

O InfoPLD é uma publicação semanal que traz uma análise dos fatores que influenciam na formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD passou a ser calculado oficialmente para cada submercado em base horária, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP e definido pela Portaria MME 301/2019. Para a obtenção de uma maior granularidade na formação do PLD, foi adicionado à cadeia de modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, o modelo DESSEM.

A publicação deste boletim tem por intuito apresentar a evolução do PLD em granularidade horária do modelo DESSEM que, a partir de 1º de janeiro de 2021, passou a ser calculado e divulgado diariamente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Além disso, também são apresentadas as principais alterações na Função de Custo Futuro – FCF do modelo DECOMP que será utilizada pelo modelo DESSEM.

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

PLD – 5ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de agosto de 2024.

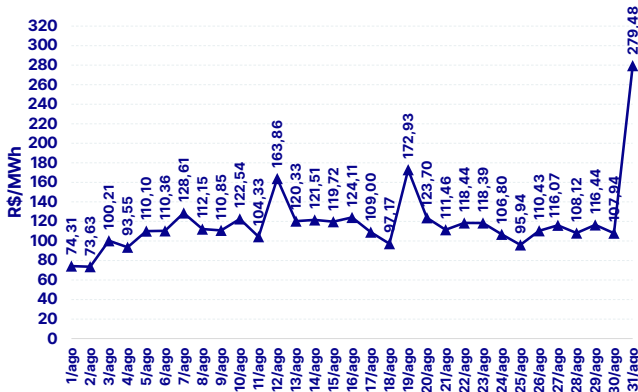


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 24 a 30 de agosto de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

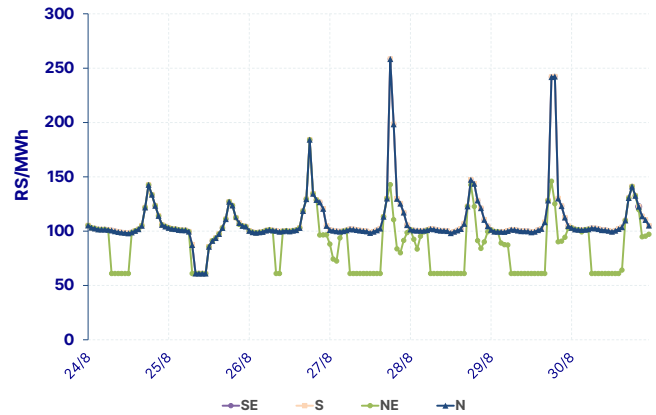


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
108,82	108,82	90,85	108,84

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	75.960	3.951	2.172	18.261	4.063	38.282	4.529	4.701
%	100%	5%	3%	24%	5%	51%	6%	6%

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 24 a 30 de agosto de 2024.

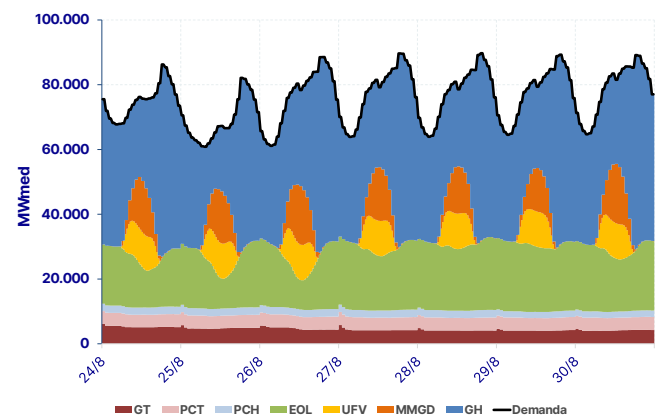


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

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

¹Custo Marginal de Operação - custo do recurso para atendimento a um acréscimo marginal de demanda.

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 31 de agosto a 6 de setembro 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 mínimos 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	259,75	259,75	259,75	259,75
Média	257,22	257,22	257,22	257,22
Leve	254,05	254,05	254,05	254,05
Média semanal	256,31	256,31	256,31	256,31

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - ago	1ª sem - set	Variação %
SE/CO	103,65	256,31	147,3%
S	103,65	256,31	147,3%
NE	103,65	256,31	147,3%
N	103,65	256,31	147,3%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 31 de agosto a 6 de setembro, apresentaram variações de 147,3%, fechando a R\$ 256,31/MWh em todos os submercados.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF foram a piora na expectativa das vazões para o mês operativo, atualização da oferta térmica e dos limites de mês intercâmbio entre os submercados.

Para agosto de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 58% da MLT para o sistema, sendo 58% no Sudeste; 64% no Sul; 42% no Nordeste e 49% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluições de setembro de 2024 fechem em torno de 47% da MLT para o sistema, sendo 50% no Sudeste; 42% no Sul; 44% no Nordeste e 47% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 680 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 539 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -50 MWmédios no submercado Sul, 57 MWmédios no submercado Nordeste e 133 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -566 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -286 MWmédios no submercado Sul, -156 MWmédios no submercado Nordeste, -124 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.

