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

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

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO[1] 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 dezembro de 2023.

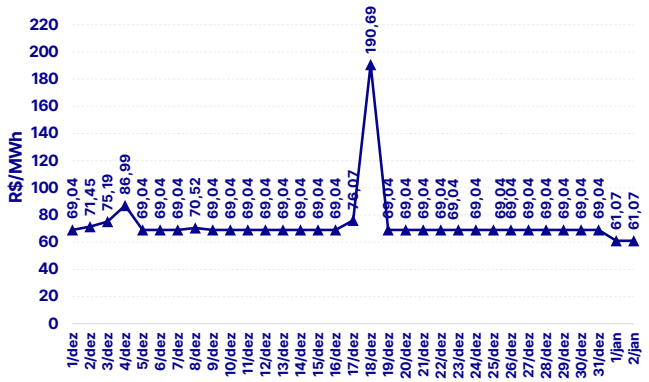


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quinta semana operativa, que corresponde ao período de 23 a 29 de dezembro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

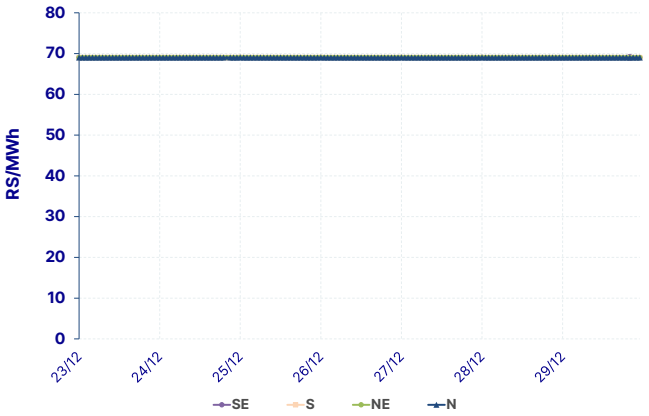


Gráfico 2 – PLD em base horária da quinta semana operativa

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 dezembro (em R$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
69,04	69,04	69,04	69,04

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MWmédios, de cada fonte de geração e da demanda do SIN, além da respectiva porcentagem de geração por fonte. Destacamos que os valores de carga consideram o consumo para bombeamento (usinas elevatórias) indicado pelo modelo.

Tabela 2 – Média semanal das gerações por fonte e da demanda do SIN

	Demanda	PCT	PCH	EOL	UFV	GH	GT	MMGD
MWmed	76.477	2.452	3.176	10.777	2.890	46.167	5.705	5.310
%	100%	3%	4%	14%	4%	60%	8%	7%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 23 a 29 de dezembro de 2023.

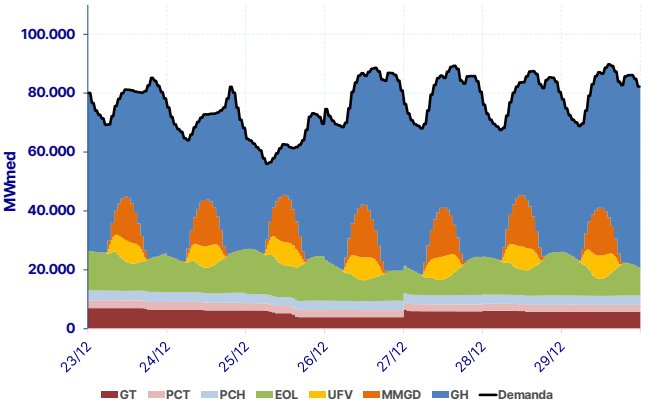


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quinta semana operativa

[1]Custo 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 30 de dezembro a 5 de janeiro 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	0,00	0,00	0,00	0,00
Média	0,00	0,00	0,00	0,00
Leve	0,00	0,00	0,00	0,00
Média semanal	0,00	0,00	0,00	0,00

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

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

Submercado	FCF		
	5ª sem - dez	1ª sem - jan	Variação %
SE/CO	0,00	0,00	-
S	0,00	0,00	-
NE	0,00	0,00	-
N	0,00	0,00	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 30 de dezembro a 5 de janeiro, não apresentaram variações, fechando a R$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para dezembro de 2023, espera-se que as afluências fechem em torno de 66% da MLT para o sistema, sendo 60% no Sudeste; 210% no Sul; 18% no Nordeste e 29% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluências de janeiro de 2024 fechem em torno de 67% da MLT para o sistema, sendo 68% no Sudeste; 81% no Sul; 51% no Nordeste e 70% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 102 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -534 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -88 MWmédios no submercado Sul, 343 MWmédios no submercado Nordeste e 177 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 755 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 593 MWmédios no submercado Sul, 52 MWmédios no submercado Nordeste, 110 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Sudeste/Centro-Oeste.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os períodos de dezembro de 22 a janeiro de 2024 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

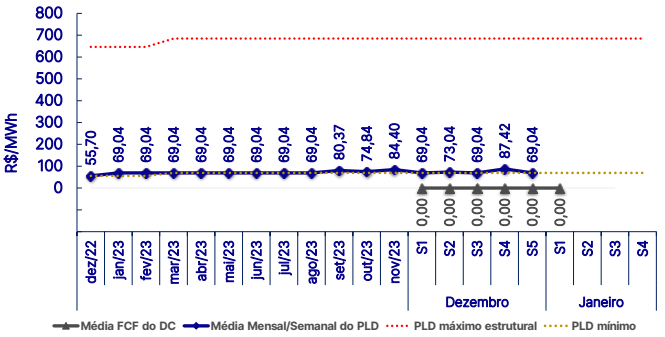


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R$/MWh)

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.

