

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 – 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 dezembro de 2024.

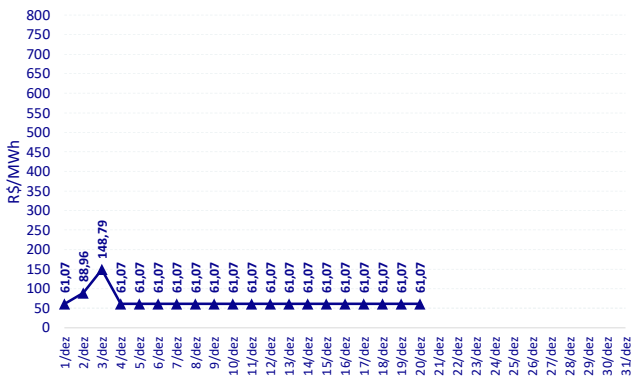


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de dezembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

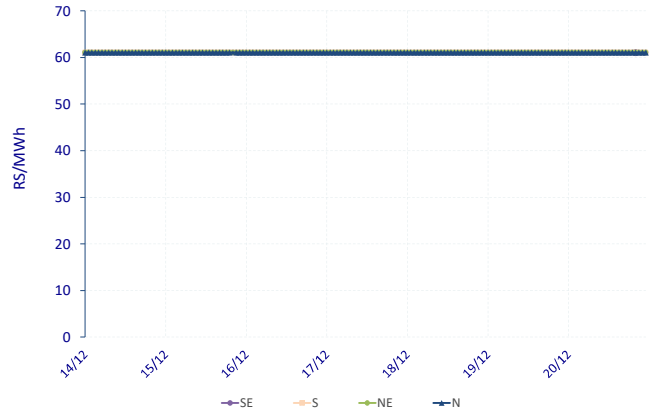


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 dezembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
61,07	61,07	61,07	61,07

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	82.139	2.562	3.204	12.390	4.248	48.127	4.861	6.748
%	100%	3%	4%	15%	5%	59%	6%	8%

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 14 a 20 de dezembro de 2024.

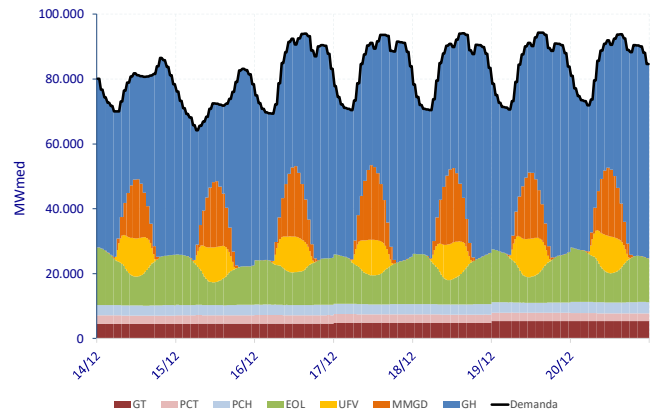


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

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

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 21 a 27 de dezembro 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	3,73	3,73	3,73	3,73
Média	3,68	3,68	3,68	3,68
Leve	3,65	3,65	3,65	3,65
Média semanal	3,67	3,67	3,67	3,67

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - dez	4ª sem - dez	Variação %
SE/CO	2,17	3,67	69,4%
S	2,17	3,67	69,4%
NE	2,17	3,67	69,4%
N	2,17	3,67	69,4%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 21 a 27 de dezembro, apresentaram variações de 9,4% em todos os submercados, fechando a R\$ 3,67/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a piora nas afluições esperadas para o mês.

Para dezembro de 2024, espera-se que as afluições fechem em torno de 105% da MLT para o sistema, sendo 103% no Sudeste; 202% no Sul; 58% no Nordeste e 89% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 280 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -657 MWmédios no submercado Sul, 376 MWmédios no submercado Nordeste e 1 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -2.061 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.643 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -286 MWmédios no submercado Sul, -259 MWmédios no submercado Nordeste, 127 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.

