

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 – 1ª 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.

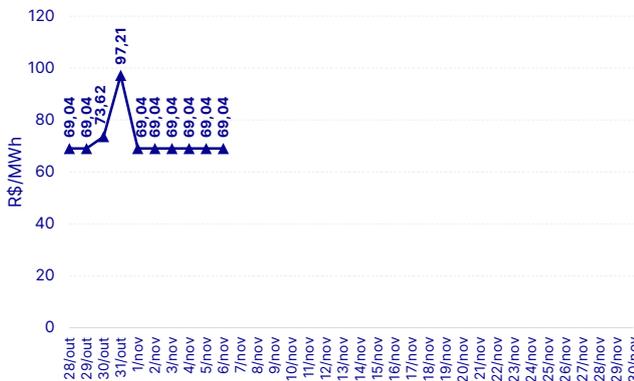


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 28 de outubro a 3 de novembro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

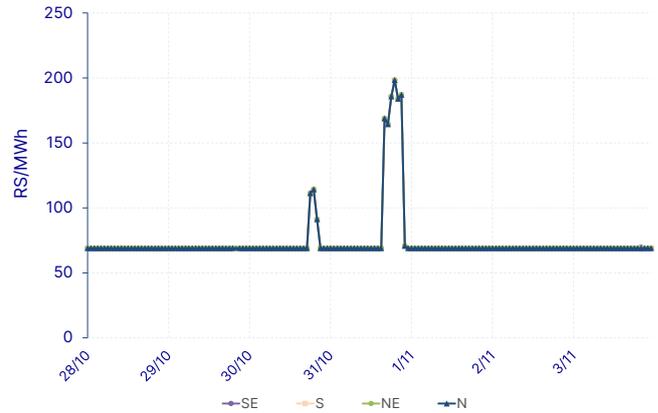


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
73,72	73,72	73,72	73,72

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	78.327	4.144	3.086	11.650	2.887	49.551	3.063	3.946
%	100%	5%	4%	15%	4%	63%	4%	5%

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 28 de outubro a 3 de novembro de 2023.

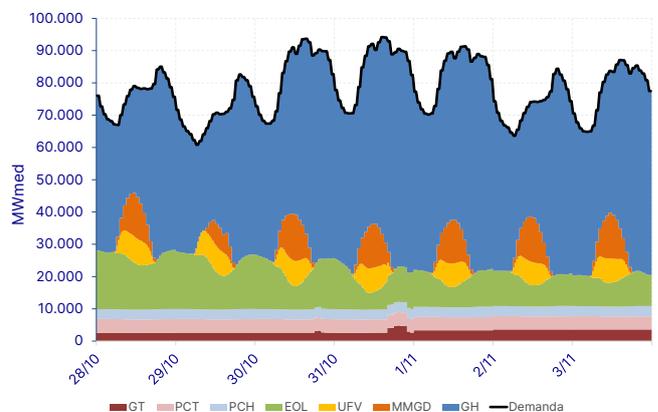


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 2ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a segunda semana operativa, que corresponde ao período de 4 a 10 de novembro de 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 primeira e da segunda semana de novembro.

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - nov	2ª sem - nov	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 4 a 10 de novembro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para novembro de 2023, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 151% da MLT para o sistema, sendo 113% no Sudeste; 384% no Sul; 32% no Nordeste e 68% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.078 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 1.798 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e 280 MWmédios no submercado Nordeste. Não houve variação nos demais submercados.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 22.846 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 11.712 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 11.907 MWmédios no submercado Sul, 1.086 MWmédios no submercado Nordeste, -1.859 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.