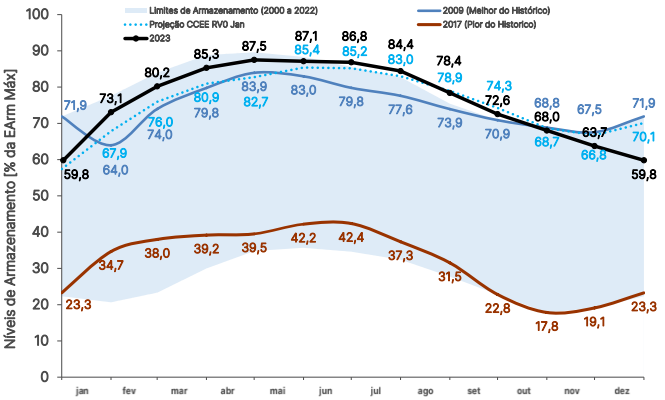


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios ao longo do primeiro quadrimestre de 2023, com estabilização dos volumes entre os meses de abril a junho, e replecionamento durante o segundo semestre, com a queda se mantendo até o fim de dezembro.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 1 de janeiro de 2024, com os verificados no final de novembro de 2023, observamos as seguintes variações: -3,3% para o Sudeste, -5,5% para o Sul, -5,2% para o Nordeste e -2,9% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 1 de janeiro de 2024 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: 7,0% no Sudeste, 6,9% no Sul, -19,2% no Nordeste e -15,8% no Norte.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

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 dezembro e janeiro 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 dezembro de 2023 e janeiro de 2024 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
dez/23	64,5%	93,2%	56,1%	49,4%
jan/24	61,1%	93,5%	49,0%	46,1%
Diferenças	-3,4%	0,3%	-7,1%	-3,3%

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 janeiro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para janeiro, está igual ou acima da MLT para os REEs Itaipu, Sul, Iguaçu e Manaus gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média, com exceção do REE Paranapanema, que apresentou cenário futuro acima da média.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	JUN	JUL	SET	OUT	NOV	DEZ	Ordem	Previsão Janeiro % da MLT
Sudeste	81 (39)						37 (61)	1	78
Madeira	82 (7)					48 (-20)	81 (73)	2	93
Teles Pires	90 (5)						32 (95)	1	65
Itaipu	133 (62)						163 (38)	1	135
Parana	97 (18)						48 (82)	1	69
Paranapanema	115 (32)						95 (68)	1	103
Sul	183 (14)						272 (86)	1	172
Iguaçu	158 (25)						154 (75)	1	130
Nordeste	63 (-3)				49 (27)	41 (-17)	18 (52)	3	45
Norte	87 (-1)						29 (99)	1	46
Belo Monte	102 (-3)			72 (29)	42 (-11)	12 (6)	16 (51)	4	48
Manaus	106 (3)						102 (97)	1	102

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 - DMSE[2] 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 sofreu alteração frente ao PMO passado.

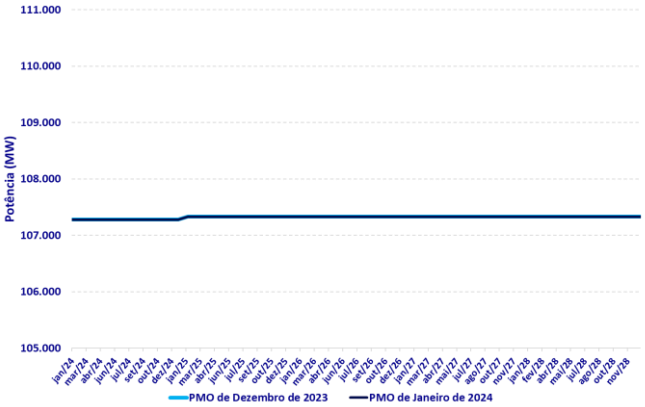


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou a entrada da UTE Marlim Azul.

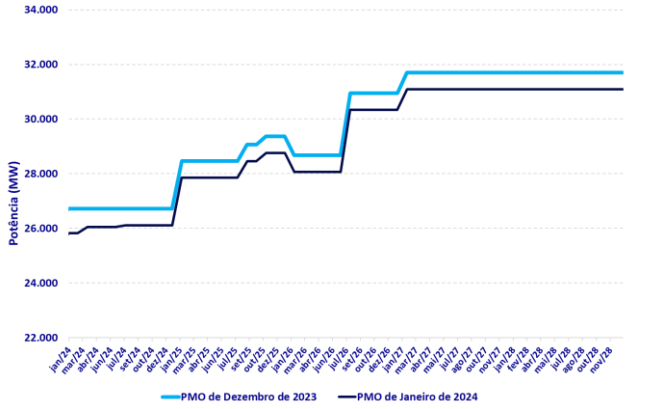


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação – PMO e cálculo do PLD, de dezembro e janeiro 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 do PLAN resultou em uma elevação de aproximadamente 907 MWmédios na expectativa para o período.