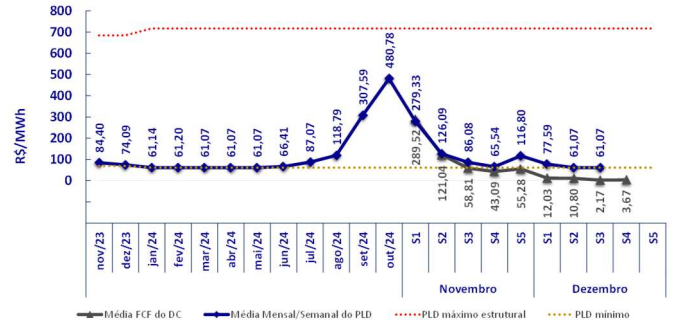


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

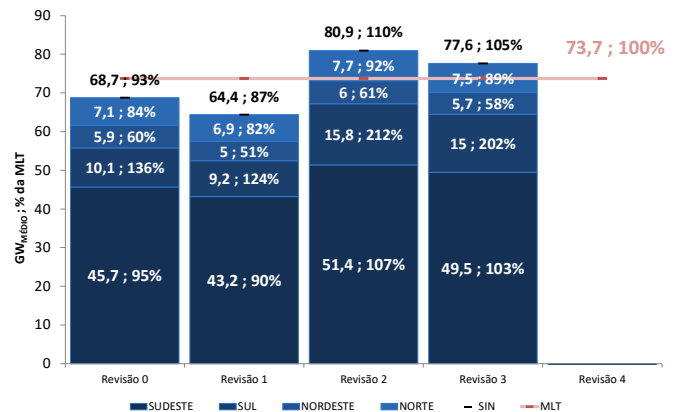


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

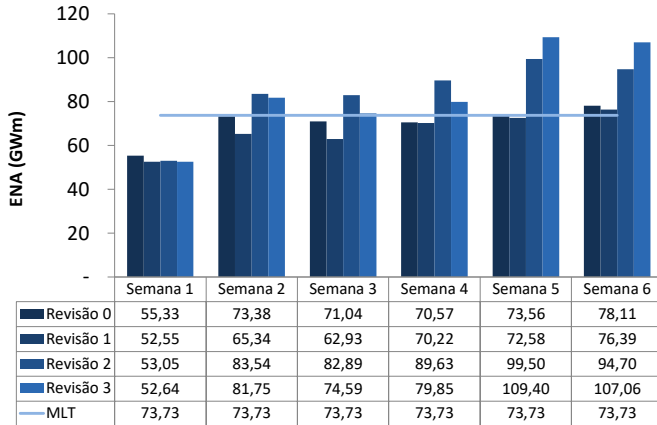


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde novembro de 2024. Para novembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 52.600 MWh. Já para dezembro, os valores de afluências ficaram próximos aos 89.600 MWh na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 91.000 MWh.

