

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 novembro de 2024.

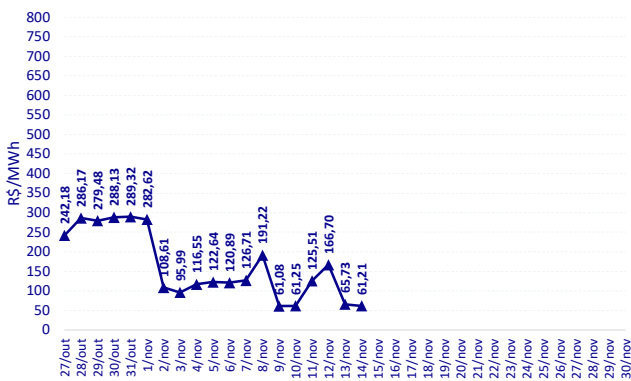


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de novembro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

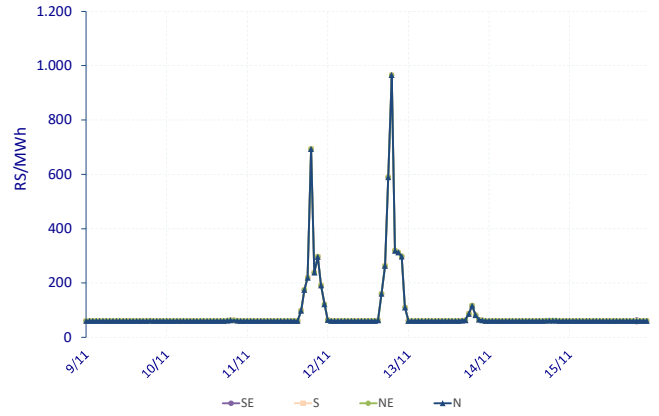


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 novembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
86,08	86,08	86,08	86,08

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	79.078	3.400	2.894	12.413	3.717	42.898	7.137	6.619
%	100%	4%	4%	16%	5%	54%	9%	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 9 a 15 de novembro de 2024.

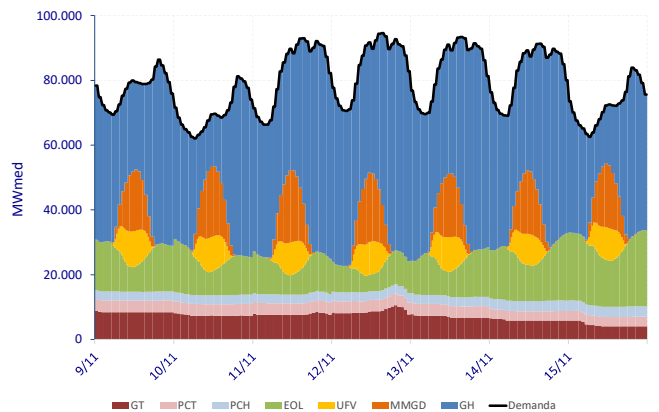


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 16 a 22 de novembro 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	44,07	44,07	44,07	44,07
Média	43,29	43,29	43,29	43,29
Leve	42,64	42,64	42,64	42,64
Média semanal	43,09	43,09	43,09	43,09

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

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - nov	4ª sem - nov	Variação %
SE/CO	58,81	43,09	-26,7%
S	58,81	43,09	-26,7%
NE	58,81	43,09	-26,7%
N	58,81	43,09	-26,7%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 16 a 22 de novembro, apresentaram variações de -26,7%, fechando a R\$ 43,09/MWh em todos os submercados.

O principal fator responsável pela variação na FCF do modelo DECOMP foi a melhora nas afliências esperadas para o mês.

Para novembro de 2024, espera-se que as afliências fechem em torno de 108% da MLT para o sistema, sendo 124% no Sudeste; 82% no Sul; 72% no Nordeste e 86% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.458 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.332 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -126 MWmédios no submercado Sul.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.485 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 1.233 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 347 MWmédios no submercado Sul, 0 MWmédios no submercado Nordeste, -95 MWmédios no submercado Norte.