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

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

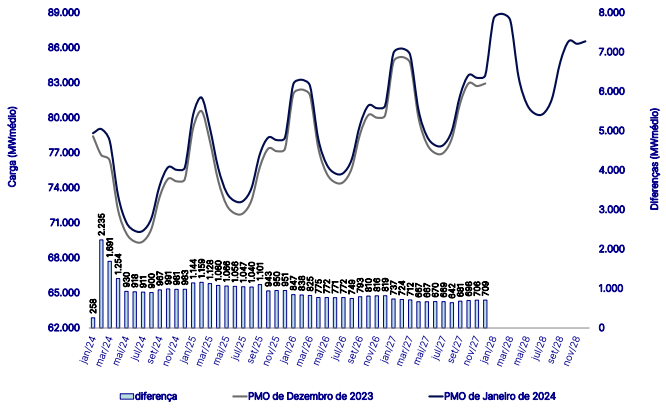


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

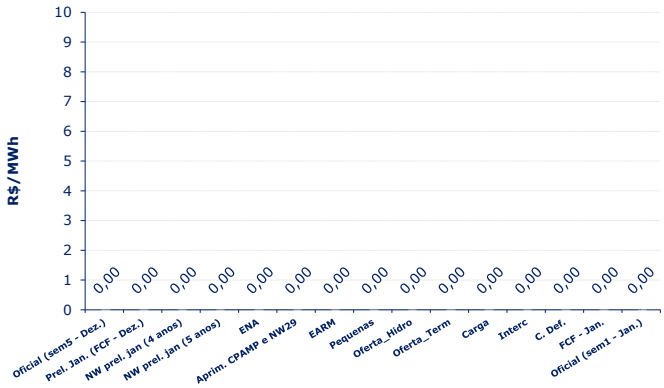


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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 dezembro e janeiro é ilustrada no Gráfico 9.

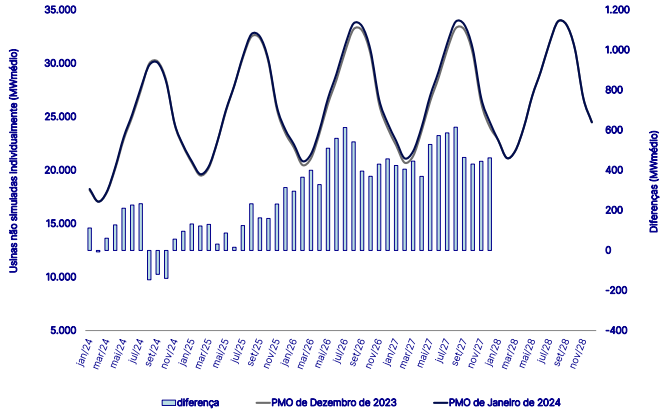


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 225 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de 615 MWmédios em agosto/2027.

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 9 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de janeiro de 2024 para os submercados 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 expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R$ 0,00/MWh, e o valor da FCF atualizada para este PMO não apresentou variação.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo "FCF DC s1 (oficial)", referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção "Decomposição da FCF do DECOMP" deste boletim.

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.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

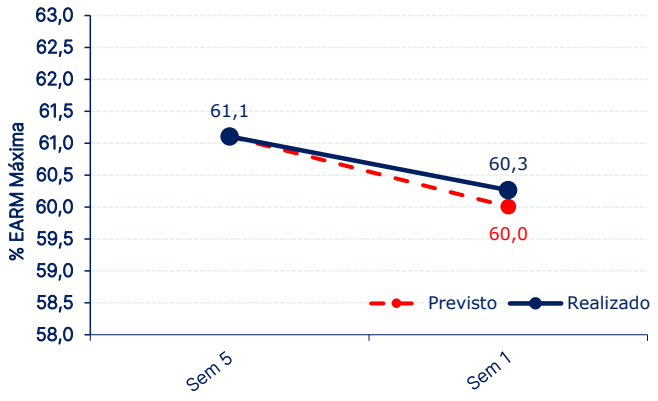


Gráfico 11 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 60,0% (Energia Armazenada de 176.167 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 60,3% (Energia Armazenada de 176.922 MWmês), o que representou um aumento de 755 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 janeiro

Submercado	RV0 - previsto		RV0 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	60,9%	125.127	60,9%	125.127	-	-
S	90,5%	18.516	93,4%	19.109	2,9%	593
NE	48,9%	25.290	49,0%	25.342	0,1%	52
N	45,6%	7.234	46,1%	7.344	0,7%	110
SIN	60,0%	176.167	60,3%	176.922	0,3%	755

Carga - DECOMP

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

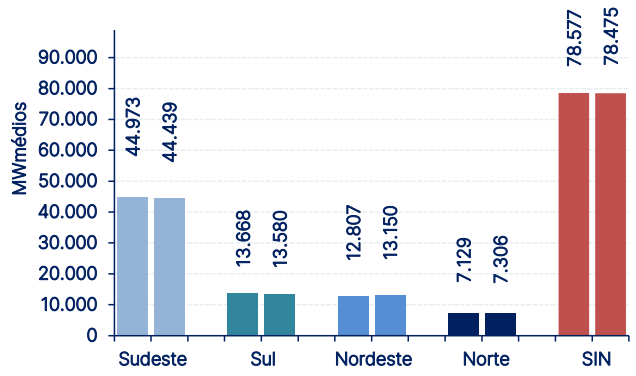


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 janeiro na RV4 de dezembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de janeiro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de janeiro.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-534	-88	343	177