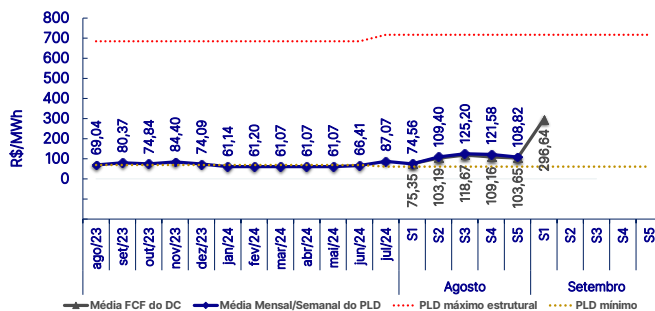


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN - RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

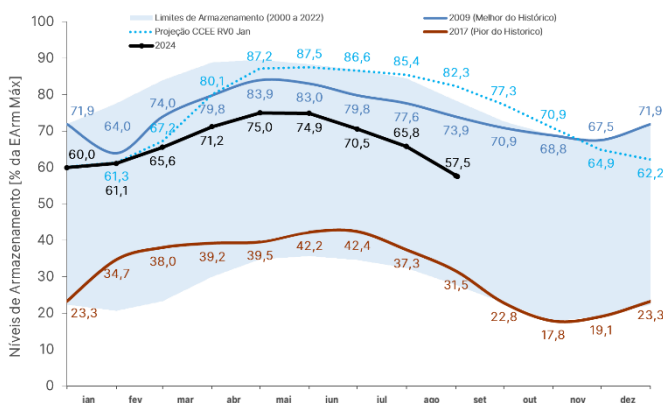


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios no período úmido, com início do deplecionamento em maio e se intensificando desde então.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 1 de setembro de 2024, com os verificados no final de julho de 2024, observamos as seguintes variações: -6,9% para o Sudeste, -24,7% para o Sul, -7,0% para o Nordeste e -5,2% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 1 de setembro de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: -23,1% no Sudeste, -17,8% no Sul, -17,6% no Nordeste e -2,0% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de agosto e setembro de 2024, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em agosto e setembro de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
ago/23	63,5%	90,6%	63,9%	85,6%
set/23	55,9%	66,2%	56,0%	79,4%
Diferenças	-7,6%	-24,4%	-7,9%	-6,2%

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a setembro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para setembro, está abaixo da MLT para todos os REEs.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	FEV	MAR	MAI	JUN	JUL	AGO	Ordem	Previsão Setembro % da MLT
Sudeste	75 (9)						67 (97)	1	67
Madeira	66 (-3)					52 (-23)	56 (74)	2	68
Teles Pires	65 (-2)			80 (9)	67 (-3)	65 (-32)	64 (54)	4	71
Itaipu	84 (4)						66 (96)	1	69
Parana	61 (-7)						57 (93)	1	48
Parapanema	66 (9)					48 (30)	42 (67)	2	43
Sul	252 (-3)						58 (97)	1	81
Iguaçu	161 (-9)						69 (91)	1	68
Nordeste	52 (11)			40 (-18)	43 (11)	42 (60)	3	45	
Norte	67 (9)					53 (-25)	54 (99)	2	60
Belo Monte	61 (10)						19 (90)	1	17
Manaus	83 (-1)						64 (99)	1	66

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs, e o índice entre parênteses indica o peso das afluências passadas de cada um dos meses na determinação da tendência hidrológica.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas - UFV; eólicas - UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, não apresentou alteração.

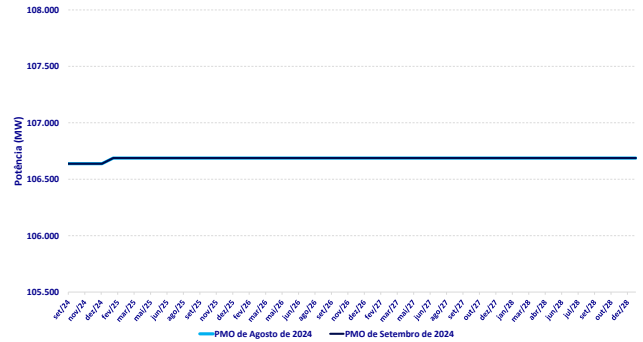


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a postergação da entrada das UTEs Camaçari Muricy II e Pecém II.

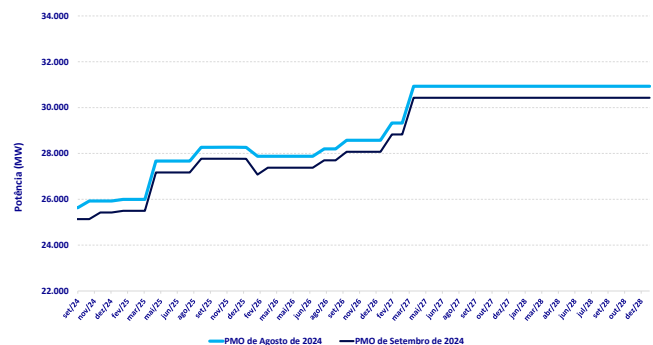
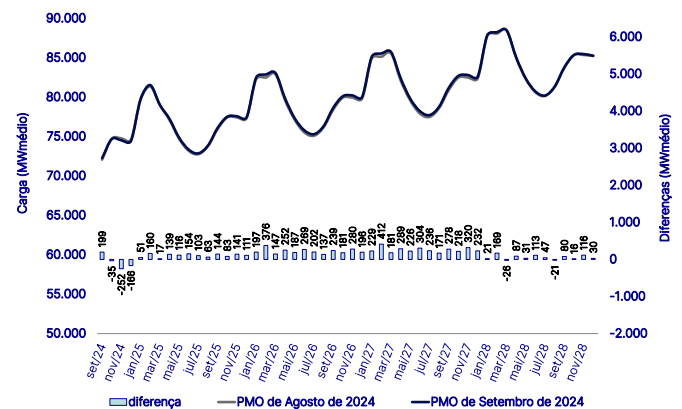


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD, de agosto e setembro é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

É importante ressaltar que para todo o horizonte do NEWAVE ocorreu elevação da carga referente a revisão do Planejamento Anual da Operação Energética - PLAN. A Revisão Quadrimestral da Carga resultou em uma elevação de aproximadamente 143 MWmédios na expectativa para o período. Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 199 MWmédios para o primeiro mês, e -35 MWmédios no segundo mês.



² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD de agosto e setembro é ilustrada no Gráfico 9.

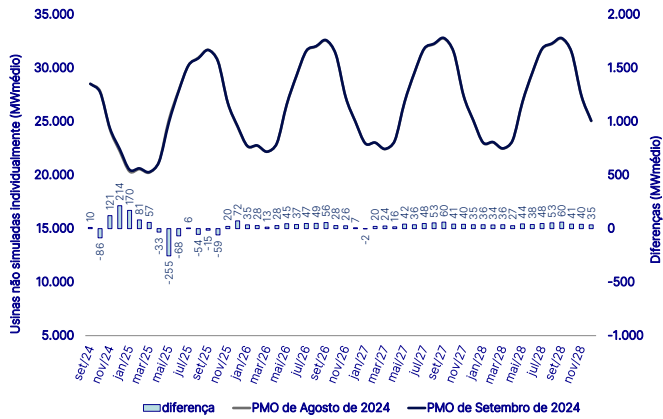


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas Individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 29 MW médios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -255 MW médios em maio/2025.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de setembro de 2024 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

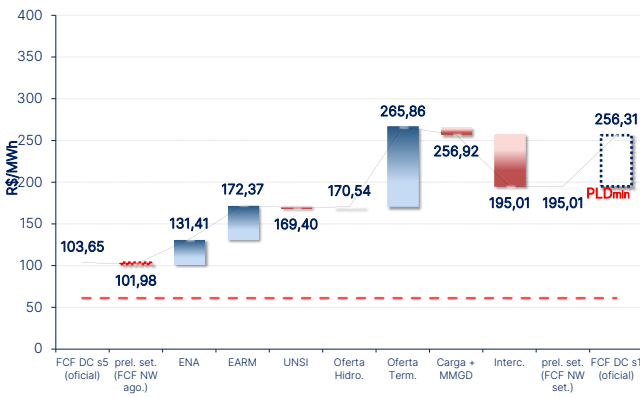


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE – conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A atualização de parâmetros de usinas térmicas resultou numa elevação de aproximadamente R\$ 95/MWh na FCF, enquanto a revisão de intercâmbios entre submercados causou uma redução de R\$ 61/MWh para o mês de setembro.

As demais atualizações tiveram impactos menores quando comparados aos passos mais significativos.

DECOMP

A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados do modelo DECOMP é o Custo Marginal de Operação – CMO, que apresenta indicativos do possível comportamento esperado posteriormente pelo modelo DESSEM.

Entre as variáveis que influenciam os resultados do modelo DECOMP destacam-se a ENA média para acoplamento com o NEWAVE, o armazenamento inicial e a carga. **Armazenamento inicial**

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

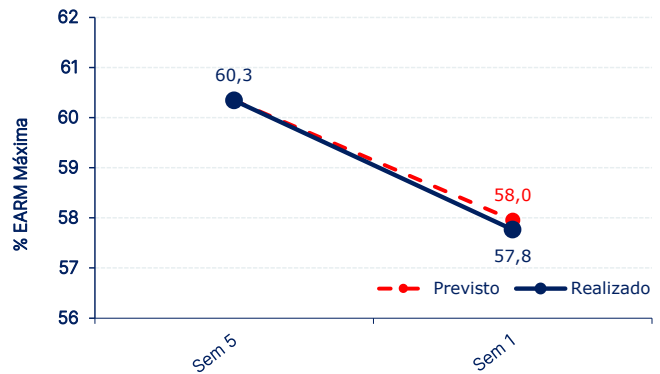


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 58,0% (Energia Armazenada de 170.028 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 57,8% (Energia Armazenada de 169.462 MWmês), o que representou uma queda de -566 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de setembro

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	55,7%	114.443	55,7%	114.443	0,0%	-
S	67,7%	13.851	66,3%	13.565	-1,4%	-286
NE	56,3%	29.118	56,0%	28.962	-0,3%	-156
N	80,3%	12.616	79,4%	12.492	-0,8%	-124
SIN	58,0%	170.028	57,8%	169.462	-0,2%	-566

Carga - DECOMP

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

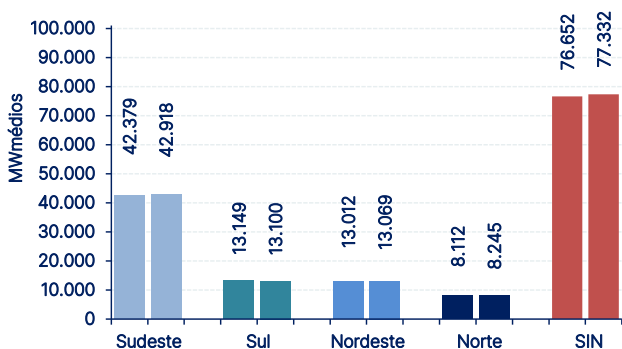


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de setembro na RV4 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de setembro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de setembro.

