

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 – 4ª 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 2023.

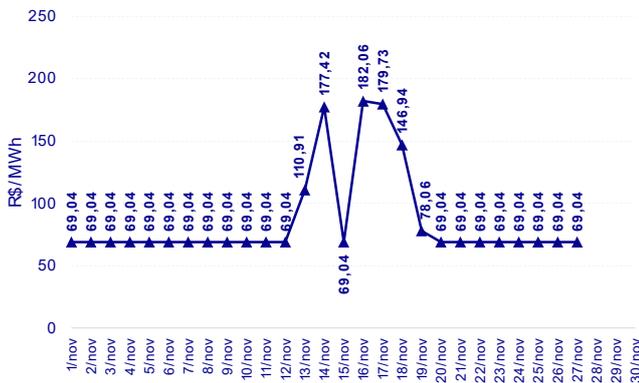


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de novembro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

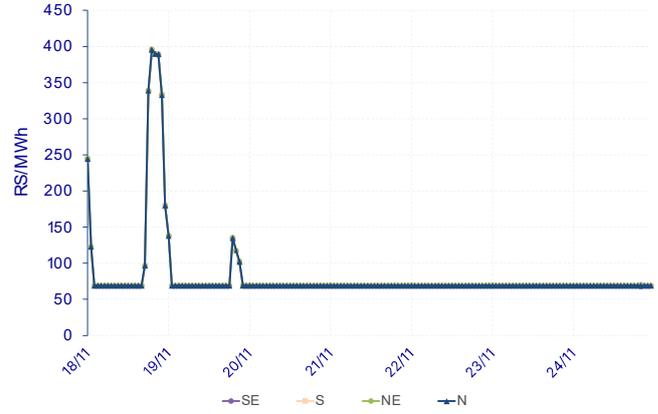


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
81,46	81,46	81,46	81,46

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	83.786	3.985	2.963	9.791	3.008	53.931	5.071	5.037
%	100%	5%	3%	12%	4%	64%	6%	6%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 18 a 24 de novembro de 2023.

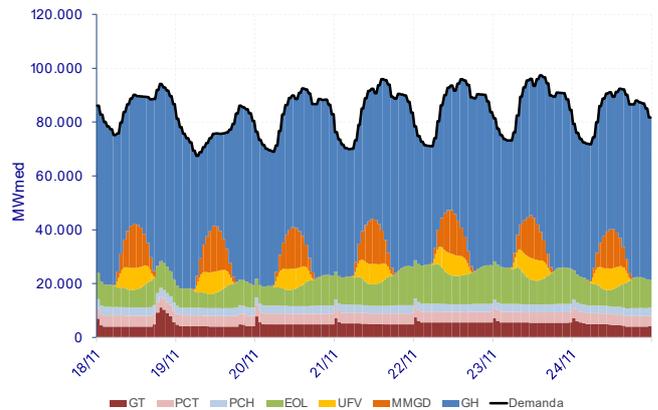


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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 25 de novembro a 1 de dezembro de

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

2023. 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 quarta semana de novembro e da primeira semana de dezembro.

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - nov	1ª sem - dez	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 25 de novembro a 1 de dezembro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para novembro de 2023, espera-se que as afluências fechem em torno de 158% da MLT para o sistema, sendo 87% no Sudeste; 509% no Sul; 42% no Nordeste e 41% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as afluências de dezembro de 2023 fechem em torno de 102% da MLT para o sistema, sendo 91% no Sudeste; 302% no Sul; 41% no Nordeste e 60% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 385 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -665 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 71 MWmédios no submercado Sul, 310 MWmédios no submercado Nordeste e -101 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -363 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -880 MWmédios no submercado Sul, 827 MWmédios no submercado Nordeste, 101 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 ilustra a evolução para os anos de 2022 e 2023 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

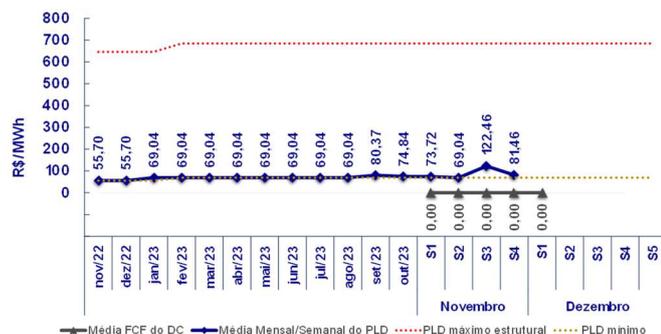


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

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 novembro.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 26 de novembro de 2023, com os verificados no final de outubro de 2023, observamos as seguintes variações: -4,7% para o Sudeste, 8,4% para o Sul, -5,7% para o Nordeste e -11,0% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 26 de novembro de 2023 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos submercados: 17,4% no Sudeste, 14,5% no Sul, -3,3% no Nordeste e -2,5% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de novembro e dezembro de 2023, 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 novembro e dezembro de 2023 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
nov/23	68,9%	86,0%	60,9%	59,1%
dez/23	64,5%	93,2%	56,1%	49,4%
Diferenças	-4,4%	7,2%	-4,8%	-9,7%