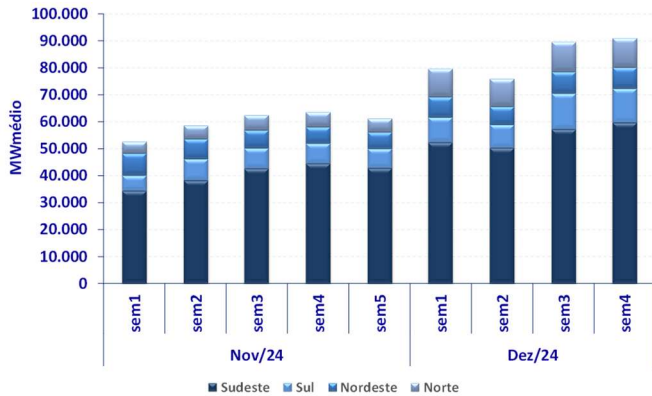


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2024

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

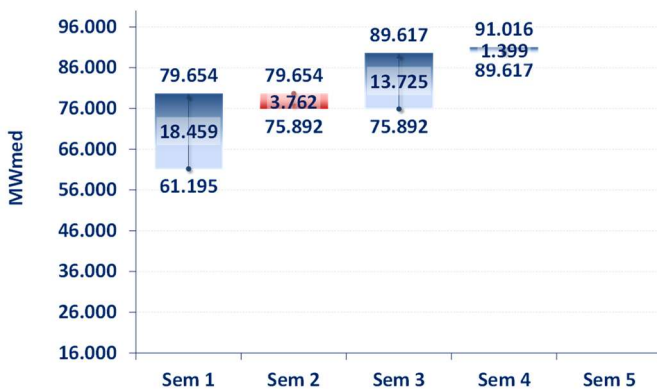


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 dezembro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 – ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
2.505	-700	-196	-210

Armazenamento inicial

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

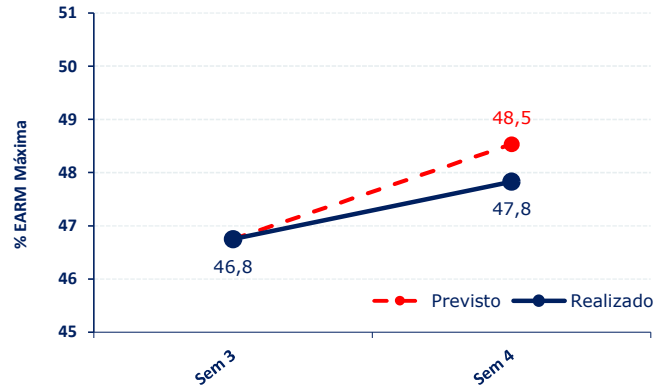


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 48,5% (Energia Armazenada de 142.392 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 47,8% (Energia Armazenada de 140.331 MWh), o que representou uma queda de -2.061 MWh em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWh) prevista e realizada para a quarta semana operativa de dezembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	45,9%	94.287	45,1%	92.644	-0,8%	-1.643
S	78,4%	16.040	77,0%	15.754	-1,4%	-286
NE	47,0%	24.308	46,5%	24.049	-0,5%	-259
N	49,1%	7.757	49,9%	7.884	0,8%	127
SIN	48,5%	142.392	47,8%	140.331	-0,7%	-2.061