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 Afluenta - ENA

No Gráfico 4 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

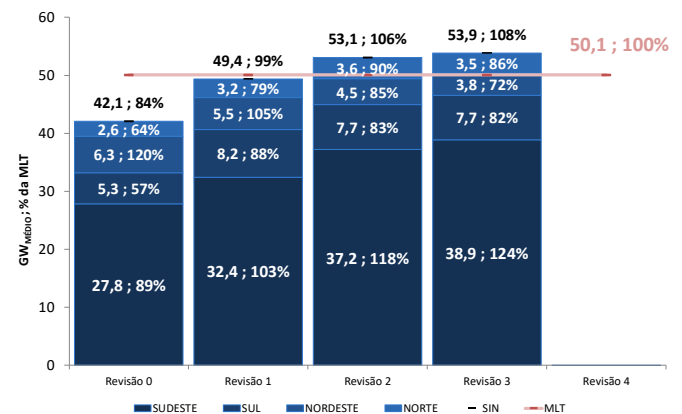


Gráfico 4 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 5 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

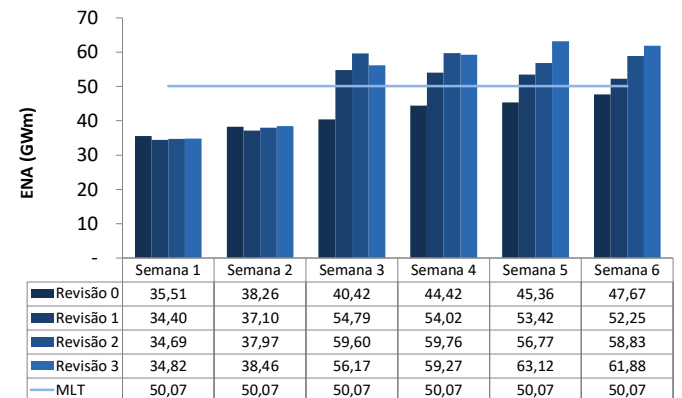


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 6 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2024. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 30.100 MWmédios. Já para novembro, os valores de afliências ficaram próximos aos 62.400 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 63.500 MWmédios.

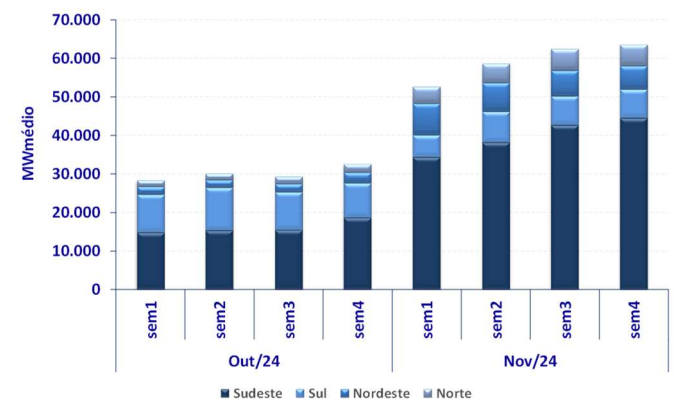


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - outubro e novembro de 2024

O Gráfico 7 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta semana operativa de novembro.

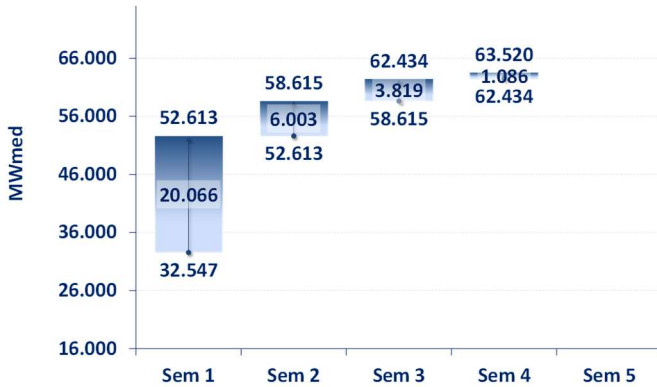


Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

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 novembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
1.840	-104	-542	-108