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 dezembro, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para dezembro, está igual ou acima da MLT para os REEs Itaipu, Paranapanema, Sul e Iguaçu 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.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	Ordem	Previsão Dezembro % da MLT
Sudeste	91 (10)						54 (80)	1	70
Madeira	81 (5)						54 (85)	1	71
Teles Pires	93 (-0)						46 (100)	1	78
Itaipu	129 (21)	109 (-17)	112 (17)	114 (-16)	122 (2)	107 (1)	223 (26)	6	193
Parana	100 (-24)			87 (-33)	86 (1)	94 (6)	67 (36)	4	72
Paranapanema	116 (9)	84 (-19)	78 (22)	90 (-5)	77 (0)	140 (-3)	193 (42)	6	151
Sul	171 (17)						574 (83)	1	313
Iguaçu	160 (3)						450 (97)	1	293
Nordeste	71 (-9)						42 (91)	1	67
Norte	94 (-9)						49 (82)	1	67
Belo Monte	107 (14)						11 (86)	1	60
Manaus	109 (-14)						62 (86)	1	60

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

Cronograma da expansão

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

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, não sofreu alteração frente ao PMO passado.

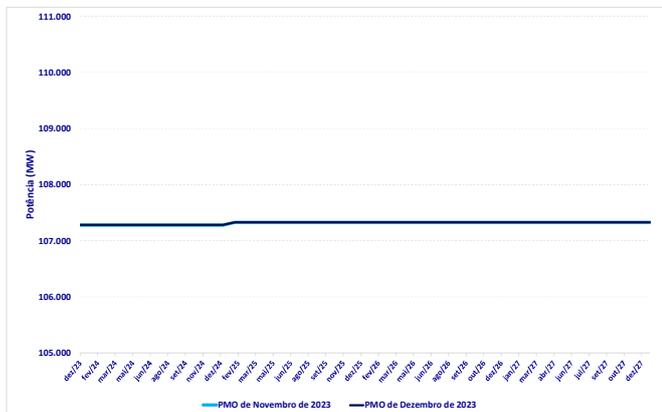


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica não sofreu alteração frente ao PMO passado.

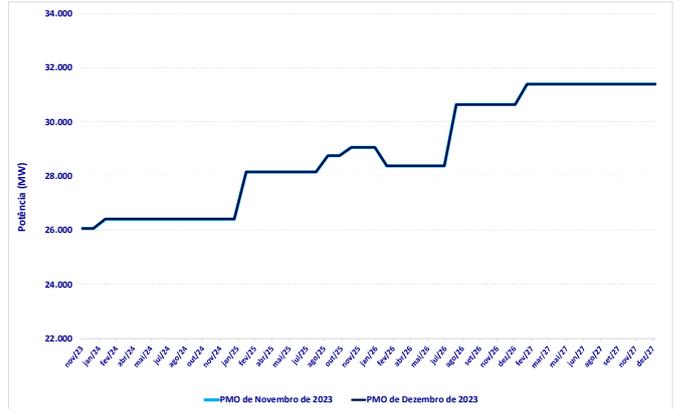


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

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

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de 1971 MW médios para o primeiro mês, e 1978 MW médios no segundo mês.

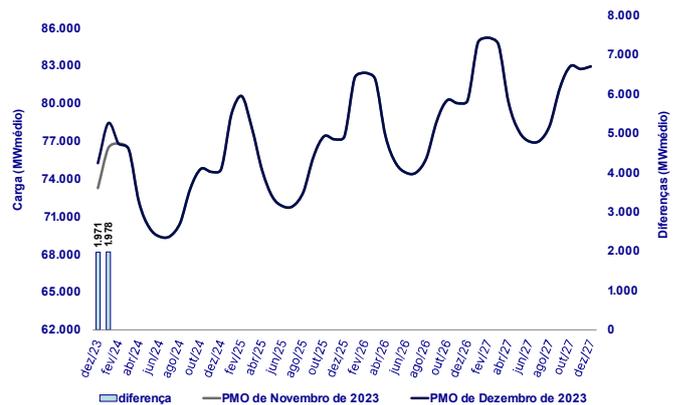
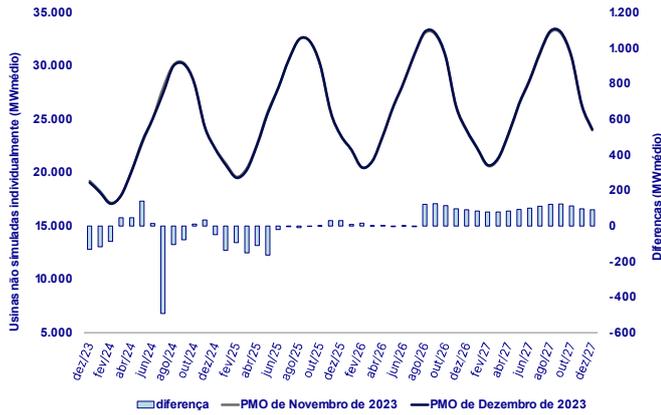


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE – SIN

Usinas Não Simuladas Individualmente

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

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



Para o período, observa-se uma elevação média de 7 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -493 MWmédios em julho/2024.

