85 MW médios (-0,7%) na carga do submercado Nordeste. Para a 3ª semana operativa, a carga prevista para o submercado Sul aumentou +143 MW médios (+1,1%), enquanto a carga do submercados SE/CO reduziu -421 MW médios (-1,0%). Para os demais submercados as projeções forma mantidas. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +75.425 MW médios (vide Gráfico 13).

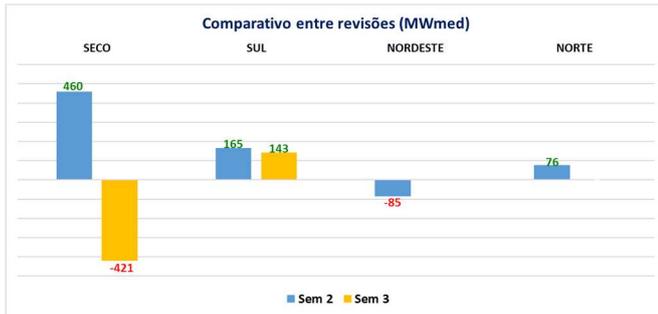


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes de energia das revisões 1 e 2 para as 2ª e 3ª semanas operativas.

Em função do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram ajustadas para baixo na 3ª semana operativa e permanecem inalteradas nas demais semanas.

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

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.

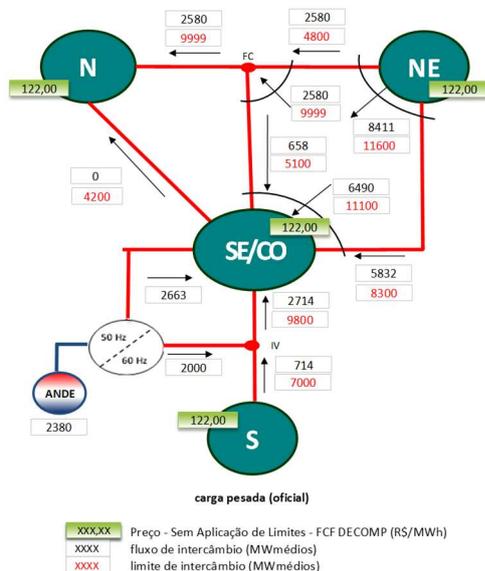


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

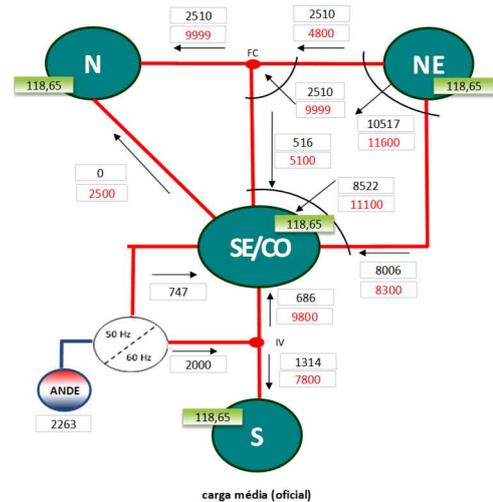


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

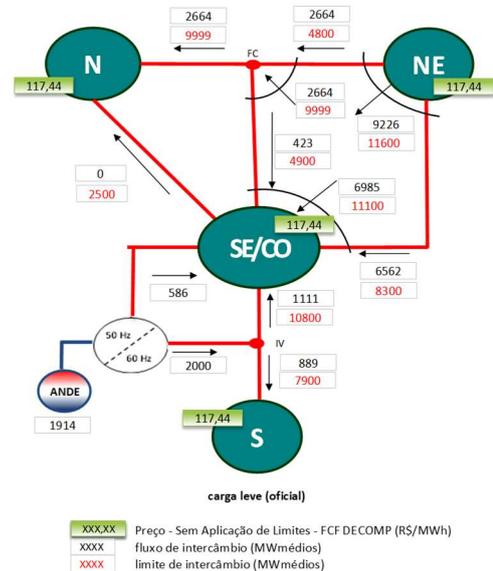


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

### 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.

Para a terceira semana operativa de agosto não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

### 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 terceira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 18/MWh, enquanto foi registrada uma redução de R\$4/MWh devido às atualizações nos parâmetros das usinas termelétricas.

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.

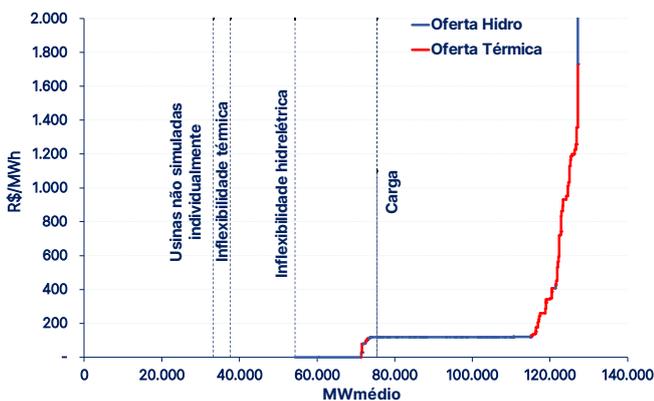


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

### 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.

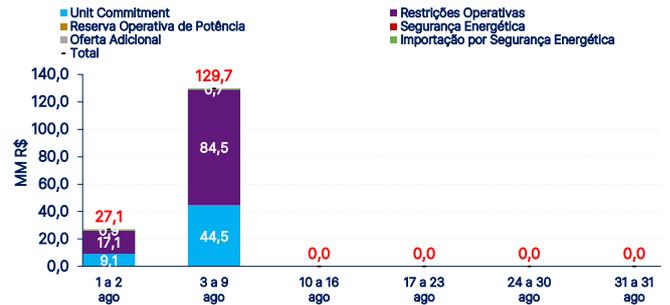


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de agosto.