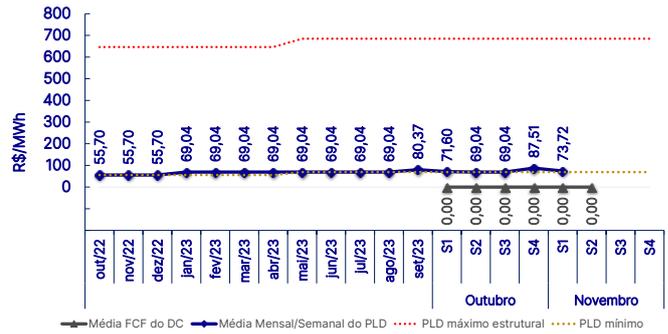


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

DECOMP

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

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

Energia Natural Afluente - ENA

No Gráfico 5 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

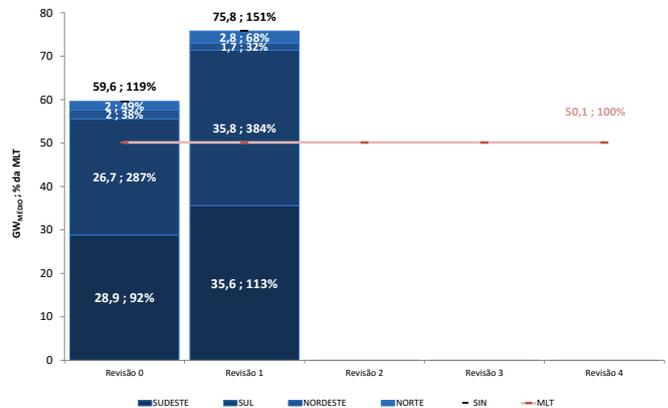


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

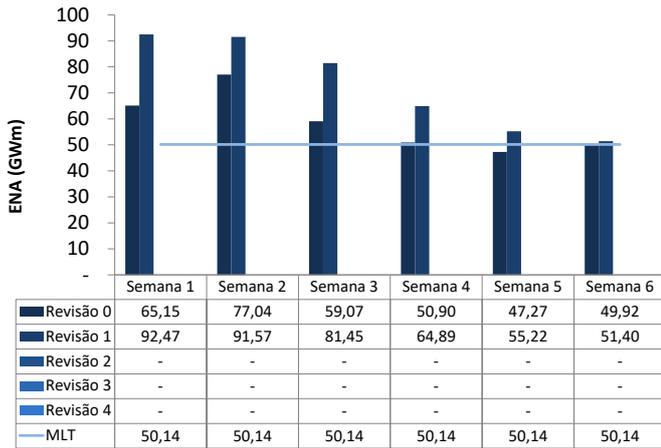


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde outubro de 2023. Para outubro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 51.100 MWmédios. Já para novembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 65.500 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 78.400 MWmédios.

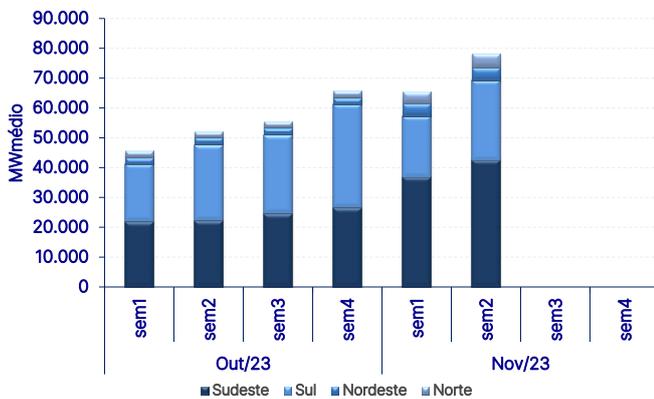


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN – outubro e novembro de 2023

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

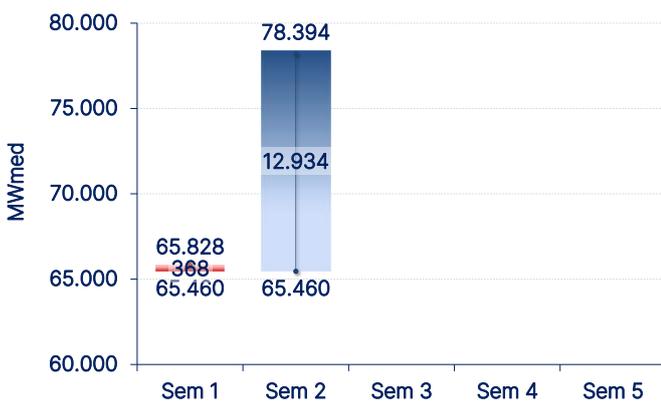


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 5 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a primeira e a segunda semana de novembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
5.865	6.352	-107	825