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 dezembro de 2023 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

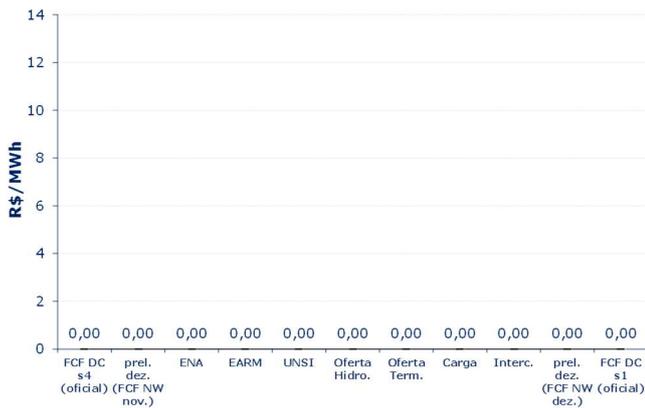


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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

A 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

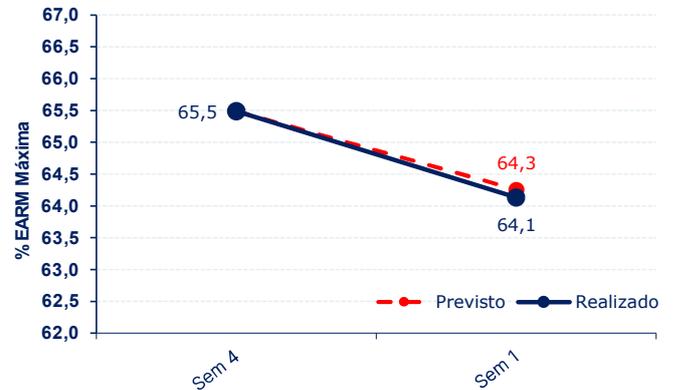
A partir de 1º de janeiro de 2021, o modelo DECOMP passou a ser utilizado oficialmente como FCF de curto prazo para o modelo DESSEM, o qual passou a determinar o despacho de geração das usinas individualizadas, minimizando o custo total de operação ao longo do período de planejamento. Um dos resultados 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 processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 64,3% (Energia Armazenada de 188.600 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 64,1% (Energia Armazenada de 188.237 MWmês), o que representou uma queda de -363 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 dezembro

Submercado	RVO - previsto		RVO – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	64,6%	132.729	64,4%	132.318	-0,2%	-411
S	97,5%	19.948	93,2%	19.068	-4,3%	-880
NE	54,5%	28.187	56,1%	29.014	1,6%	827
N	49,1%	7.736	49,4%	7.837	0,6%	101
SIN	64,3%	188.600	64,1%	188.237	-0,1%	-363

Carga - DECOMP

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

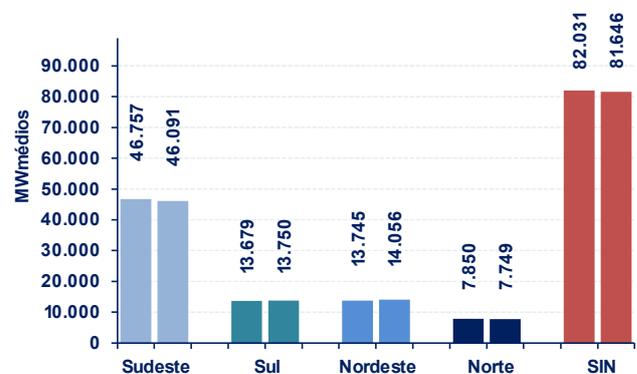


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 dezembro na RV3 de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de dezembro (2ª coluna). A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de dezembro.