Armazenamento inicial

O Gráfico 8 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

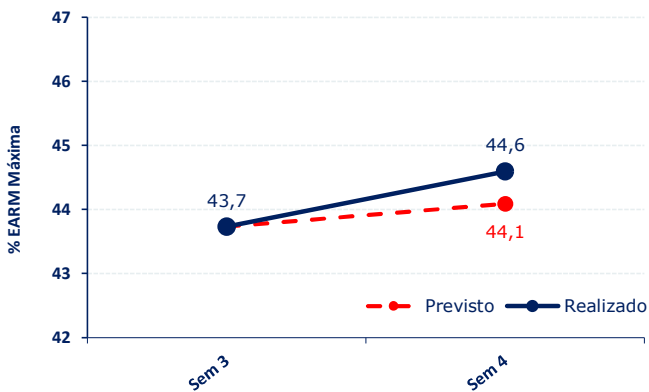


Gráfico 8 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 44,1% (Energia Armazenada de 129.366 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 44,6% (Energia Armazenada de 130.851 MWmês), o que representou um aumento de 1.485 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de novembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	41,3%	84.856	41,9%	86.089	0,6%	1.233
S	62,6%	12.808	64,3%	13.155	1,7%	347
NE	44,0%	22.756	44,0%	22.756	0,0%	00
N	56,7%	8.946	56,1%	8.851	-0,6%	-95
SIN	44,1%	129.366	44,6%	130.851	0,5%	1.485

Carga - DECOMP

O Gráfico 9 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de novembro.

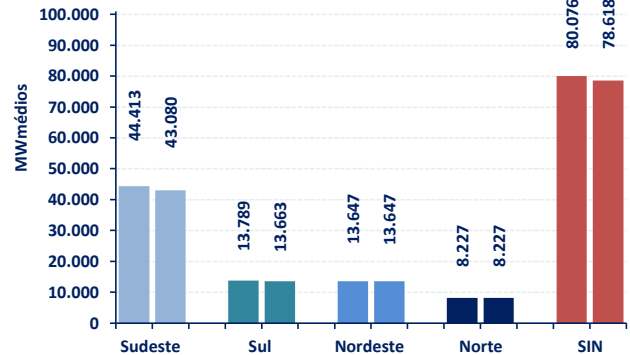


Gráfico 9 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de novembro na RV2 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de novembro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de novembro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.332	-126	0	0

No cenário internacional, nos Estados Unidos, o Índice de Preços ao Consumidor (CPI) de outubro subiu +0,2%, enquanto o núcleo aumentou +0,3%. Na análise anual, o CPI aumentou +2,6% (contra +2,4% anterior) e o núcleo +3,3%. Os preços de energia permaneceram estáveis, enquanto os preços dos alimentos aumentaram ligeiramente. Por outro lado, os preços de carros usados subiram +2,7% devido às altas taxas de juros de financiamento, mas os preços de carros novos ficaram estáveis. O Índice de Preços ao Produtor (PPI) aumentou +0,2% em outubro, ante +0,1% em setembro, e subiu +2,4% no acumulado de 12 meses. Já o núcleo do PPI variou +0,3% em outubro e subiu +3,1% na comparação anual. No varejo, as vendas cresceram +0,4% (contra +0,8% anterior) em outubro. As vendas do grupo de controle — que excluem carros, gasolina, serviços de alimentação e materiais de construção — caíram -0,1%. Na avaliação trimestral, a média móvel de vendas se desacelerou para +4,6% ao ano. Na Zona do Euro, o Índice de Expectativa ZEW (Centro para Pesquisa Econômica Europeia) caiu para +7,4 em novembro, ante +13,1 pontos em outubro. Na China, o CPI desacelerou para +0,3% no acumulado anual de outubro, influenciada pela alta de +2,9% nos preços dos alimentos. O núcleo do CPI aumentou para +0,2% no comparativo anual, ante +0,1% em setembro. Em base mensal, a inflação caiu -0,3%. O PPI caiu -2,9% em outubro, na comparação com o mesmo mês do ano anterior. No cenário nacional, a primeira prévia do IGP-M de novembro indicou alta de +0,99%, impulsionada pelo IPA-Agropecuário de +2,50%, com destaque para as altas de milho, algodão, mamão, soja, bovinos, suínos e ovos. Também se observou crescimento em outros indicadores como o fluxo pedagiado de veículos pesados, que segundo a ABCR, aumentou +1,1% ao mês, considerando o ajuste sazonal, em outubro. Em setembro, o comércio do varejo restrito cresceu +2,1% na comparação anual, enquanto o varejo ampliado aumentou +3,9%. Na análise mensal com ajuste, o varejo restrito cresceu +0,5% e o varejo ampliado, +1,8%, com impacto negativo do Atacado de Alimentos, Bebidas e Fumo. O comércio sensível à renda registrou uma queda de -0,2% em setembro, com destaque negativo para o setor de Hipermercados e Supermercados e positivo para os Artigos Farmacêuticos (+16,3%). De acordo com a Empapel, a produção de papel ondulado aumentou +5,7% em outubro em relação a setembro, considerando o ajuste sazonal da LCA. Na avaliação trimestral, a média móvel foi de +1,7%, e na análise interanual, de 8,6% a/a. Quanto ao setor de serviços, esse segmento apresentou um crescimento de +4,0% em relação ao ano anterior, destacando-se o crescimento dos Serviços de Tecnologia da Informação, +13,8% em relação ao ano anterior, e dos Serviços Profissionais, Administrativos e Complementares, +6,1%. Com relação à balança comercial, o saldo comercial foi de US\$ 2,5 bilhões até a segunda semana de novembro. No mês, a média diária de exportação