Carga - DECOMP

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

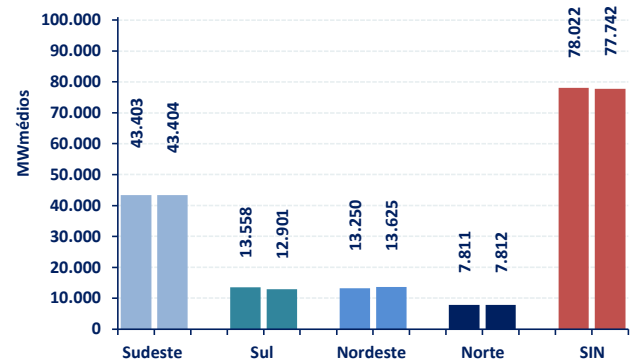


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
1	-657	376	1

No cenário internacional, nos Estados Unidos, as vendas no varejo subiram +0,7% em novembro. As vendas do grupo de controle — que excluem automóveis, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção — avançou +0,4%. Na análise trimestral, a média móvel das vendas subiu +5,6% no mês. Já a produção industrial recuou -0,1% em novembro ante outubro, pressionada pela retração nos setores de serviços públicos e mineração. Em relação aos juros, nesta semana o Comitê de Política Monetária (FOMC) do FED decidiu reduzir a taxa básica de juros em 25 pontos-base, para o intervalo de 4,25% a 4,5% ao ano. Na Zona do Euro, o Índice Composto de Produção PMI Flash da HCOB subiu de +48,3 em novembro para +49,5 em dezembro, o que representa uma melhora em relação ao mês passado, porém ainda indica retração da atividade empresarial, pois o índice está abaixo de 50. Esse resultado foi motivado pela queda na produção industrial, que apresentou um PMI de +45,2. As duas maiores economias da região, Alemanha e França, também contribuíram para esse índice, registrando um PMI Composto de +47,8 e +46,7, respectivamente. O indicador de Clima de Negócios do Instituto IFO caiu para +84,7 pontos, impactado pela queda do índice de expectativas, que caiu de +87,0 em novembro para +84,4 em dezembro. Já o Índice de Expectativas do instituto ZEW teve um salto de +7,4 para +15,7, refletindo a expectativa de uma política econômica favorável para os investimentos privados. Enquanto isso, na China, o crescimento da produção industrial subiu para +5,4% em novembro na comparação com o mesmo período do ano anterior, e +0,46% na base mensal. Por outro lado, as vendas no varejo se desaceleraram para +3,0% em relação ao ano anterior, após +4,8% em outubro. Em termos mensais, as vendas subiram +0,16%, ante +0,34% de outubro. Os gastos ocorreram principalmente com eletrodomésticos, automóveis e móveis, devido a um programa governamental voltado para a substituição de veículos antigos. O crescimento dos investimentos em ativos fixos também desacelerou para +3,3% no período de janeiro a novembro e as transações imobiliárias voltaram a crescer, atingindo +2,7% a/a. Por fim, a taxa de desemprego permaneceu em +5,0% em novembro. No cenário nacional, o IBC-Br subiu +7,3% em outubro comparado ao mesmo período de 2023. No mês, considerando o ajuste sazonal, a alta foi de +0,1%, ante +0,9% no mês anterior. Esse aumento foi impulsionado pelo comércio ampliado (+8,8% a/a e +0,9% m/m) e serviços (+6,3% a/a e +1,1% m/m). O IGP-M registrou alta de +0,99% na segunda prévia de dezembro, ante +1,11% na mesma leitura de novembro. O IPA-Agropecuário desacelerou de 3,40% para 1,26%, enquanto o IPA-Industrial avançou de 0,72% para 1,34%. O Índice de Preços ao Consumidor da cidade de São Paulo (IPC Fipec) subiu +0,76% na segunda quadrissemana de dezembro, inferior à inflação registrada na segunda quadrissemana de novembro (+1,08%), com destaque para os crescimentos da área de despesas pessoais (+2,84%) e alimentação (+1,48%). Em relação à confiança do consumidor, o Índice de Confiança do Consumidor (ICC) do FGV IBRE recuou 3,6 pontos em dezembro, atingindo +92,0 pontos. Em médias móveis trimestrais, o índice caiu -0,6 ponto, alcançando +93,5 pontos. Essa redução foi causada, principalmente, pela piora das expectativas futuras. Quanto à balança comercial, o saldo comercial atingiu US\$ 1,6 bilhão até a segunda semana de dezembro. No mês, a média diária das exportações foi de US\$ 1,14 bilhão/dia, registrando uma queda de -21,0% em comparação anual, enquanto a média diária das importações foi de US\$ 0,98 bilhão/dia, apresentando uma redução de -12,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. De acordo com o Relatório Focus, as projeções para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de +3,42%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de dezembro de 2024. Em termos mensais, o PMO de dezembro indicou uma expectativa de carga no valor de 80.805 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 81.068 MW médios (+0,3%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.788 MW médios (+12,2%) e +666 (+0,8%) MW médios, respectivamente. A carga de MMDG é de 6.384 MW médios, sendo parte integrante da carga de 81.068 MW médios da 3ª revisão do PMO.