Tabela 8 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
539	-50	57	133

No âmbito internacional, nos EUA, os novos pedidos de bens duráveis cresceram +9,9% em julho (contra - 6,9% do mês anterior), principalmente devido às aeronaves de defesa. Excluindo os equipamentos de transporte, houve uma diminuição de -0,2% nos pedidos de bens duráveis, comparado ao aumento de +0,1% no mês anterior. Os pedidos de bens de capital não relacionados à defesa, excluindo aeronaves, recuaram -0,1%. No setor imobiliário, os preços das casas subiram +6,5% em junho, em comparação com +6,9% em maio, em 20 cidades dos EUA. Apesar dessa desaceleração, os compradores ainda enfrentam dificuldades para adquirir imóveis devido às elevadas taxas de hipoteca e aos preços elevados. No segundo trimestre de 2024, o PIB aumentou +3% em relação ao ano anterior, com destaque para o crescimento dos gastos com consumo. Na Zona do Euro, a inflação de agosto desacelerou para +2,2% a/a (contra +2,6% em julho), principalmente devido à diminuição nas contribuições das categorias de energia. A inflação de bens industriais não energéticos também diminuiu, enquanto a inflação dos serviços aumentou para +4,2% em agosto. Na Alemanha, o índice de sentimento das empresas caiu de +87 pontos para +86,8 pontos em agosto. No âmbito nacional, o IGP-M desacelerou em agosto, caindo de +0,61% em julho para +0,29%. No mês, os produtos agropecuários variaram +0,52% (contra +0,56% do mês anterior), enquanto os produtos industriais aumentaram +0,20% (contra +0,72% do mês anterior). Em agosto, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE subiu +0,3 ponto, alcançando +93,2 pontos, o Índice de Confiança no Setor de Construção (ICST) aumentou para +97,5 pontos (contra +97,3 do mês anterior) e o Índice de Confiança de Serviços (ICS) subiu para +94,6 pontos (contra +94,2 do mês anterior). Em relação ao comércio e à indústria, no mês de agosto, o Índice de Confiança do Comércio (ICOM) caiu para +89,1 pontos (contra +90,9 do mês anterior) e o Índice de Confiança da Indústria (ICI) permaneceu estável, com +101,7 pontos. Quanto ao mercado de trabalho, o Caged registrou 188 mil vagas em julho. Todos os setores apresentaram criação líquida de empregos, exceto na agropecuária, que foi afetada pela redução da safra e eventos adversos. Após dois meses de saldo negativo, o Rio Grande do Sul gerou 6.690 postos de trabalho. Os salários médios reais de admissão continuaram a aumentar, com a maioria dos reajustes salariais superando o INPC acumulado nos últimos 12 meses. De acordo com o PNAD (Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios), a taxa de desemprego caiu para +6,8% no trimestre encerrado em julho, um recuo de -0,7 ponto percentual em relação ao trimestre imediatamente anterior. Já o rendimento médio mensal real aumentou +0,7% em relação ao trimestre imediatamente anterior, alcançando R\$3.206. Na quarta semana de agosto,

a balança comercial registrou um saldo positivo de US\$ 412,5 milhões, com exportações totalizando US\$ 6,0 bilhões e importações US\$ 5,6 bilhões. O saldo do mês era de US\$4,5 bilhões e, no ano, era de US\$54,1 bilhões. Em agosto, a média diária de exportação foi de US\$ 1,35 bilhão/dia, um aumento de +1,9% m/m, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,08 bilhão/dia, um aumento de +3,9% m/m, liderada por combustíveis, fertilizantes e componentes eletrônicos. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2024 são de um crescimento em torno de +2,46%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de agosto de 2024. Em termos mensais, o PMO de agosto projetou uma carga para o SIN de 75.432 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de setembro para o mês de agosto foi de 76.545 MW médios (+1,48%). Ao comparar com a 4ª revisão, observa-se um aumento de 373 MW médios (+0,49%) na carga do SIN. Comparando com os valores verificados em agosto de 2022 e 2023, houve um aumento de 6.020 MW médios (+8,54%) e 3.468 MW médios (+4,75%), respectivamente, para o SIN.

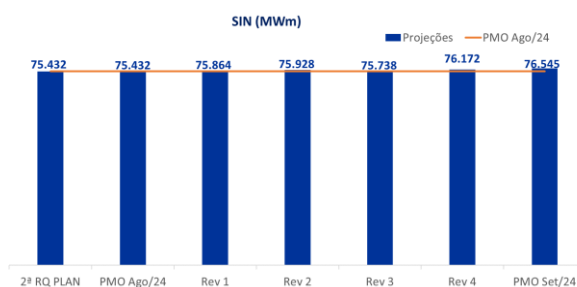


Gráfico 13- Previsões oficiais de carga para o SIN no mês de agosto.

O Gráfico 14 apresenta a carga de setembro de 2024. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 77.432 MW médios para o SIN, o que representa um aumento de +0,4% em relação à carga prevista na 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando com os valores verificados em setembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +6.344 MW médios (+8,9%) e de +221 MW médios (+0,3%), respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de setembro é de 5.157 MW médios, sendo parte integrante da carga de 77.432 MW médios do PMO e da carga de 77.144 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

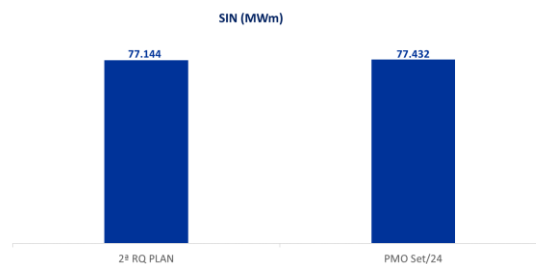


Gráfico 14- Previsões de carga para o SIN no mês de setembro.