Armazenamento inicial

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

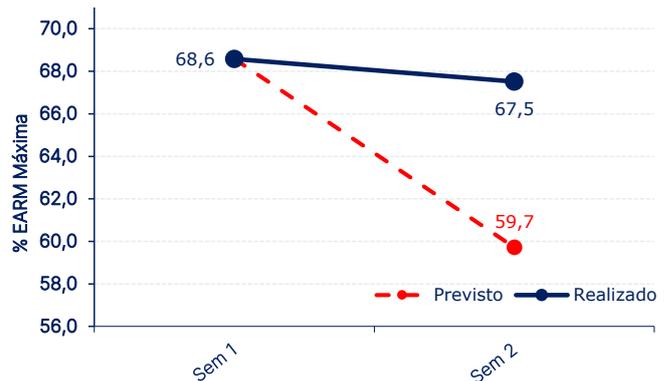


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 59,7% (Energia Armazenada de 175.226 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 67,5% (Energia Armazenada de 198.072 MWmês), o que representou um aumento de 22.846 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

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

Submercado	RV1 - previsto		RV1 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	62,8%	129.030	68,5%	140.742	5,7%	11.712
S	29,4%	6.015	87,6%	17.922	58,2%	11.907
NE	57,1%	29.531	59,2%	30.617	2,1%	1.086
N	67,6%	10.650	55,8%	8.791	-11,8%	-1.859
SIN	59,7%	175.226	67,5%	198.072	7,9%	22.846

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a segunda semana de novembro.

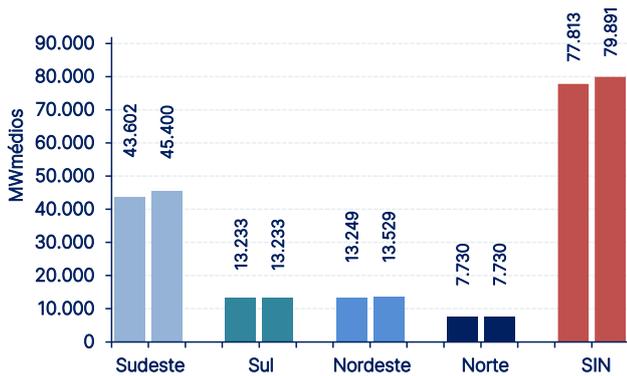


Gráfico 10 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 10 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a segunda semana operativa de novembro na RVO de novembro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de novembro (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de novembro.

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
1.798	-	280	-

No âmbito internacional, nos Estados Unidos, o indicador de Confiança do Consumidor, do Conference Board, recuou para +102,6 pontos em outubro. Quanto ao índice de custo do emprego, houve desaceleração do indicador no terceiro trimestre, apresentando um crescimento de +4,3% e um avanço de +1,1% na margem. A inflação ao consumidor americana apresentou estabilidade na margem, em setembro, fechando +0,40%. Na análise interanual, a inflação segue em compasso de desaceleração, atingindo +3,4% a.a. Dados de consumo indicam crescimento na margem, em setembro, de +0,4%, com recuperação dos gastos com bens duráveis e serviços, enquanto o crescimento da renda familiar disponível segue crescendo em ritmo inferior ao consumo das famílias. Tais resultados indicam a possibilidade de manutenção da política monetária restritiva por parte do FED. Na Zona do Euro, o PIB recuou -0,1% do segundo para o terceiro trimestre de 2023 (contra +0,2% no segundo trimestre) e cresceu +0,1% com relação ao terceiro trimestre de 2022 (contra +0,5% no segundo trimestre), denotando o enfraquecimento da economia europeia. O índice de inflação ao consumidor avançou +0,1% na margem, com destaque para a inflação dos bens industriais (+0,7%) e deflação do item energia (-1,1%). Na análise interanual, a inflação avançou +2,9% em outubro (contra +4,3% em setembro), merecendo destaque a inflação do item alimentação, álcool e tabaco (+7,5%). O índice de confiança econômica apresentou estabilidade em outubro, atingindo +93,3 (contra +93,4 em setembro), sendo o setor de serviços a apresentar alta no indicador (+4,5). Na China, o resultado do PMI da indústria de outubro, calculado pela Caixin, indica contração do PMI da indústria, que alcançou +49,5 pontos. Resultado análogo foi obtido pelo PMI oficial da indústria, que atingiu +49,5 pontos. O PMI do setor de serviços recuou para +50,6 pontos, impactado pelos resultados do setor financeiro e de construção. No contexto doméstico, os cinco índices de confiança, divulgados pela FGV, em outubro, apresentaram queda. No índice de confiança do consumidor, houve um recuo de -3,9% m/m, voltando aos +93,2 pontos. Merece destaque o fato de a retração ter ocorrido em todas as faixas de renda e no índice de expectativas. O índice de confiança da construção recuou -1,8% m/m, atingindo +96,3 pontos, no entanto, mantendo tendência de alta na análise trimestral (+0,4%). O índice de confiança da indústria recuou -0,2% m/m, atingindo +90,8 pontos, seguindo tendência de retração na análise trimestral (-0,4%). Por fim, os índices de confiança do comércio e dos serviços recuaram, -3,3% m/m e -1,7% m/m, atingindo +89,2 pontos e +95,3 pontos, respectivamente. Com relação a