Tabela 8 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-665	71	310	-101

No âmbito internacional, nos Estados Unidos, as prévias do PMI do setor de serviços e da indústria apontam leve aceleração no setor de comércios, em novembro, com PMI atingindo +50,8 pontos. Para a indústria, a prévia do PMI de novembro indica contração, atingindo +49,4 pontos e, com isso, o índice composto se mantém em +50,7 pontos. O Índice de Sentimento do Consumidor (Universidade de Michigan) voltou a recuar em novembro, alcançando +61,3 pontos. Na Zona do Euro, o PMI da indústria, do setor de serviços e o PMI composto atingiram +43,8 pontos, +48,2 pontos e +47,1 pontos, respectivamente, reforçando a ocorrência de um trimestre fraco com relação a variação do PIB. No contexto doméstico, o Índice de Atividade Econômica – IBC-br, recuou -0,1% na margem e avançou +0,3% na análise interanual. A média móvel trimestral do indicador apresentou retração pelo quinto mês consecutivo, recuando -0,2%. O índice de confiança do consumidor recuou marginalmente (-0,2% m/m), em novembro, atingindo +93 pontos, com destaque para a piora do índice nas familiar de menor poder aquisitivo. O índice de confiança da construção se manteve estável em novembro, atingindo +96,2 pontos. Quanto a inflação, a 2ª prévia do IGP-M de novembro indica inflação de +0,61% (contra +0,64% em outubro), com volta da inflação dos preços agropecuários (+0,57%) e desaceleração da inflação dos preços industriais (+0,80%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,84%.

O Gráfico 13 apresenta a carga de novembro de 2023. Em termos mensais, o PMO de novembro projetou uma carga para o SIN no valor de 77.393 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de dezembro para o mês de novembro foi de 81.216 MW médios. Comparando com os valores verificados em setembro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +9.285 MW médios (+12,9%) e 9.353 MW médios (+13,0%), respectivamente.

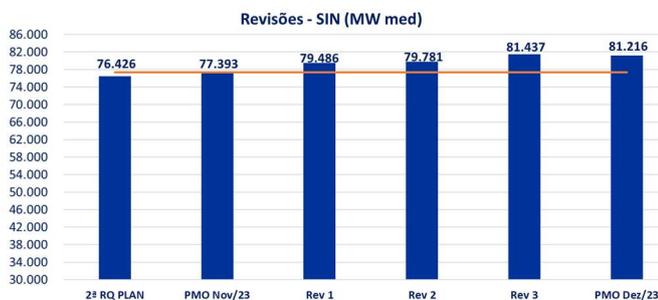


Gráfico 13 – Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de novembro e dezembro

O Gráfico 14 apresenta a carga de dezembro de 2023. Em termos mensais, o PMO de dezembro indicou uma expectativa de carga no valor de 79.412 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em dezembro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +7.197 MW médios (+10,0%) e +7.175 (+9,9%) MW médios, respectivamente. O bloco de MIMGD apurado na carga de novembro é de 4.174 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 79.412 MW médios do PMO e da carga de 76.712 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

Revisões - SIN (MW med)

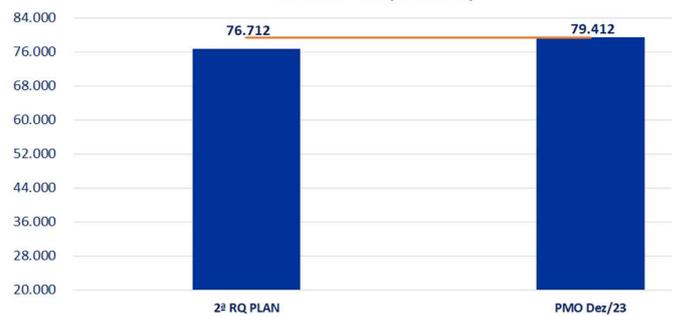


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de dezembro

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de dezembro de 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em novembro de 2022, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+17,2%), seguido do Nordeste (+14,0%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Dez/23 e a carga observada em Dez/22 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Dezembro/22	2ª RQ PLAN (23-27)
SE/CO	+4.266 (+10,5%)	+1.306 (+3,0%)
Sul	+140 (+1,0%)	+0 (+0,0%)
Nordeste	+1.659 (+14,0%)	+986 (+7,8%)
Norte	+1.110 (+17,2%)	+408 (+5,7%)
SIN	+7.175 (+9,9%)	+2.700 (+3,5%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento da carga em todos os submercados, exceto o submercado Sul, onde a carga estimada se manteve, totalizando um aumento de +2.700 MW médios. O Nordeste foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+7,8%).

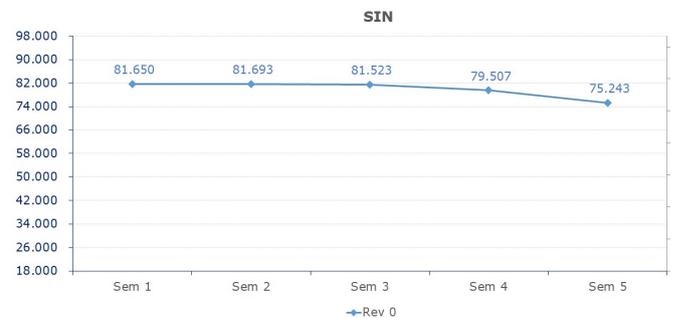


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de dezembro de 2023

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de dezembro são apresentados no Gráfico 16, onde a carga prevista para o SIN é de 81.650 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 56,45% da carga (vide Gráfico 16).