foi de US\$ 1,44 bilhão/dia, um aumento de +6,6% m/m, com destaque para a soja, petróleo e minério de ferro. Já a média diária de importação foi de US\$ 1,03 bilhão/dia, uma queda de -3,8% m/m, liderada por fertilizantes, motores e combustíveis. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas para o PIB em 2024 indicam um crescimento em torno de +3,10%.

O Gráfico 10 apresenta a carga de novembro de 2024. Em termos mensais, o PMO de novembro indicou uma expectativa de carga no valor de 81.582 MW médios para o SIN, ajustada na 3ª revisão para 79.810 MW médios (-2,2%). Comparando com os valores verificados em novembro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +7.921 MW médios (+11,0%) e -1.177 (-1,5%) MW médios, respectivamente. A carga de MMGD é de 5.858 MW médios, sendo parte integrante da carga de 79.810 MW médios da 3ª revisão do PMO.

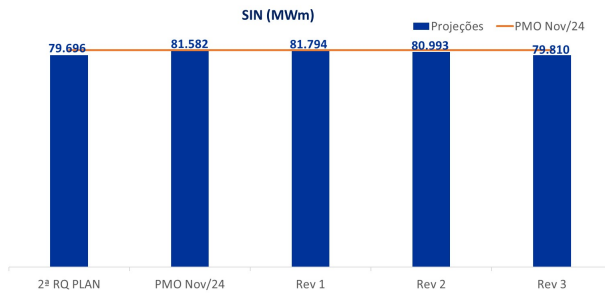


Gráfico 10 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 3ª revisão do PMO de novembro 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 novembro de 2023, destaca-se a redução de -5,5% na carga do Sudeste/Centro-Oeste e o aumento na carga dos demais submercados, totalizando uma redução de -1.177 MW médios (-1,5%) no SIN. Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve um aumento de +114 MW médios (+0,1%) na carga do SIN.

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Novembro/23	2ª RQ PLAN (24-28)
SE/CO	-2.566 (-5,5%)	-681 (-1,5%)
Sul	+555 (+4,1%)	+210 (+1,5%)
Nordeste	+201 (+1,5%)	+240 (+1,8%)
Norte	+634 (+8,3%)	+345 (+4,4%)
SIN	-1.177 (-1,5%)	+114 (+0,1%)

O Gráfico 11 apresenta a projeção de carga por semana operativa. Observa-se que a 3ª revisão do PMO reduziu a previsão de carga para as próximas semanas.