No âmbito internacional, nos Estados Unidos, a inflação ao consumidor recuou, em novembro, -0,1% na margem (contra estabilidade em outubro) e +2,6% a.a. (contra +2,9% em outubro), mantendo tendência de queda dos preços dos bens. O consumo, em novembro, avançou +0,3% m/m (contra +0,1% em outubro), enquanto o avanço na renda foi de +0,6% m/m. A confiança o consumidor, medida pela Universidade de Michigan, alcançou, em dezembro, +69,4 pontos (contra +61,3 pontos em novembro). O volume de vendas residenciais novas, em novembro, foi de +590 mil unidades (contra +672 mil em outubro), mantendo a média móvel trimestral a tendência de queda. O índice de atividade da economia americana, em novembro, segundo do FED de Chicago, manteve-se abaixo da média, atingindo -0,20 (contra -0,26 em outubro). No contexto doméstico, o Índice de Confiança do Consumidor, de dezembro, apresentou alta de +0,8% m/m, atingindo +93,7 pontos. A melhora do quadro de inflação e a resiliência do mercado de trabalho foram dois dos principais motivos desse avanço do índice no ano. O Índice de Confiança da Construção recuou -0,2% m/m (contra -0,1% m/m em novembro), encerrando o ano em +96 pontos. O Índice de Confiança da Indústria avançou +2,8% m/m, atingindo +95,3 pontos. A taxa de desemprego, no trimestre findo em novembro, recuou para +7,5% (sem ajuste sazonal) e avançou para +7,92% (considerando ajuste sazonal), com avanço tanto da população ocupada (+0,20%) quanto da força de trabalho (+0,22%). Os rendimentos médio habitual e efetivo também avançaram, em novembro, tanto na margem quanto na análise interanual. O rendimento médio real efetivo alcançou R$ 3.117, correspondendo a um avanço de +0,3% na margem e 3,4% na análise interanual enquanto, o rendimento médio real habitual alcançou R$ 3.006, correspondendo a um avanço de +1,0% na margem e 3,8% na análise interanual. Segundo dados do Novo CAGED, de novembro, houve criação líquida de +90 mil vagas formais (contra +160,1 mil vagas formais em outubro), com destaque para a criação de vagas no comércio e serviços e redução de vagas na indústria, construção civil e agricultura. Houve queda de -0,5% no salário médio real de admissão (+R$2.021) e alta de +0,7% no salário médio real de desligamento (R$ 2.133). Quanto a inflação, o IGP-M de dezembro indica aceleração da inflação para +0,74% (contra +0,59% em novembro), com forte avanço da inflação nos preços agropecuários (+3,07%), desaceleração da inflação dos preços industriais (+0,24%) e dos IPC (+0,14%). No acumulado do ano, o IGP-M é de -3,18%. O IPCA-15, em dezembro, avançou +0,40% (contra +0,33% em novembro), acumulando no ano, um crescimento de +4,72%. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,92%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de dezembro de 2023. Em termos mensais, o PMO de dezembro projetou uma carga para o SIN no valor de 79.412 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de janeiro para o mês de dezembro foi de 81.261 MW médios (+2,33%). Ao comparar com a 4ª revisão, observa-se que a carga verificada nos submercados SE/CO e Sul reduziu em -544 MW médios (-0,9%), enquanto os submercados Nordeste e Norte aumentaram a carga em +135 MW médios (+0,7%). Comparando com os valores verificados em dezembro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +9.046 MW médios (+12,5%) e 8.987 MW médios (+12,4%), respectivamente.

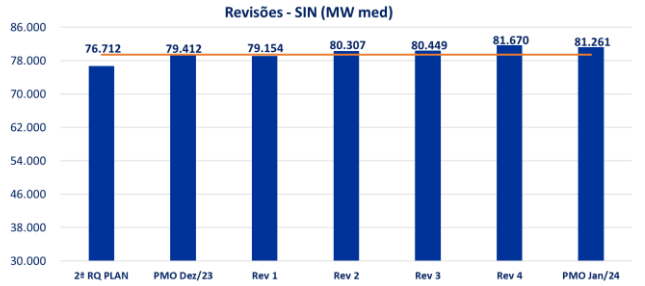


Gráfico 13 – Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de dezembro/23 e janeiro/24

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

O Gráfico 14 apresenta a carga de janeiro de 2024. Em termos mensais, o PMO de janeiro indicou uma expectativa de carga no valor de 82.865 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em janeiro de 2022 e 2023, houve para o SIN, um aumento de +8.811 MW médios (+11,9%) e +8.246 (+11,1%) MW médios, respectivamente. O bloco de MMGD apurado na carga de janeiro é de 4.182 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 82.865 MW médios do PMO e da carga de 82.183 MW médios do PLAN.

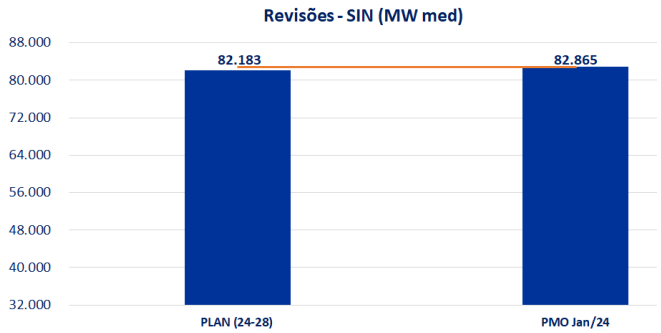


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de janeiro

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de janeiro de 2024 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a do PLAN 2024-2028. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em janeiro de 2023, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+13,3%), seguido do SE/CO (+12,9%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Janeiro/23	PLAN (24-28)
SE/CO	+5.422 (+12,9%)	+756 (+1,6%)
Sul	+617 (+4,4%)	+0 (+0,0%)
Nordeste	+1.339 (+11,0%)	+0 (+0,0%)
Norte	+867 (+13,3%)	-74 (-1,0%)
SIN	+8.246 (+11,1%)	+682 (+0,8%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve aumento de +756 MW médios (+1,6%) na carga estimada para o submercado SE/CO e, redução de -74 MW médios (-1,0%) na carga estimada para o submercado Norte.