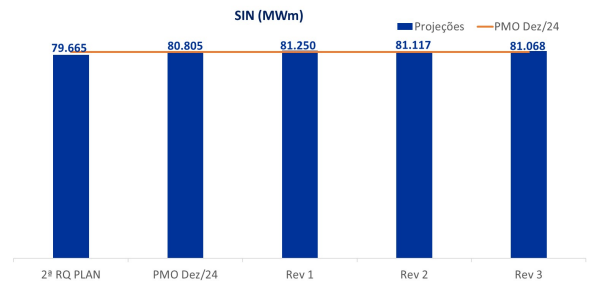


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de dezembro .

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de dezembro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e à 2ª RQ do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em dezembro de 2023, destaca-se um aumento de +9,0% na carga do Norte, que, juntamente com as variações nos outros submercados, resultou em um aumento de +666 MW médios (+0,8%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +1.403 MW médios (+1,8%) na carga do SIN.

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para a 3ª revisão do PMO de Dezembro/24 e a carga observada em Dezembro/23 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (24-28)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Dezembro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	-126 (-0,3%)	+1.254 (+2,8%)
Sul	-332 (-2,4%)	-619 (-4,4%)
Nordeste	+471 (+3,5%)	+536 (+4,0%)
Norte	+653 (+9,0%)	+232 (+3,0%)
SIN	+666 (+0,8%)	+1.403 (+1,8%)

O Gráfico 12 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a previsão de carga para a quarta e quinta semanas operativas em 544 MW médios.



Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de dezembro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 13, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de dezembro com a projeção da 2ª revisão, nota-se um aumento na carga nos submercados NE e N, totalizando +466 MW médios (+2,2%), e uma redução nos submercados SE/CO e S de -319 MW médios (-0,5%). Para a 4ª semana operativa, a carga prevista para o submercado S diminuiu -657 MW médios (-4,8%), enquanto a do Nordeste aumentou +375

MW médios (+2,8%). Com isso, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 77.741 MW médios (vide Gráfico 12).

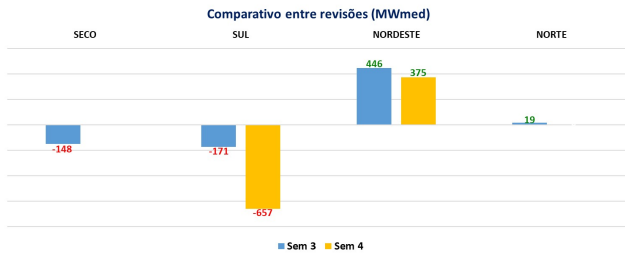


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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

Tabela 9 - Carga prevista para o mês de dezembro de 2024.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	81.683	82.686	82.619	77.805	78.272
RV1	83.811	82.831	82.619	77.805	78.272
RV2	83.688	82.931	81.727	78.023	78.432
RV3	83.688	82.999	81.874	77.741	78.170

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.