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada no PMO de setembro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em setembro de 2023, observa-se um aumento no somatório da carga de todos os submercados, exceto no Nordeste, que apresentou uma redução de -2,8%.

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de setembro/24 e a carga observada em setembro/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Setembro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SECO	-1.216 (-2,8%)	0 (0,0%)
Sul	+386 (+3,0%)	0 (0,0%)
Nordeste	+594 (+4,7%)	+288 (+2,2%)
Norte	+457 (+5,9%)	0 (0,0%)
SIN	+221 (+0,3%)	+288 (+0,4%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento da carga do submercado Nordeste, totalizando +288 MW médios e um aumento de +2,2%. Para os demais submercados, não houve variação.

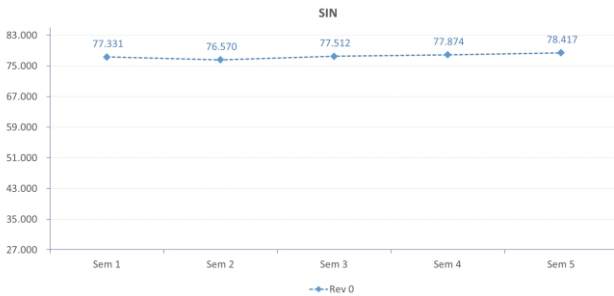


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de setembro de 2024.

A carga total do SIN projetada para a 1ª semana operativa é de 77.331 MW médios, conforme mostrado no Gráfico 15. Deste total, o submercado Sudeste é responsável por 55%, como ilustrado no Gráfico 16.

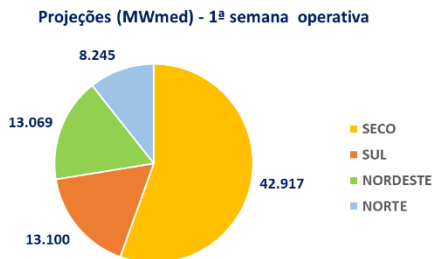


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de setembro por submercado em MW médios.

A Tabela 10 apresenta os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

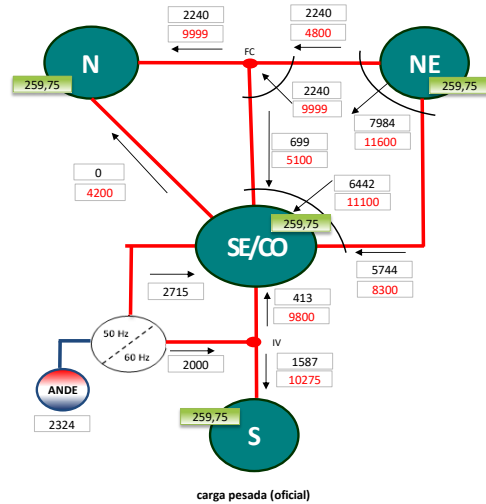
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de setembro de 2024 em MW médios.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	77.331	76.570	77.512	77.874	78.417

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

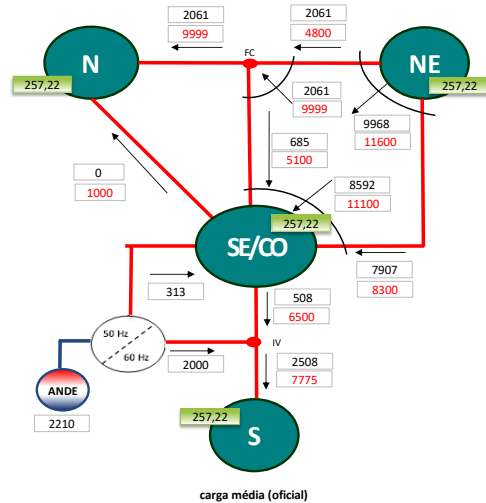
Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.



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

Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



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

Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

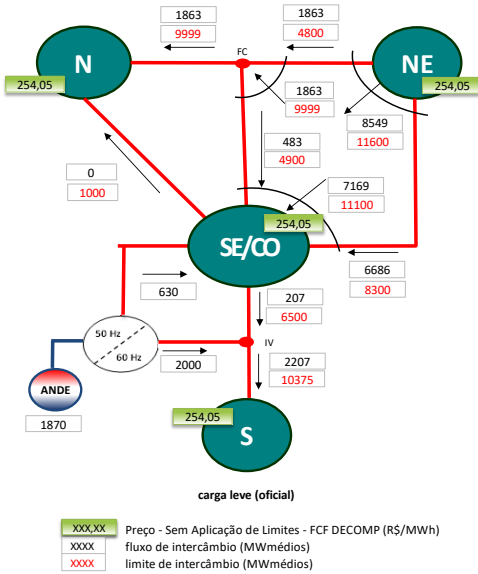


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Oferta e demanda

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

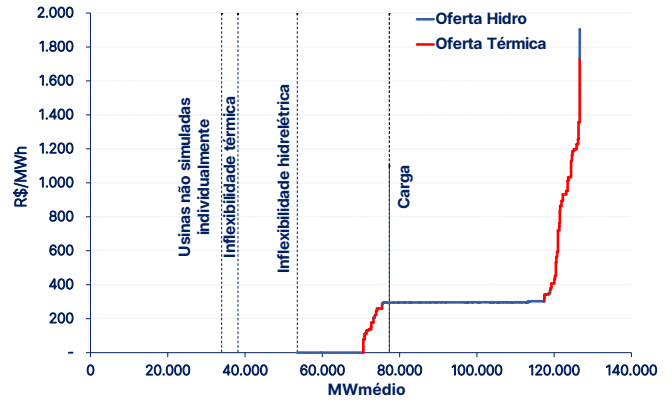


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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 primeira semana operativa de setembro 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 20 ilustra os principais impactos na FCF.