Gráfico 11 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2024

Conforme apresentado no Gráfico 12, ao comparar a carga verificada na 3ª semana operativa de novembro com a 3ª revisão, nota-se uma redução na carga de todos os submercados, exceto Norte, totalizando -1.572 MWmed (-2,2%). Para a 4ª semana

operativa, a carga prevista para o submercado Sudeste/Centro-Oeste diminuiu 1.332 MW médios (-3,0%) e a do Sul reduziu 126 MW médios (-0,9%), enquanto a dos demais submercados permaneceu inalterada. Com isso, a carga projetada no SIN para a 4ª semana operativa é de 78.619 MW médios (vide Gráfico 11).

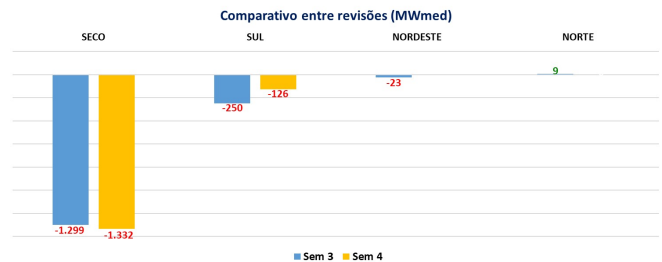


Gráfico 12 - Comparativo entre os montantes de energia das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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

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

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	78.755	81.395	81.129	80.851	83.098
RV1	80.200	81.671	81.265	80.986	83.235
RV2	80.216	81.568	79.916	80.077	82.294
RV3	80.162	80.740	78.353	78.619	81.234

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 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.