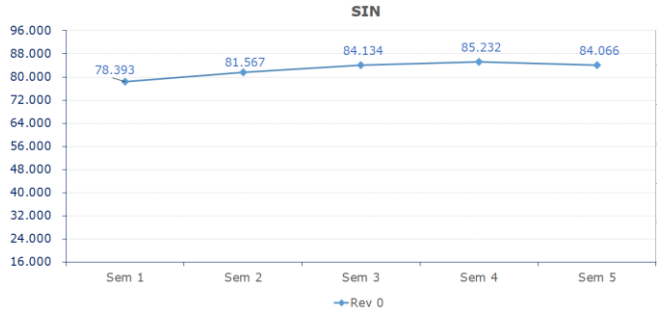


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de janeiro de 2024

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de janeiro são apresentados no Gráfico 15, onde a carga prevista para o SIN é de 78.393 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 56,6% da carga (vide Gráfico 16).

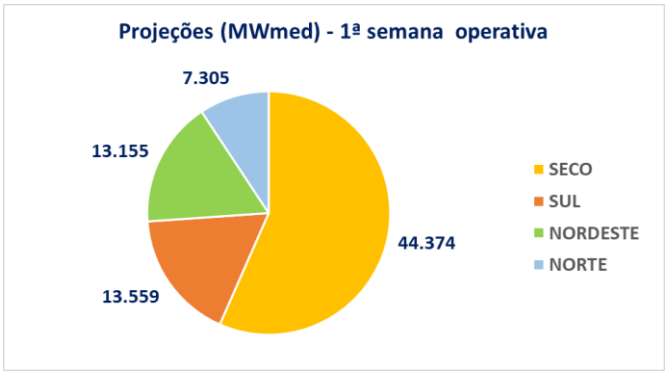


Gráfico 16 – Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de janeiro por submercado

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

Tabela 10 – Carga prevista para o mês de janeiro de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	78.393	81.567	84.134	85.232	84.066

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.

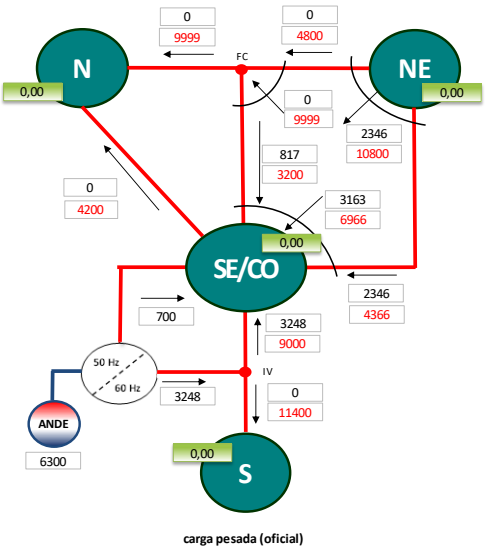


Gráfico 17 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

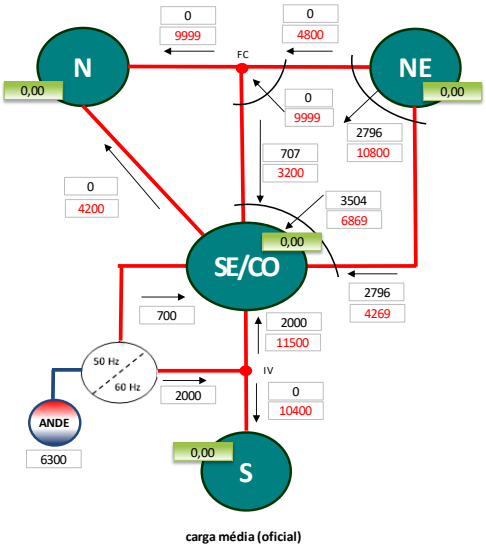


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

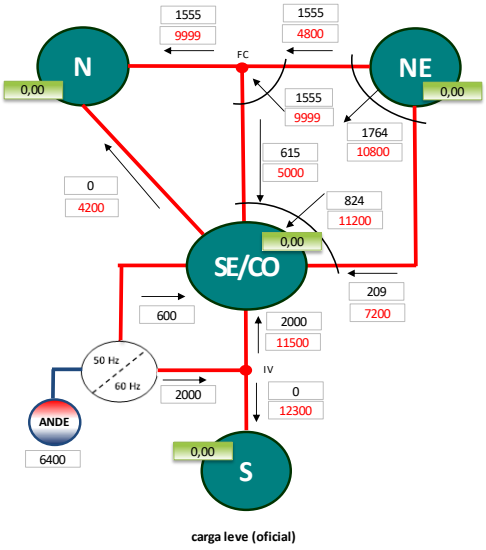


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 **Erro! Autoreferência de indicador não válida.** as declarações de CVU para a primeira semana operativa de janeiro de 2024.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de janeiro

Nome	CVU Declarado (R$/MWh)	CVU Original (R$/MWh)
CURUMIM	989,66	1.436,65
APOENA	989,46	1.721,16
GUARANI	989,96	1.721,16
PETROLINA	1.888,33	1.888,34

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.