Tabela 10 - 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	60,46	-	-	-	-	74,75
Sul	0,77	3,56	-	-	-	-	4,33
Nordeste	1,04	14,25	-	-	-	-	15,29
Norte	1,02	6,26	-	-	-	-	7,28
Total	17,12	84,53	0,00	0,00	0,00	0,00	101,65
<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	22,49	-	-	-	-	30,98
Sul	0,24	0,02	-	-	-	-	0,26
Nordeste	0,33	20,96	-	-	-	-	21,29
Norte	-	1,07	-	-	-	-	1,07
Total	9,06	44,54	0,00	0,00	0,00	0,00	53,60
<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	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	1,60

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 156,85 milhões, sendo R\$ 53,60 milhões por unit commitment, R\$ 1,60 milhões devido a importação por segurança energética e R\$ 101,65 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 8 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 9 de agosto são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 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 2 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 do 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/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 20.

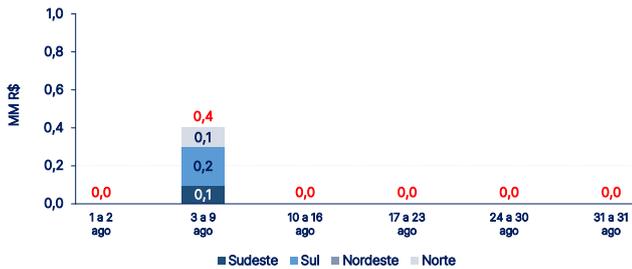


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 0,40 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.

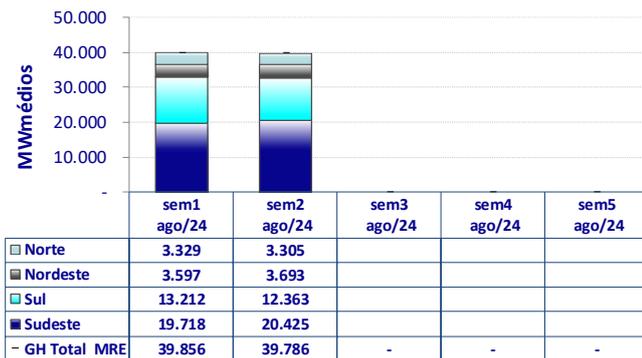


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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, publicado em 7 de agosto de 2024 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 8 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 9 de agosto são idênticos aos do dia 8.

A expectativa para o período de 10 a 31 de agosto de 2024 foi calculada a partir da programação de despacho termelétrica por razões elétricas e da geração termelétrica indicada pelo modelo DECOMP, relativa à revisão 2 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.

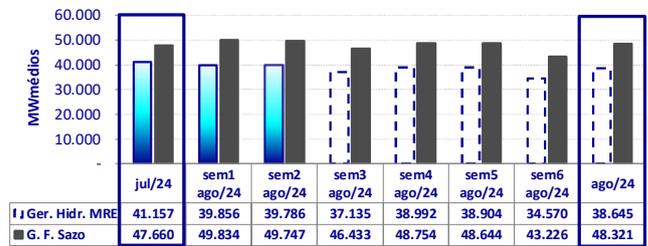


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho e de agosto de 2024

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).

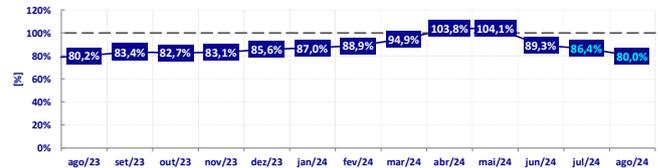


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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.

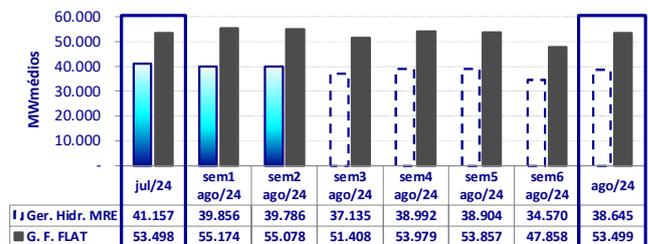


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho e de agosto de 2024

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).

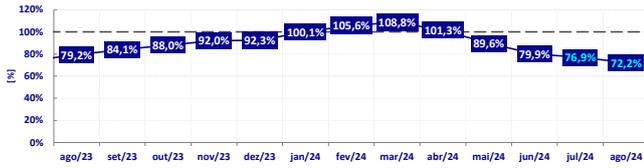


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

### 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 segunda semana operativa de agosto de 2024 não foram identificadas inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

### Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a segunda semana operativa de agosto, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itapebi:
  - Restrição:** Defluência mínima
  - Valores CCEE:** 38 m<sup>3</sup>/s
  - Valores ONS:** 40 m<sup>3</sup>/s
  - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
  - Documento:** FSARH 6530
  - Consideração no PLD:** PMO de outubro de 2024.

### Atos regulatórios associados ao PLD

Para a segunda 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.