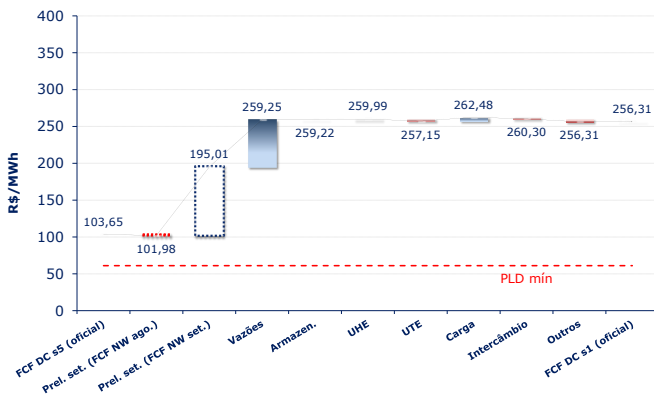


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 64/MWh.

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

Estimativa preliminar de ESS - agosto e set. de 2024

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2024.

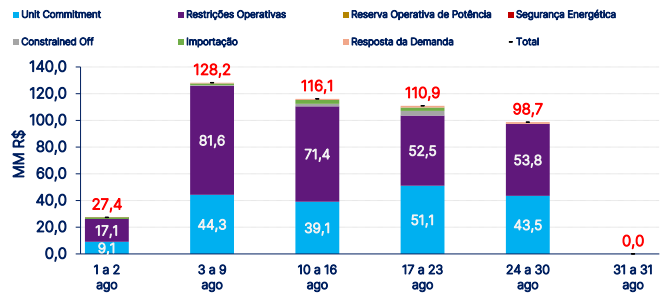


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de agosto

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	14,29	58,24	49,30	39,98	43,22	-	205,03
Sul	0,77	3,62	3,82	0,64	0,80	-	9,45
Nordeste	1,04	13,28	10,80	7,61	4,83	-	37,56
Norte	1,02	6,43	7,48	4,27	5,17	-	24,37
Total	17,12	81,57	71,40	52,50	53,82	0,00	276,41
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	8,49	22,87	25,83	25,12	18,71	-	101,02
Sul	0,24	0,02	-	3,92	5,82	-	10,00
Nordeste	0,33	20,37	11,11	20,17	15,08	-	67,06
Norte	-	1,07	2,17	1,94	3,88	-	9,06
Total	9,06	44,33	39,11	51,15	43,49	0,00	187,14
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,54	1,86	3,47	0,08	0,00	5,95
Importação (R\$ MM)							
Total	0,95	1,27	2,86	2,53	0,00	0,00	7,61
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,30	0,49	0,85	1,33	1,31	0,00	4,27

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 477,11 milhões, sendo R\$ 187,14 milhões por unit commitment, R\$ 7,61 milhões devido a importação por segurança energética,

R\$ 5,95 milhões devido a constrained-off, R\$ 4,27 devido a resposta da demanda e R\$ 276,41 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de setembro de 2024.

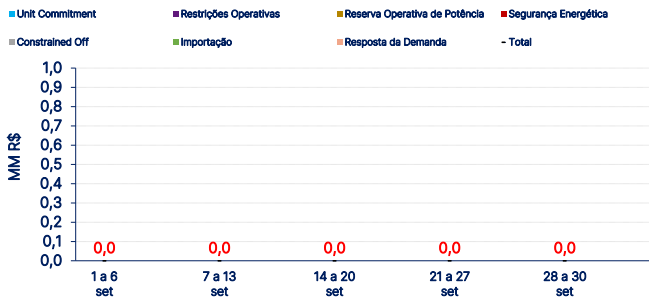


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,39 milhões, sendo R\$ 0,39 milhões devido à resposta da demanda.

O valor estimado de geração para o período de 1º de agosto a 1 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 30 a 1 de setembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 2 de setembro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de setembro a 30 de setembro 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 0 de setembro 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 24.

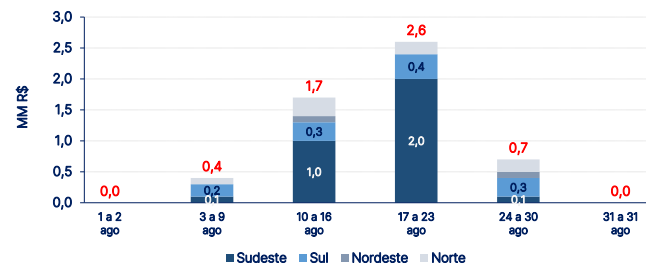


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 5,40 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

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

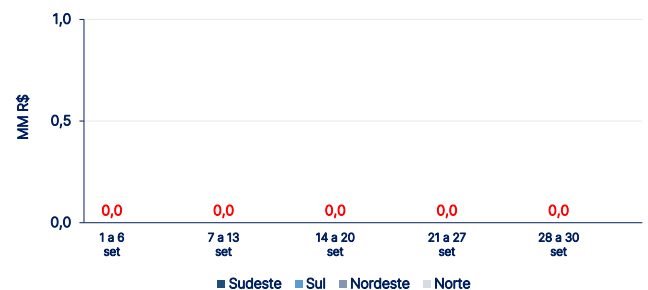


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para setembro.