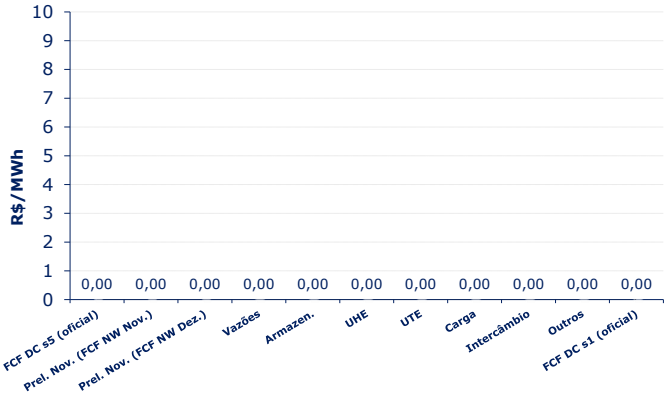


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, não houve variação em relação à expectativa anterior e a FCF permaneceu em R$ 0,00/MWh.

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.

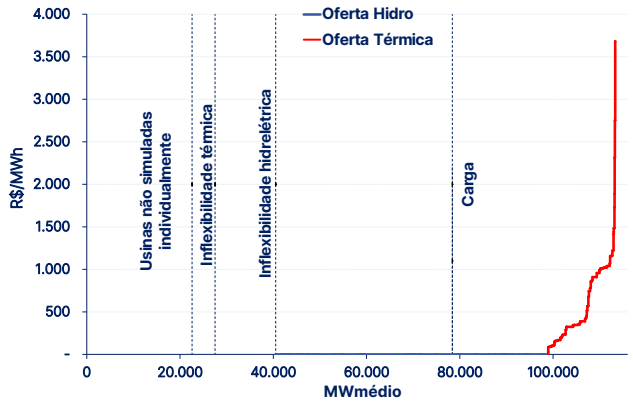


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – dezembro de 2023 e janeiro de 2024

O Gráfico 22 mostra a estimativa preliminar de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2023.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

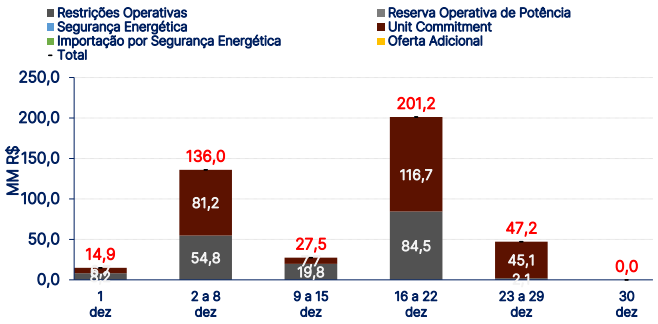


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro.

Tabela 12 – 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	5,63	29,13	12,39	43,18	0,84	-	91,17
Nordeste	2,30	22,11	5,97	34,10	0,31	-	64,79
Norte	0,24	3,58	1,38	7,16	0,94	-	13,30
Total	8,17	54,82	19,78	84,52	2,09	0,00	169,38
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Sudeste	3,11	56,24	5,95	74,94	23,82	-	164,06
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	3,20	16,99	1,48	29,81	12,69	-	64,17
Norte	0,37	7,96	0,28	11,94	8,58	-	29,13
Total	6,68	81,20	7,71	116,69	45,09	0,00	257,37
Subm.	Oferta Adicional (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Importação por Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R$ 426,75 milhões, sendo R$ 257,37 milhões por unit commitment e R$ 169,38 milhões devido a restrições operativas.

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

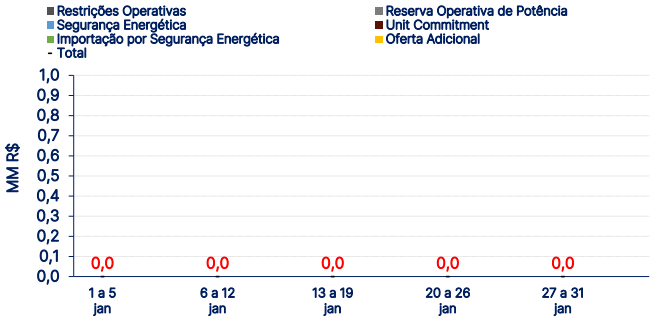


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de janeiro.

Tabela 13 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de janeiro

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
Subm.	Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Oferta Adicional (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Importação por Segurança Energética (R$ MM)						
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1° a 28 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 de dezembro a 1 de janeiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 2 de janeiro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de janeiro a 31 de janeiro 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 janeiro 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 dezembro é apresentada no Gráfico 24.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

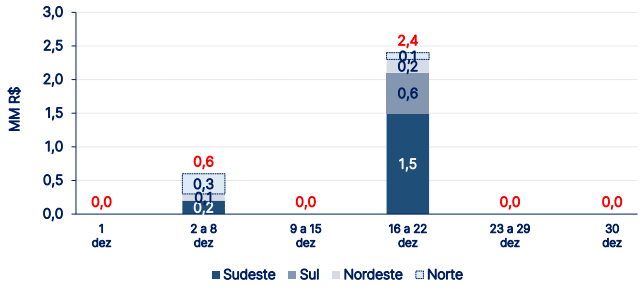


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R$ 3,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para dezembro.