incerteza na economia brasileira, o Índice de Incerteza Econômica - IIE-br, de outubro, avançou +3,8% m/m, atingindo +110,9 pontos. Na média móvel trimestral a tendência é de avanço de +2,3% na incerteza, sendo o resultado impactado pelo cenário externo, pela piora na inflação e pela mudança nas expectativas de cortes de juros. Com relação ao emprego, o Novo CAGED, de setembro, indica criação líquida de +103,1 vagas formais (contra +116,5 mil vagas formais em agosto). Merece destaque o fato de todos os grandes setores terem registrado criação líquida de vagas formais. O salário médio real de admissão apresentou queda de -0,4% m/m e alta de +0,7% na análise interanual. O salário médio real de desligamento avançou +0,4% m/m e +1,0% na análise interanual. A PNAD Contínua, divulgada pelo IBGE, indicou uma estabilidade na taxa de desemprego, atingindo +7,8% no trimestre findo em setembro. A população ocupada e a força de trabalho apresentaram quedas de -0,1%. Tanto o rendimento médio real efetivo e habitual tiveram altas relevantes, tanto na margem quanto na análise interanual, sendo de +1,1% e +4,8% para o rendimento médio real efetivo e, de +1,0% e +4,2% para o rendimento médio real habitual. Quanto a inflação, IGP-M de outubro apresenta inflação de +0,50% (contra +0,37% em setembro), reduzindo ímpeto deflacionário dos preços agropecuários (-0,27%) e desaceleração da inflação dos preços industriais (+0,91%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,89%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de novembro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 77.393 MW médios para o SIN, ajustados na 1ª revisão para 79.486 MW médios (+2,7%). Com relação a 1ª revisão, todos os submercados aumentaram a carga estimada, totalizando 2.092 MW médios. Comparando com os valores verificados em novembro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento +7.555 MW médios (+10,5%) e de +7.623 MW médios (+10,6%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de novembro é de 4.039 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 77.393 MW médios da 1ª Revisão da Carga PMO e da carga de 76.426 MW médios da 2ª RQ do PLAN.

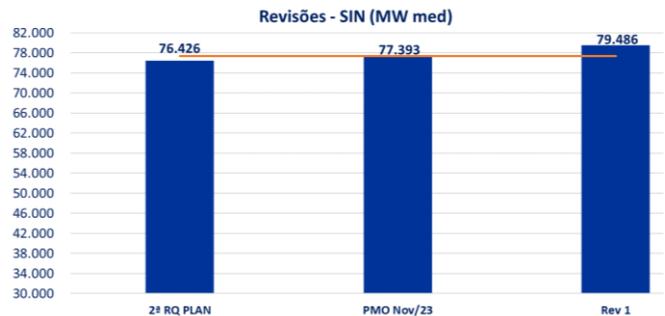


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de novembro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada na 1ª Revisão do PMO de novembro de 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2023-2027. Comparando as previsões da 1ª Revisão da Carga 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 (+14,4%).