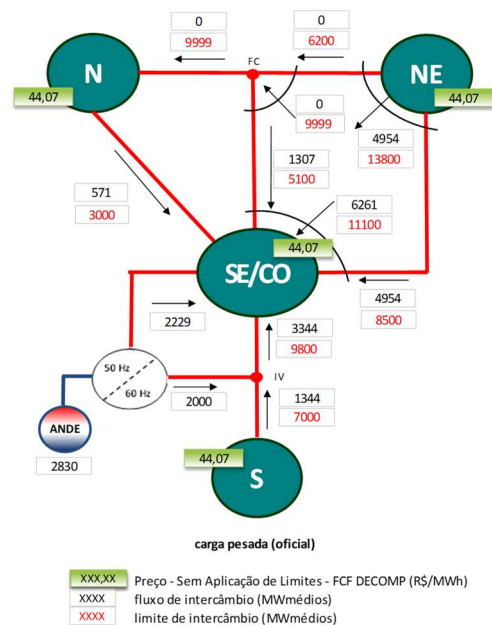


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

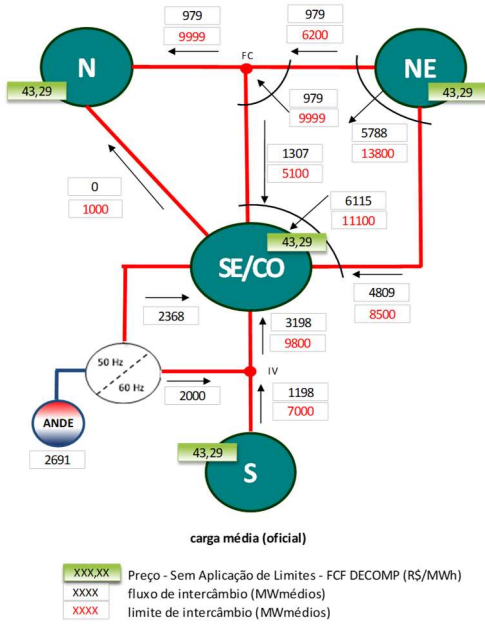


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

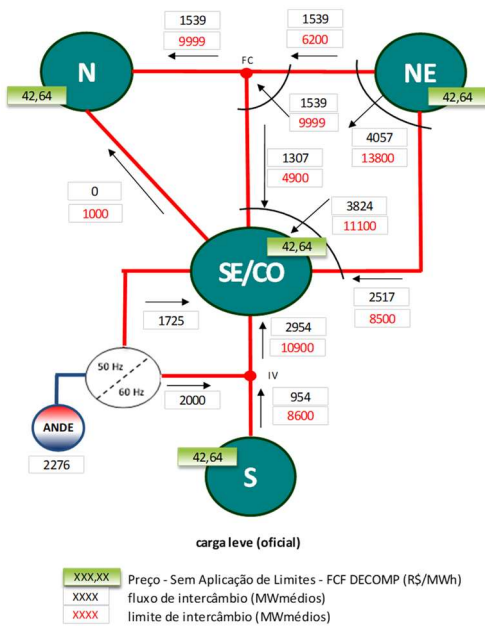


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 quarta semana operativa de novembro 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 16 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas afluências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 13/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.

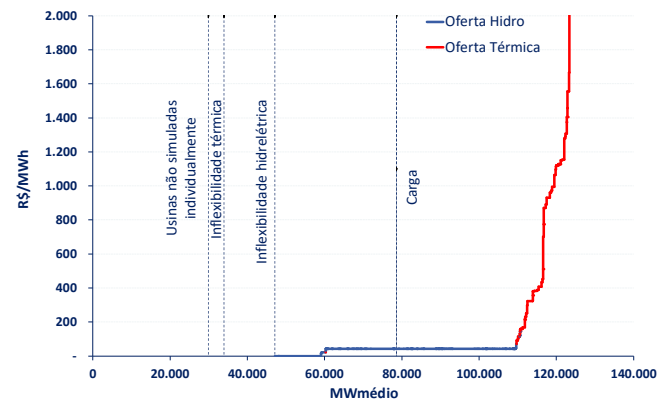


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS - novembro de 2024

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2024.

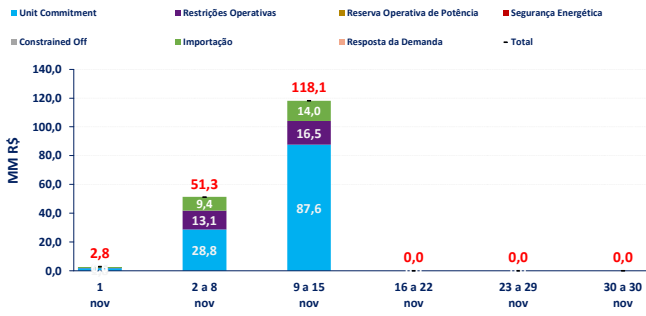


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de novembro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	0,31	9,39	11,24	-	-	-	20,94
Sul	0,05	0,20	0,17	-	-	-	0,42
Nordeste	-	1,76	3,00	-	-	-	4,76
Norte	-	1,79	2,09	-	-	-	3,88
Total	0,36	13,14	16,50	0,00	0,00	0,00	30,00
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)							
Sudeste	1,59	22,43	53,84	-	-	-	77,86
Sul	0,21	4,30	3,53	-	-	-	8,04
Nordeste	-	1,09	20,32	-	-	-	21,41
Norte	0,01	1,00	9,89	-	-	-	10,90
Total	1,81	28,82	87,58	0,00	0,00	0,00	118,21
Constrained Off (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação (R\$ MM)							
Total	0,60	9,40	14,00	0,00	0,00	0,00	24,00
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 18 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 172,21 milhões, sendo R\$ 118,21 milhões por *unit commitment*, R\$ 24,11 milhões devido a importação, R\$ 30,00 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 13 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 14 de novembro são idênticos aos do dia 13.

A expectativa para o período de 15 a 30 de novembro 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 novembro 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; e 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 novembro é apresentada no Gráfico 19.

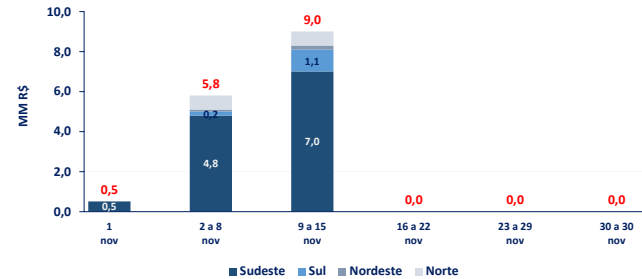


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2024

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 15,30 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

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 1° a 14 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de novembro são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 30 de novembro 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 novembro 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 outubro de 2024. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física.