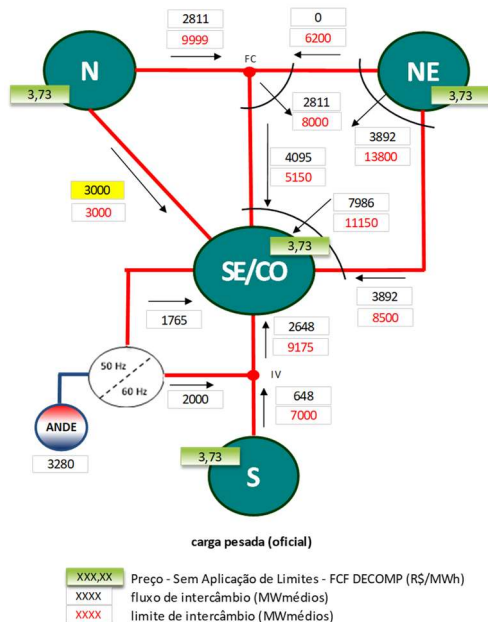


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

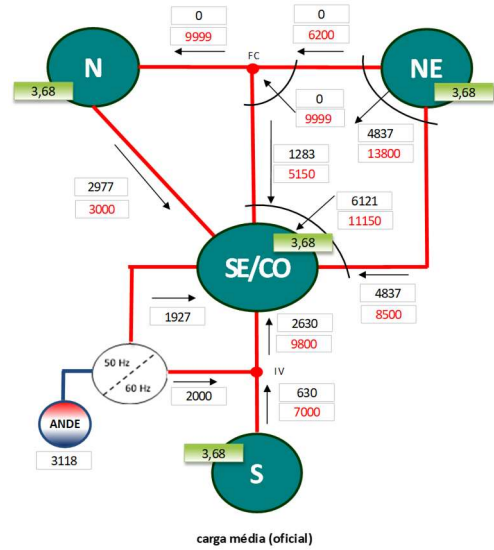


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

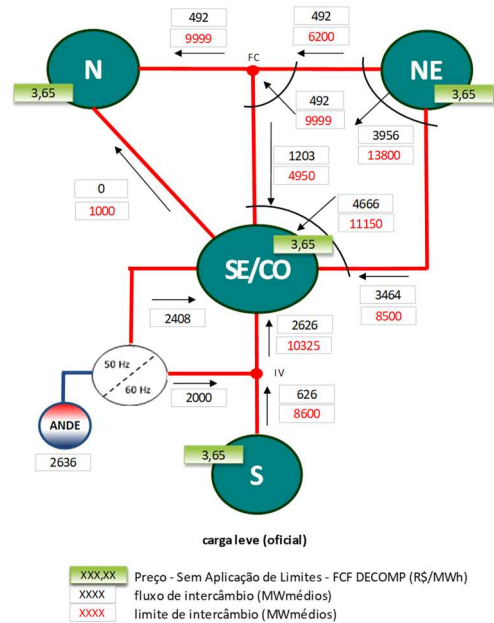


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 dezembro de 2024.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	930,80	1.322,17

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.

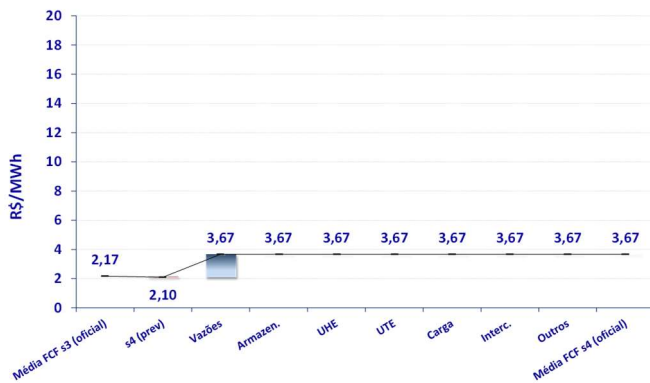


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de redução nas afluências elevou a FCF em aproximadamente R\$ 1,50/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.