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

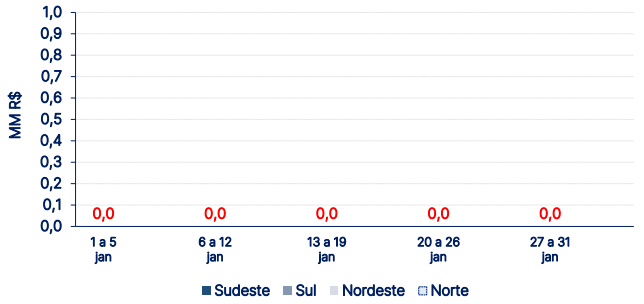


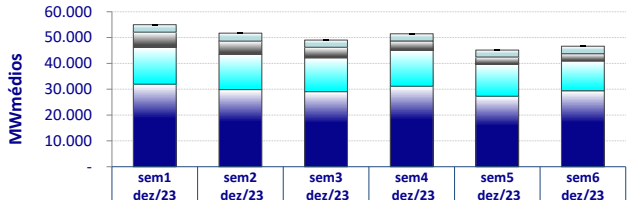
Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2024

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 janeiro.

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 dezembro de 2023.



	sem1 dez/23	sem2 dez/23	sem3 dez/23	sem4 dez/23	sem5 dez/23	sem6 dez/23
Norte	2.876	3.043	2.777	2.785	2.684	2.884
Nordeste	5.831	5.142	4.064	3.579	2.829	2.821
Sul	14.305	13.649	13.096	13.927	12.371	11.478
Sudeste	31.958	29.844	29.077	31.144	27.279	29.430
= GH Total MRE	54.970	51.678	49.014	51.435	45.164	46.613

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 dezembro de 2023 e janeiro de 2024.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – outubro/2023", publicado em 13 de dezembro de 2023 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023. Além disso, para o ano de 2024, considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

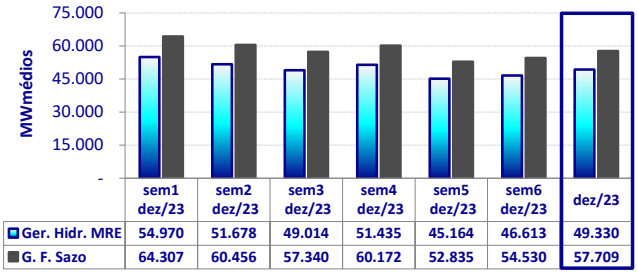
O valor estimado de geração para o período de 1° a 28 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 29 de dezembro a 1 de janeiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 2 de janeiro são idênticos aos do dia 1.

A expectativa para o período de 3 de janeiro a 31 de janeiro 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 janeiro 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.

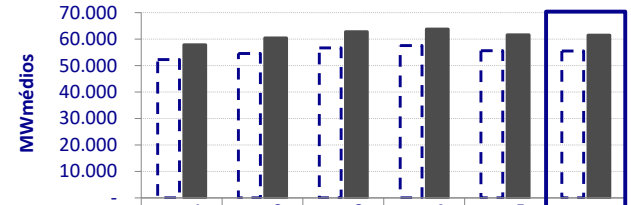
As garantias físicas sazonalizadas foram reduzidas em aproximadamente 5%, o que representa uma expectativa global dos fatores de disponibilidade, perdas internas e de rede básica, calculadas com base nos dados contabilizados dos últimos 12 meses.

Além disso, foram adicionadas as parcelas de garantia física das unidades geradoras com entrada em operação prevista para 2023, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de dezembro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para dezembro e janeiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.



	sem1 dez/23	sem2 dez/23	sem3 dez/23	sem4 dez/23	sem5 dez/23	sem6 dez/23	dez/23
Ger. Hidr. MRE	54.970	51.678	49.014	51.435	45.164	46.613	49.330
G. F. Sazo	64.307	60.456	57.340	60.172	52.835	54.530	57.709

Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2023



	sem1 jan/24	sem2 jan/24	sem3 jan/24	sem4 jan/24	sem5 jan/24	jan/24
Ger. Hidr. MRE	52.245	54.549	56.683	57.579	55.614	55.515
G. F. Sazo	57.871	60.423	62.787	63.780	61.603	61.493

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

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de dezembro de 2023 e janeiro de 2024 (ainda não contabilizados).

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

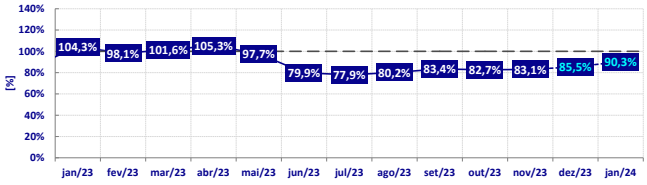
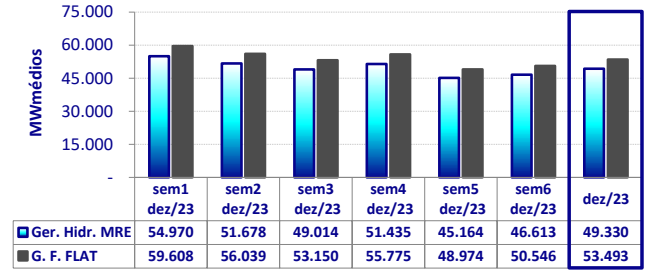