Tabela 8 - Comparação entre a carga prevista para o PMO de Nov/23 e a carga observada em Nov/22 e a projeção da 2ª RQ do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Novembro/22	2ª RQ PLAN (23-27)
SE/CO	+4.514 (+11,1%)	+1.809 (+4,2%)
Sul	+705 (+5,6%)	+57 (+0,4%)
Nordeste	+1.439 (+12,0%)	+236 (+1,8%)
Norte	+965 (+14,4%)	+399 (+5,5%)
SIN	+7.623 (+10,6%)	+3.059 (+4,0%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento da carga em todos os submercados, totalizando +3.059 MW

médios (+4,0%). O Norte foi o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+5,5%).

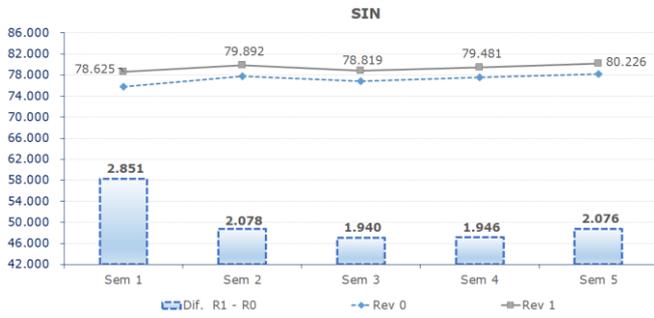


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de novembro de 2023

Comparando a carga verificada na 1ª semana operativa de novembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento de +2.851 MW médios (+3,8%) no somatório da carga verificada em todos os submercados. Para a 2ª semana operativa, somente as cargas dos submercados SE/CO e Nordeste foram acrescidas em +2.078 MW médios (+2,7), enquanto as cargas dos submercados Sul e Norte foram mantidas. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +79.892 MW médios (vide Gráfico 13).

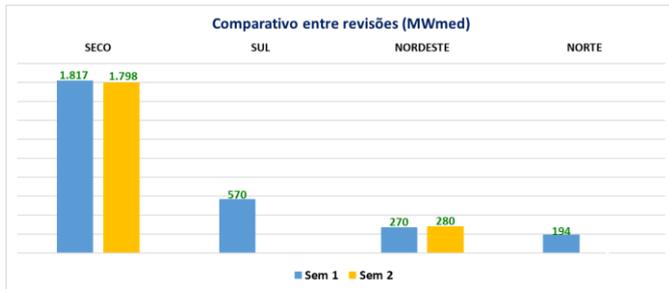


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revis 1 e 2 para as 1ª e 2ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga na última semana operativa, as projeções foram também ajustadas a maior para as demais semanas operativas do mês de novembro. Isso pode ser observado na Tabela 9, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 9 - Carga prevista para o mês de novembro de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	75.774	77.814	76.878	77.535	78.150
RV1	78.625	79.892	78.819	79.481	80.226

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 14, Gráfico 15 e Gráfico 16 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