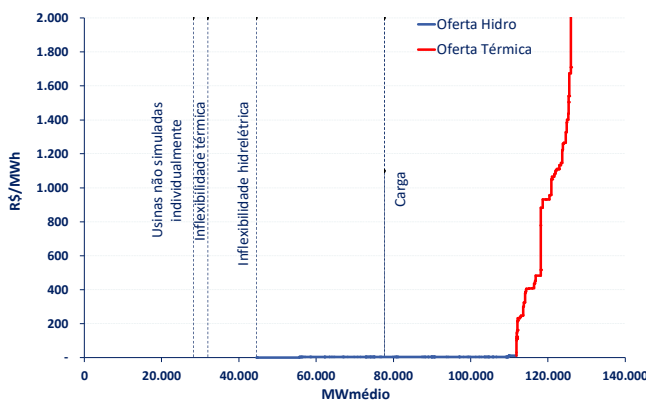


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – dezembro de 2024

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

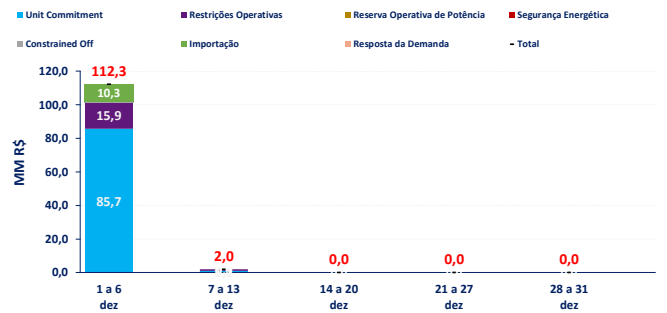


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

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

Tabela 11 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de dezembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	11,30	0,56	-	-	-	-	11,86
Sul	0,88	-	-	-	-	-	0,88
Nordeste	3,26	0,01	-	-	-	-	3,27
Norte	0,50	0,29	0,04	-	-	-	0,83
Total	15,94	0,86	0,04	0,00	0,00	0,00	16,84
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	52,38	0,37	-	-	-	-	52,75
Sul	5,44	0,64	-	-	-	-	6,08
Nordeste	23,54	-	-	-	-	-	23,54
Norte	4,37	0,05	-	-	-	-	4,42
Total	85,73	1,06	0,00	0,00	0,00	0,00	86,79
Constrained Off (R\$ MM)							
Sudeste	0,38	-	-	-	-	-	0,38
Sul	0,03	-	-	-	-	-	0,03
Total	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
Importação (R\$ MM)							
Total	10,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,30
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 114,34milhões, sendo R\$ 86,79 milhões por unit commitment, R\$ 10,29 milhões devido a importação, R\$ 0,41 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 16,84 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 19 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 20 de dezembro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 31 de dezembro 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 dezembro de 2024.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do descolamento entre CMO e PLD

Considerando o Despacho ANEEL nº 183/2015; o descrito na Nota Técnica nº 52/2015 – SRM/SRG/ANEEL, aprovada na 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 14/04/15; e o disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 658/2015, as usinas enquadradas na condição CMO>CVU>PLD, ou seja, despachadas por ordem de mérito no Deck do ONS e não despachadas em comparativo ao PLD, têm seus custos caracterizados como “custos devido ao descolamento entre CMO e PLD”.

A nota técnica ainda esclarece que as usinas termelétricas que possuem Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade, na situação CMO>CVU>PLD, devem ter seu custo adicional coberto por meio da receita de venda advinda desses contratos. Desta forma, nos custos previstos neste boletim, a parcela da geração comprometida com o CCEAR não é considerada na previsão dos custos devido ao descolamento entre CMO e PLD.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Confira, no item anterior, o detalhamento de como foram obtidos os valores previstos para o período.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para dezembro é apresentada no Gráfico 20.

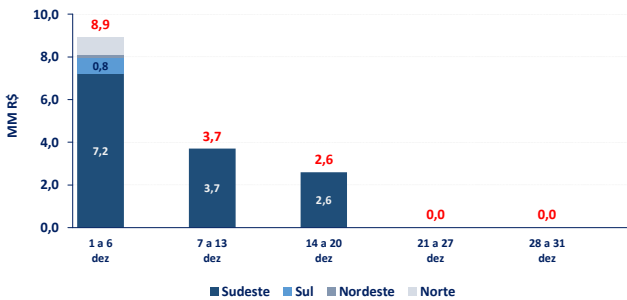


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 15,30 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

Fator de Ajuste do MRE

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

O valor estimado de geração para o período de 1º a 19 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 20 de dezembro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 31 de dezembro 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 dezembro 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.

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.

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 novembro de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 21 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e

dezembro de 2024. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para dezembro.

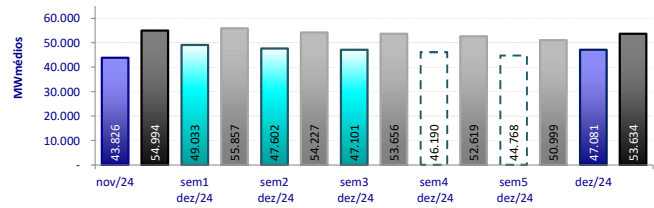


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e de dezembro de 2024

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2024 (ainda não contabilizados).