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

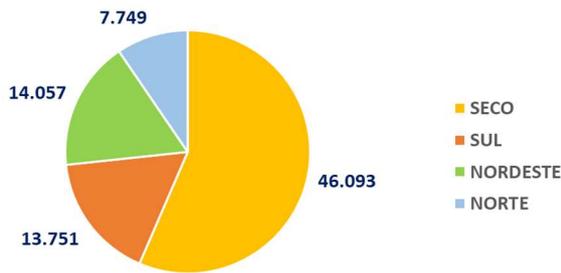


Gráfico 16 – Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de dezembro por submercado

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

Tabela 10 – Carga prevista para o mês de dezembro de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RVO	81.650	81.693	81.523	79.507	75.243	77.190

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 quadros verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

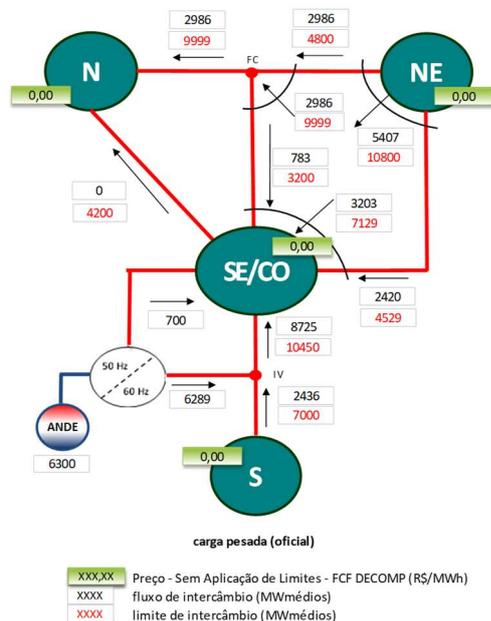


Gráfico 17 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

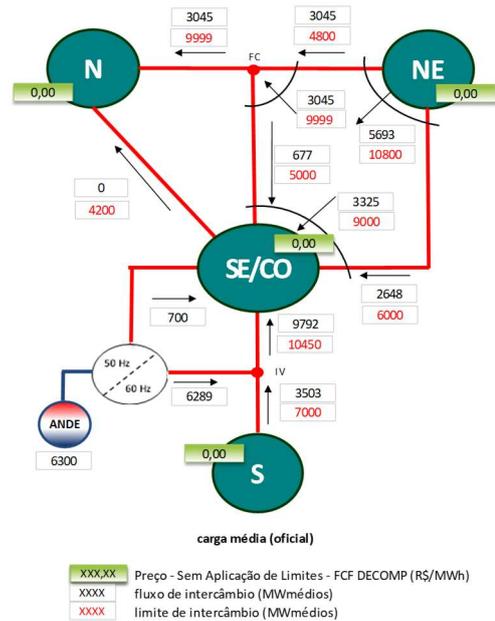


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

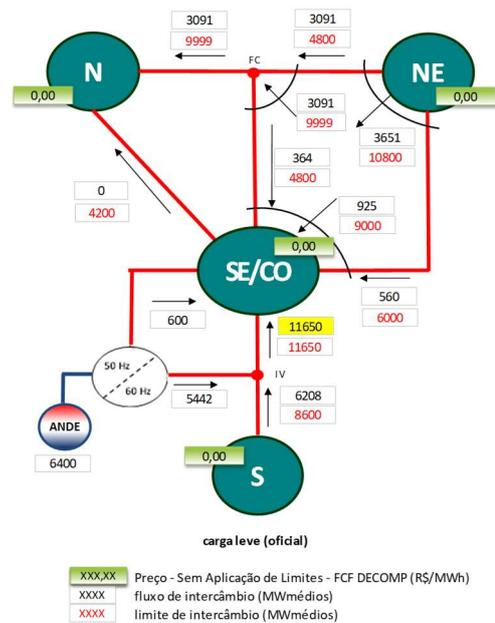


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 Tabela 11 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de dezembro de 2023.

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

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
B.BONITA I	708,84	742,99
CURUMIM	1.120,40	1.436,64
TERMOCABO	1.085,02	1.085,16

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.

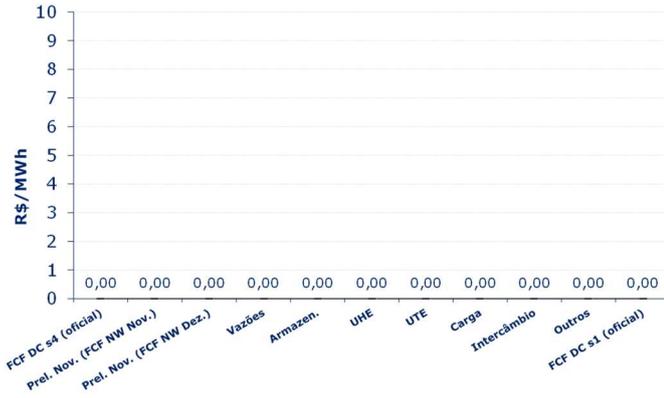


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

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.