Fator de Ajuste do MRE

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

O Gráfico 26 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para agosto de 2024.

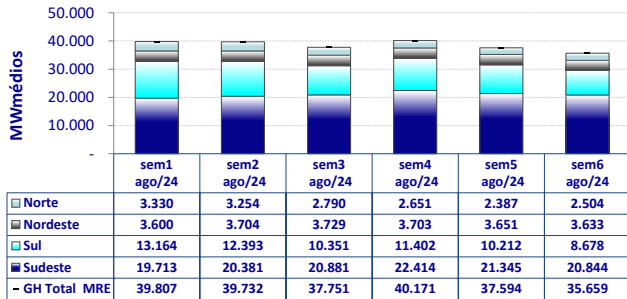


Gráfico 26 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para agosto e setembro de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2024 está de acordo com o valor divulgado pelo InfoMercado – Dados Abertos, 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 de agosto a 1 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 30 a 1 de setembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 2 de setembro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de setembro a 30 de setembro 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 0 de setembro 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 agosto de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

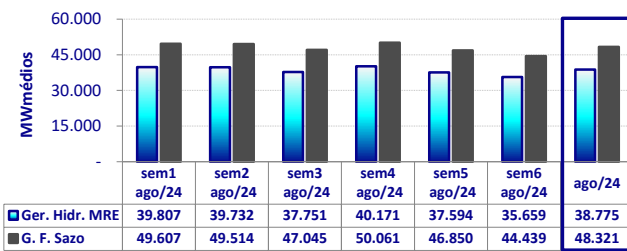


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto de 2024

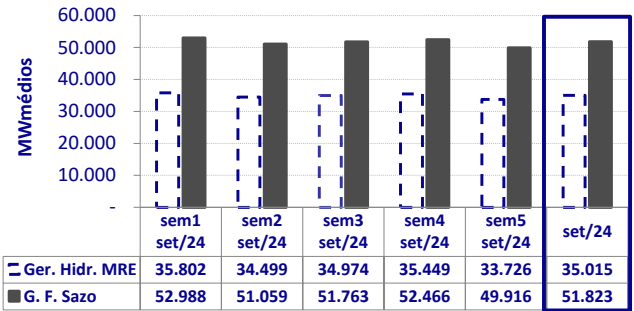


Gráfico 28 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de setembro de 2024

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

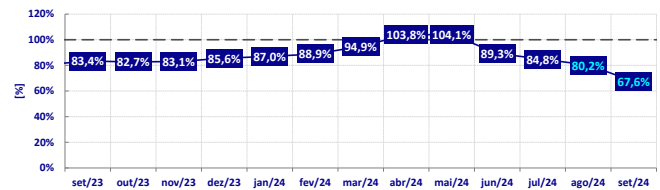


Gráfico 29 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 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.

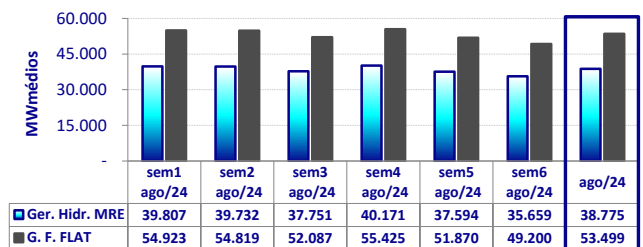


Gráfico 30 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto de 2024

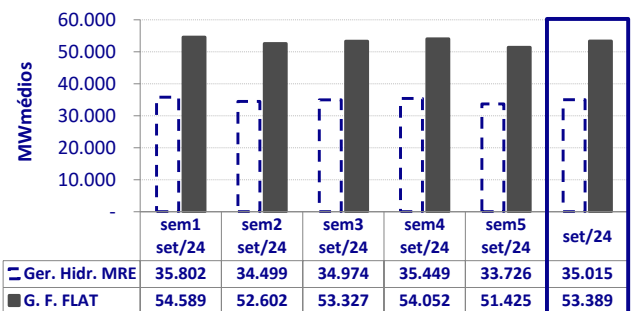


Gráfico 31 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de setembro de 2024

O Gráfico 32 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de agosto e setembro de 2024 (ainda não contabilizados).

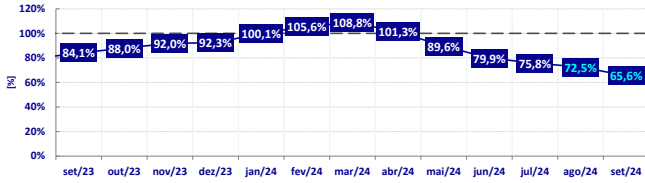


Gráfico 32 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 33 até o Gráfico 36 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de setembro de 2024 a outubro de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: SMAP 2017 e SMAP 2022.