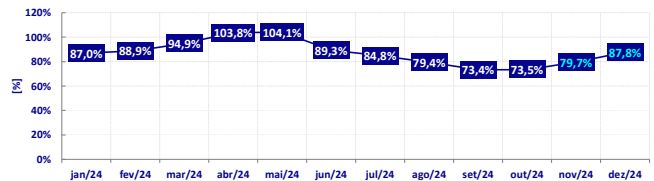


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 23 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 novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

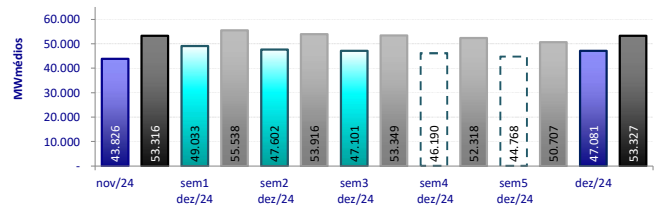


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro e de dezembro de 2024

O Gráfico 24 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 novembro e dezembro de 2024 (ainda não contabilizados).

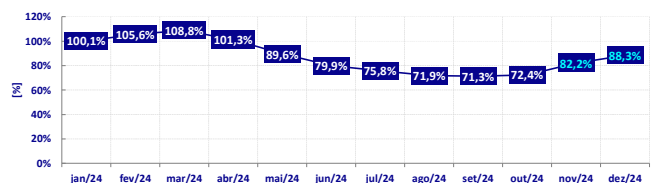


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 dezembro 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 terceira semana operativa de dezembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Jurumirim:
 - Restrição:** Defluência mínima
 - Valores CCEE:** 147 m³/s
 - Valores ONS:** 60 m³/s
 - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 6973
 - Consideração no PLD:** PMO de janeiro de 2025
- UHE Porto Primavera:
 - Restrição:** Defluência mínima
 - Valores CCEE:** 4600 m³/s
 - Valores ONS:** 3900 m³/s
 - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 6967
 - Consideração no PLD:** PMO de janeiro de 2025
- UHE Jirau:
 - Restrição:** Nível mínimo e máximo
 - Valores CCEE:** A partir dos dados de vazão
 - Valores ONS:** A partir da declaração do agente
 - Modelos afetados:** NEWAVE, DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 7134, 7135
 - Consideração no PLD:** PMO de janeiro de 2025
- UHE Santa Branca:
 - Restrição:** Defluência mínima
 - Valores CCEE:** 30 m³/s
 - Valores ONS:** 40 m³/s
 - Modelos afetados:** DECOMP e DESSEM
 - Documento:** FSARH 7179
 - Consideração no PLD:** -
- UHE Sinop:
 - Restrição:** Defluência mínima
 - Valores CCEE:** 272 m³/s
 - Valores ONS:** 173 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7246

Consideração no PLD: PMO de fevereiro de 2025

- UHE Itaparica:

Restrição: Vazão bombeada

Valores CCEE: 26,4 m³/s

Valores ONS: Conforme tabela mensal

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM

Documento: Resolução ANA nº 226, de 9 de dezembro de 2024

Consideração no PLD: PMO de fevereiro de 2025

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- DSP ANEEL 3.625/2024: Estabelece os valores da TEO, TEOItaipu, TSA e dos limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD para o ano de 2025.
- REN ANEEL 1.108/2024: Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica versão 2025.

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

- Tomada de Subsídio ANEEL 26/2024: Obter subsídios para debater a validação da versão 20.5.3 do modelo DESSEM (doravante versão 21), para o uso no âmbito do Planejamento e Programação da Operação e da formação do PLD, a partir do PMO de abril de 2025