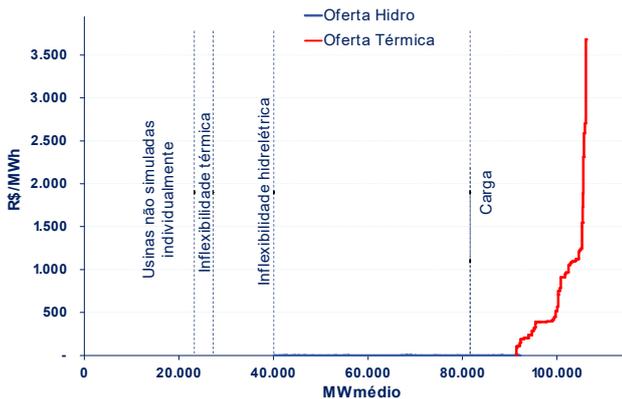


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa preliminar de ESS – novembro e dezembro de 2023

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

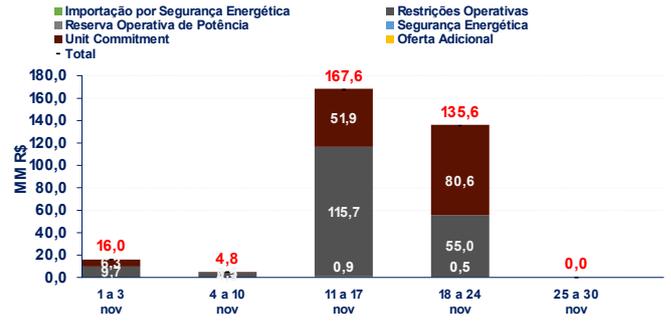


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

Tabela 12 – 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
Sudeste	8,82	3,80	53,02	34,02	-	-	99,66
Sul	0,01	-	0,75	0,05	-	-	0,81
Nordeste	-	-	50,34	16,82	-	-	67,16
Norte	0,83	0,51	11,63	4,14	-	-	17,11
Total	9,66	4,31	115,74	55,03	0,00	0,00	184,74
Subm.	Segurança Energética (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R\$ MM)						Total
Sudeste	0,86	-	34,06	50,24	-	-	85,16
Sul	-	-	0,31	-	-	-	0,31
Nordeste	0,09	-	14,17	21,93	-	-	36,19
Norte	5,35	0,53	3,38	8,44	-	-	17,70
Total	6,30	0,53	51,92	80,61	0,00	0,00	139,36
Subm.	Oferta Adicional (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,85	0,52	0,00	0,00	1,37

O total dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 325,47 milhões, sendo R\$ 139,36 milhões por *unit commitment*, R\$ 1,37 milhões devido a importação e R\$ 184,74 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2023.

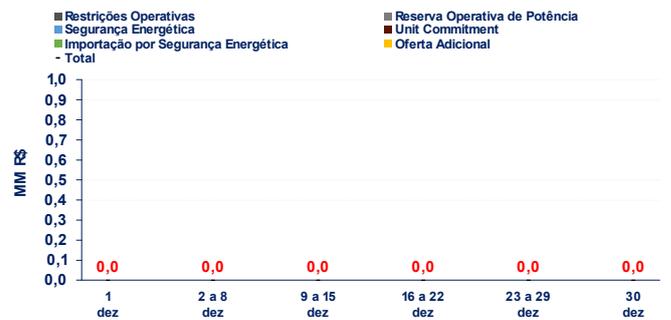


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

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

Tabela 13 – 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
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Segurança Energética (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Unit Commitment (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Oferta Adicional (R\$ MM)						Total
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subm.	Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						Total
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 1º de novembro a 23 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 24 a 26 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponíveis no site do ONS. Os dados do dia 27 de novembro são idênticos aos do dia 26.

A expectativa para o período de 28 de novembro a 31 de dezembro de 2023 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 dezembro de 2023.

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 novembro é apresentada no Gráfico 24.