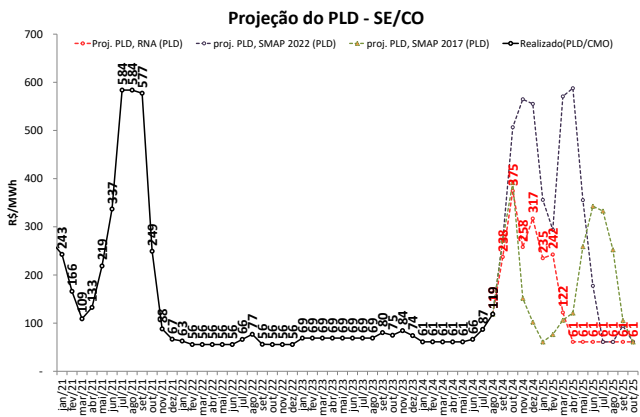


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

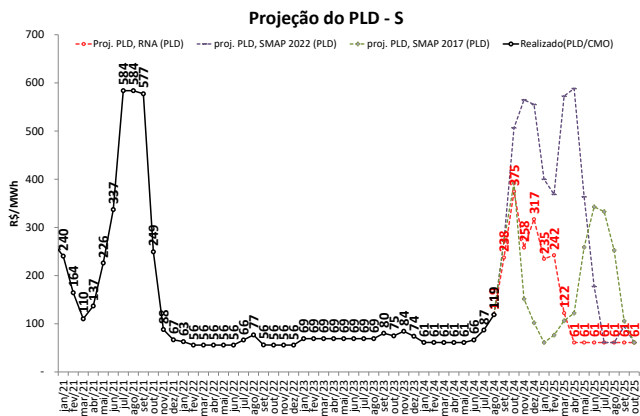


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

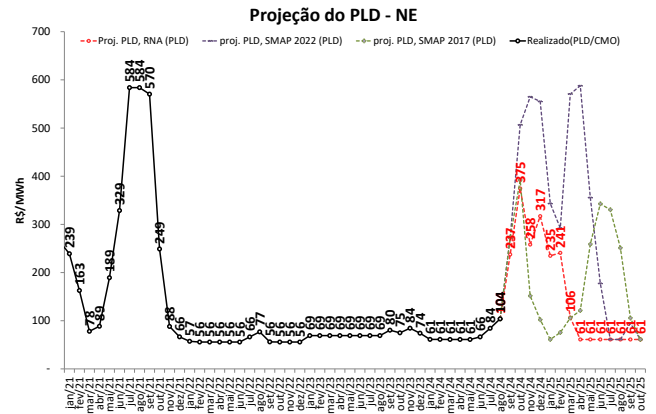


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

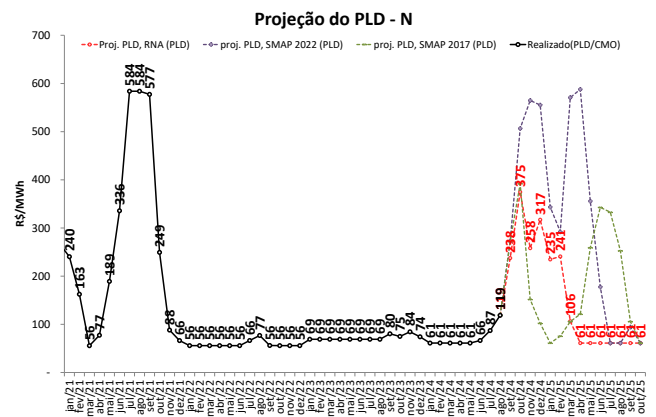


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 13 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de setembro de 2024 a outubro de 2025.

SE/CO	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25
SE/CO	238	375	258	317	235	242	122	81	81	81	81	81	81	81
Proj. PLD, RNA	238	375	258	317	235	242	122	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	272	507	585	555	358	294	571	589	356	178	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2017	272	382	152	102	81	76	106	121	259	343	333	282	106	81
S	238	375	258	317	235	242	122	81	81	81	81	81	81	81
Proj. PLD, RNA	238	375	258	317	235	242	122	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	272	507	585	555	400	388	373	589	384	178	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2017	272	382	152	102	81	76	106	122	259	343	339	282	106	81
NE	237	375	258	317	235	241	106	81	81	81	81	81	81	81
Proj. PLD, RNA	237	375	258	317	235	241	106	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	272	507	585	555	343	292	571	589	356	178	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2017	272	382	152	102	81	76	106	121	259	343	339	281	106	81
N	238	375	258	317	235	241	106	81	81	81	81	81	81	81
Proj. PLD, RNA	238	375	258	317	235	241	106	81	81	81	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2022	272	507	585	555	343	292	571	589	356	178	81	81	81	81
proj. PLD, SMAP 2017	272	382	152	102	81	76	106	121	259	343	339	282	106	81

Tabela 13 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com a finalidade de dar publicidade aos agentes de mercado informa eventuais inconsistências encontradas durante o cálculo do PLD, mais especificamente em relação ao modelo DESSEM.

Durante a quinta semana operativa de agosto de 2024 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 semana operativa, 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 Itapebi:
 - Restrição:** Nível Mínimo Operativo e Volume Mínimo
 - Valores CCEE:** 110m / 1.634 hm³
 - Valores ONS:** 109m / 1.565,27 hm³
 - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 6530
 - Consideração no PLD:** PMO de outubro de 2024
- 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
- UHE Belo Monte:
 - Restrição:** Defluência mínima
 - Valores CCEE:** 300 m³/s

Valores ONS: 100 m³/s

Modelos afetados: DESSEM

Documento: FSARH 6621

Consideração no PLD: Não será considerada, pois o FSARH foi encerrado

- UHE Jurumirim:

Restrição: Defluência mínima

Valores CCEE: 90 m³/s

Valores ONS: 60 m³/s

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 6659

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

- UHE Piraju:

Restrição: Turbinamento máximo

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 0 m³/s

Modelos afetados: DECOMP, DESSEM

Documento: FSARH 6664

Consideração no PLD: PMO de outubro de 2024

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a quinta 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.

Histórico de Versões

Atualização dia 03/09/2024 – Ajustado o dado de geração hidráulica e garantia física estimativas do Gráfico 27 e do Gráfico 30.