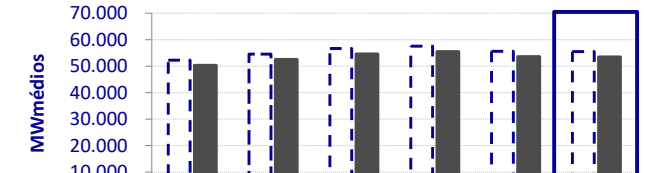
Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 e no Gráfico 31 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 dezembro e janeiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.



	sem1 dez/23	sem2 dez/23	sem3 dez/23	sem4 dez/23	sem5 dez/23	sem6 dez/23	dez/23
Ger. Hidr. MRE	54.970	51.678	49.014	51.435	45.164	46.613	49.330
G. F. FLAT	59.608	56.039	53.150	55.775	48.974	50.546	53.493

Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2023



	sem1 jan/24	sem2 jan/24	sem3 jan/24	sem4 jan/24	sem5 jan/24	jan/24
Ger. Hidr. MRE	52.245	54.549	56.683	57.579	55.614	55.515
G. F. FLAT	50.342	52.561	54.618	55.481	53.588	53.493

Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro 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 dezembro de 2023 e janeiro de 2024 (ainda não contabilizados).

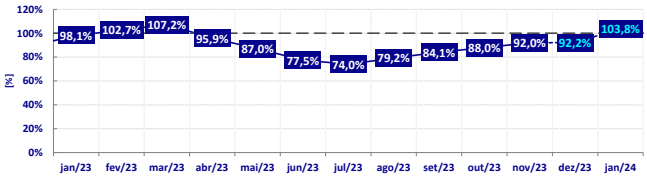


Gráfico 32 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 janeiro de 2024 a fevereiro de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades, considerando a realização da precipitação do período de janeiro de 2007 a fevereiro de 2008 (SMAP 2007/2008) e do período de janeiro de 2021 a fevereiro de 2022 (SMAP 2021/2022).

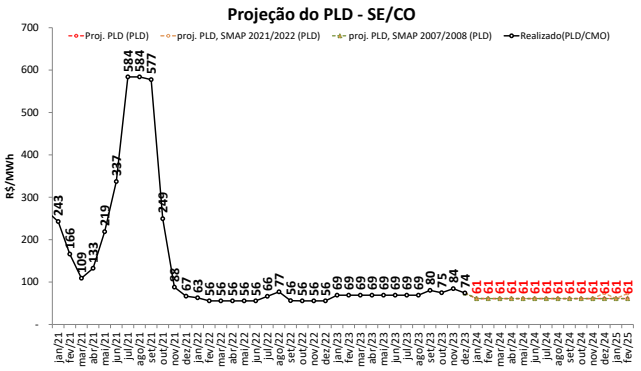


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

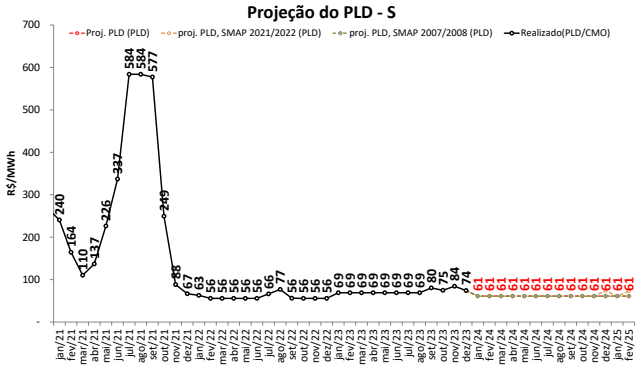


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

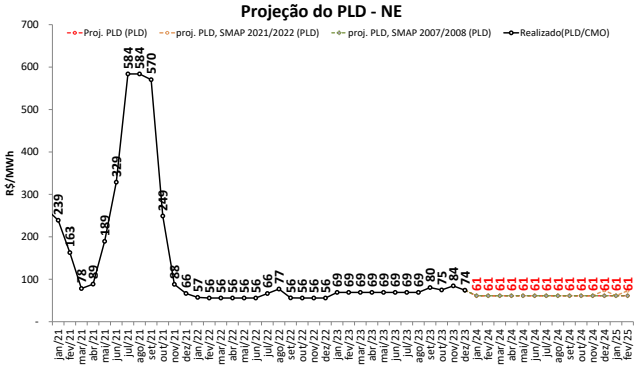


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

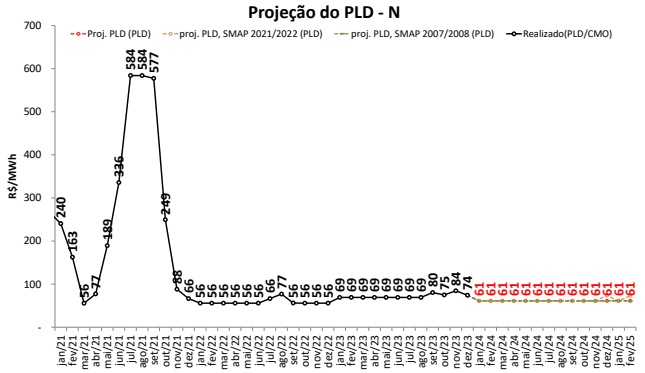


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de janeiro de 2024 a fevereiro de 2025.

SE/CO	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007/2008	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021/2022	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	74	61	73

S	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007/2008	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021/2022	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	74	61	73

NE	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007/2008	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021/2022	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	74	61	73

N	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25
Proj. PLD	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2007/2008	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
proj. PLD, SMAP 2021/2022	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	74	61	73

Tabela 14 – 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 dezembro de 2023 não foram identificadas inconsistências.

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.