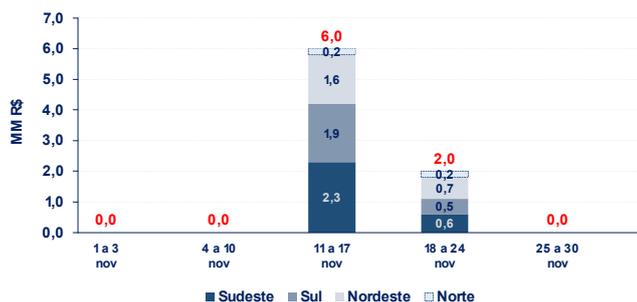


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 8,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

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

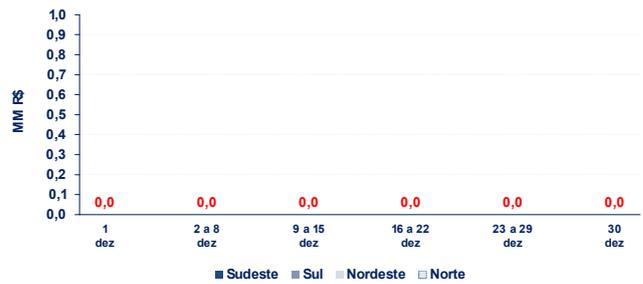


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2023

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 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 Gráfico 26 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2023.

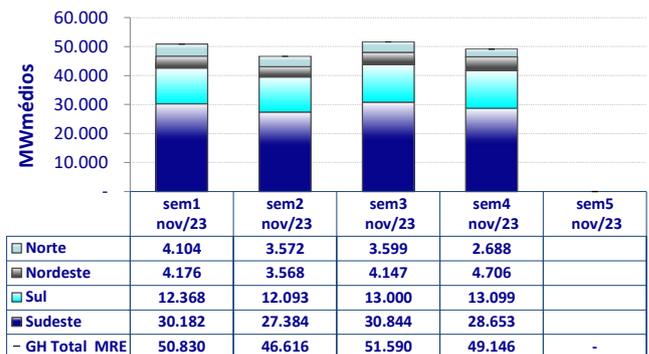


Gráfico 26 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 novembro e dezembro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – setembro/2023”, publicado em 10 de novembro de 2023 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023.

O valor estimado de geração para o período de 1º de novembro a 23 de novembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 24 a 26 de novembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponíveis no site do ONS. Os dados do dia 27 de novembro são idênticos aos do dia 26.

A expectativa para o período de 28 de novembro a 31 de dezembro de 2023 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 dezembro de 2023.

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 novembro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

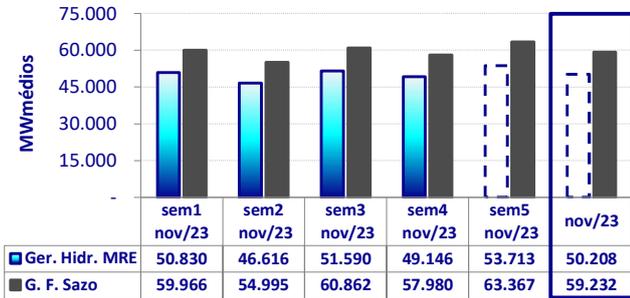


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2023

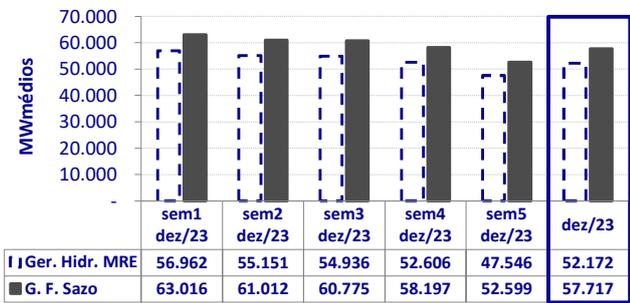


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2023

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

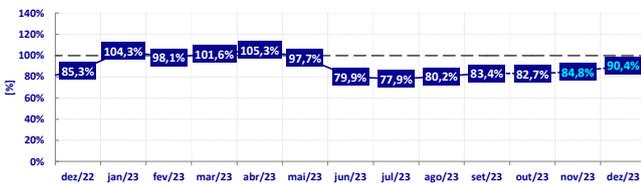


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

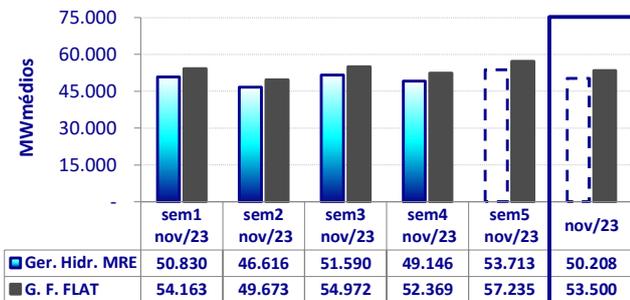


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2023

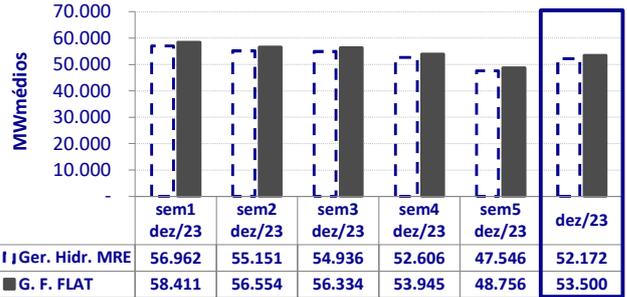


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2023

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 novembro e dezembro de 2023 (ainda não contabilizados).