No Gráfico 20 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE, o qual considera a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2024. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para novembro.

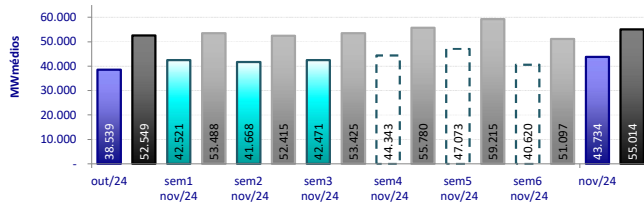


Gráfico 20 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro e de novembro de 2024

O Gráfico 21 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2024 (ainda não contabilizados).

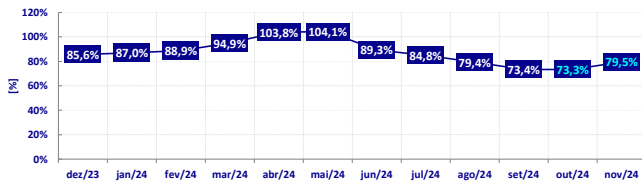


Gráfico 21 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 22 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 outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para novembro.

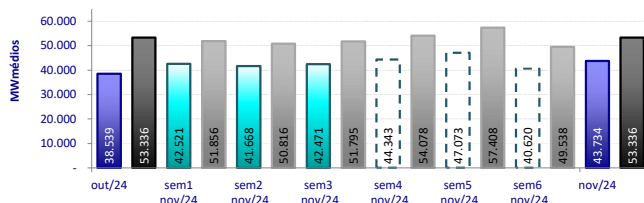


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro e de novembro de 2024

O Gráfico 23 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 outubro e novembro de 2024 (ainda não contabilizados).

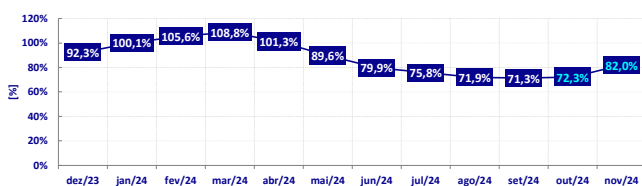


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 novembro de 2024, foi identificada a seguinte inconsistência que impacta o cálculo do PLD:

- 1 – No arquivo RENOVAVEIS.DAT são informados os dados previstos e/ou estimados de geração eólica, fotovoltaica, pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), pequenas centrais térmicas (PCT) e micro e minigeração distribuída (MMGD) para todo horizonte de estudo do modelo DESSEM. No entanto, exclusivamente no deck do dia 13/11/2024, os dados previstos de MMGD para o horizonte sem rede, dias 14

e 15/11, não foram considerados, a partir das 16h, em função de uma falha na execução do processo de previsão.

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

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

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

Para a terceira semana operativa de novembro, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- Representação das UHEs de baixíssima regularização nos modelos energéticos

Restrição: HQ, HV, AC, UH,

Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP, DESSEM

Documento: GT Análise de Dados Técnicos

Consideração no PLD: PMO de dezembro de 2024

- UHE Jurumirim:

Restrição: Turbinamento máximo

Valores CCEE: 147 m³/s

Valores ONS: 90 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 6978, 6979, 6980, 6984, 6987, 6982

Consideração no PLD: PMO de janeiro de 2025

- 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 Piraju:
Restrição: Turbinamento mínima e máximo
Valores CCEE: 90 m³/s e "Sem restrição"
Valores ONS: 0 m³/s e 0 m³/s
Modelos afetados: DECOMP e DESSEM
Documento: FSARH 6975, 6976
Consideração no PLD: PMO de janeiro de 2025

Atos regulatórios associados ao PLD

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

- **DSP ANEEL 3.449/2024:** CVU da UTE Norte Fluminense
- **DSP ANEEL 3.464/2024:** restabelecimento parcial, no montante de 24,75 MW, da OC da UTE Do Atlântico

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