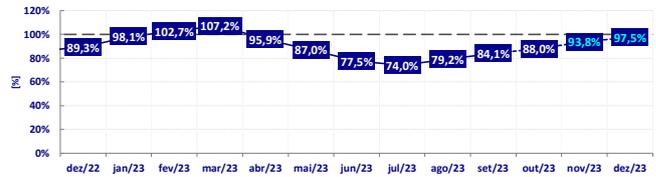


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 dezembro de 2023 a janeiro de 2025.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidade: Limite Superior (LS) e Limite Inferior (LI) da realização de ENA do mês de dezembro de 2023.

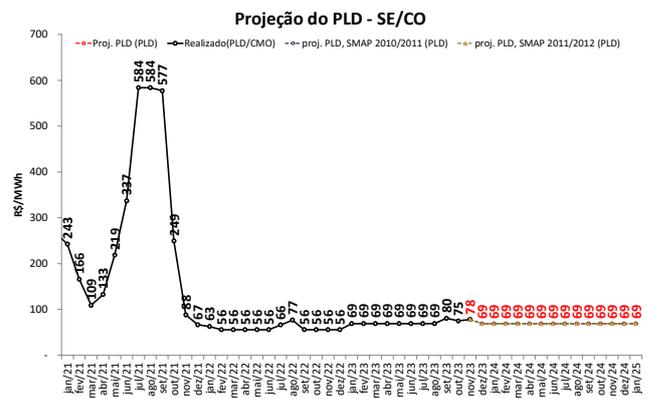


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

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 quarta semana operativa de novembro de 2023 não foram identificadas inconsistências.

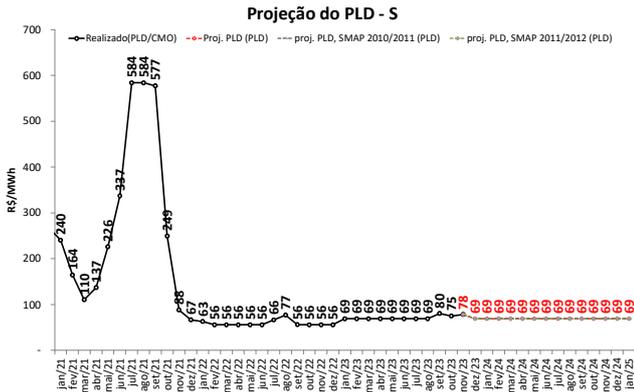


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

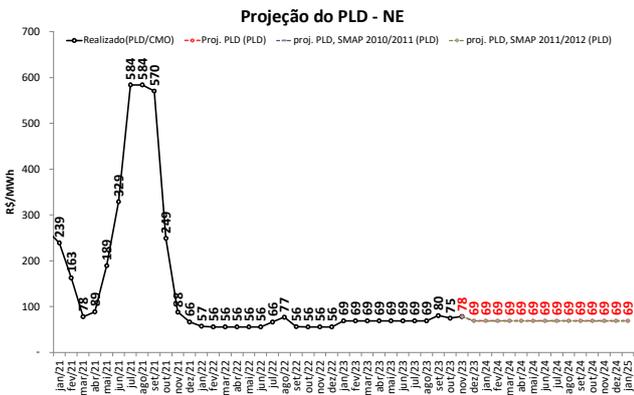


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

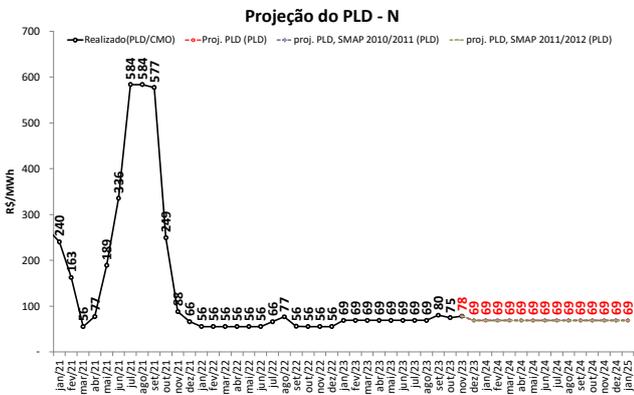


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de dezembro de 2023 a janeiro de 2024.

SE/CO	nov23	dez23	jan24	fev24	mar24	abr24	mai24	jun24	jul24	ago24	set24	out24	nov24	dez24
S														
Proj. PLD	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2010/2011	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2011/2012	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
NE														
Proj. PLD	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2010/2011	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2011/2012	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
N														
Proj. PLD	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2010/2011	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAP 2011/2012	78	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69

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

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.