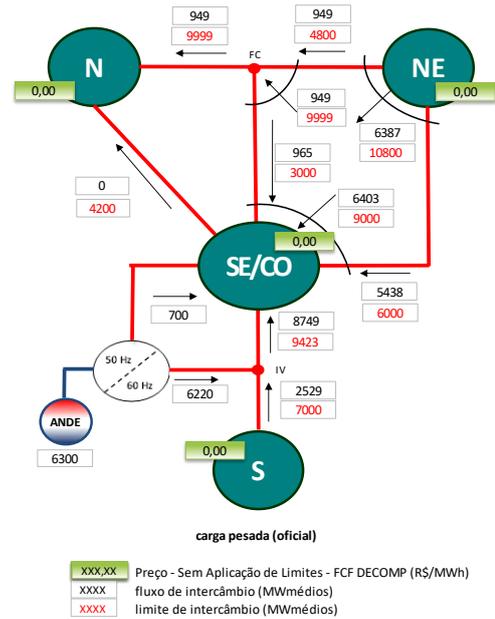


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

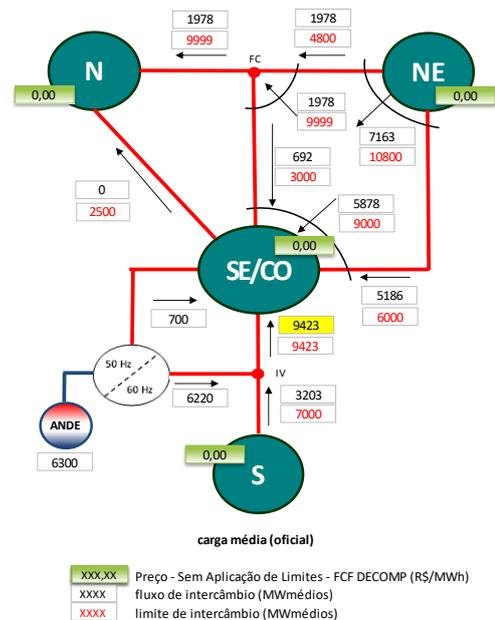


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

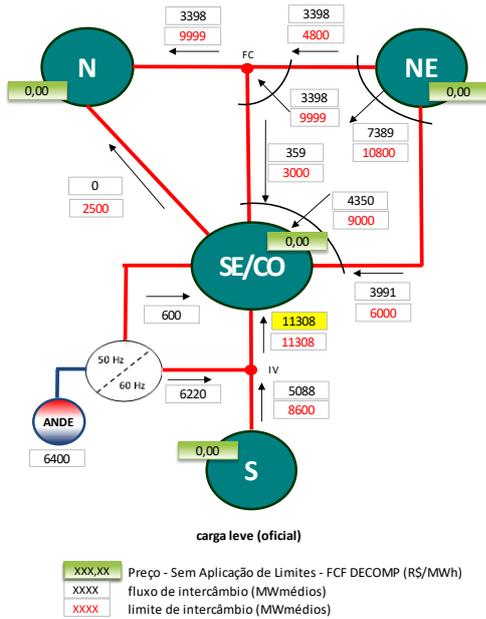


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 1.032, de 26 de julho de 2022, estabeleceu que, a partir de janeiro de 2020, os agentes termelétricos de geração poderão declarar para o PMO e suas revisões, valor inferior ao CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE. Destaca-se ainda que o valor de CVU declarado teria vigência de acordo com o período declarado pelo agente, limitado ao mínimo da semana operativa e máximo ao mês operativo em questão. Para os demais meses será considerado o CVU aprovado pela ANEEL ou atualizado pela CCEE.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 10 as declarações de CVU para a segunda semana operativa de novembro de 2023.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a segunda semana operativa de novembro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
SAO SEPE	103,40	108,11
B.BONITA I	708,84	741,22

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF.

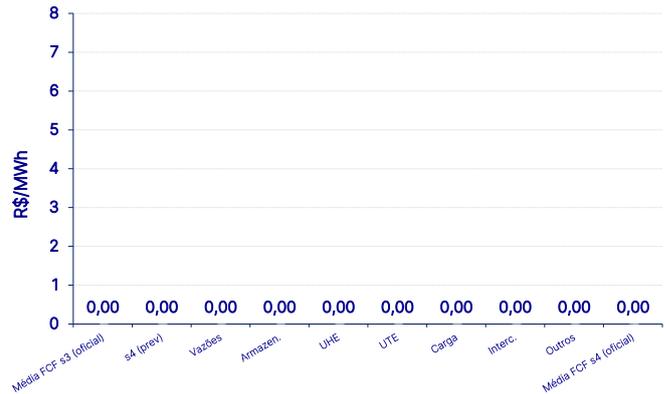


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a segunda 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.

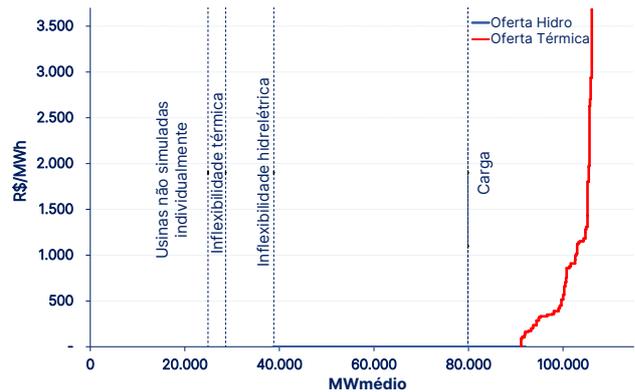


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – outubro e novembro de 2023

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de outubro de 2023.

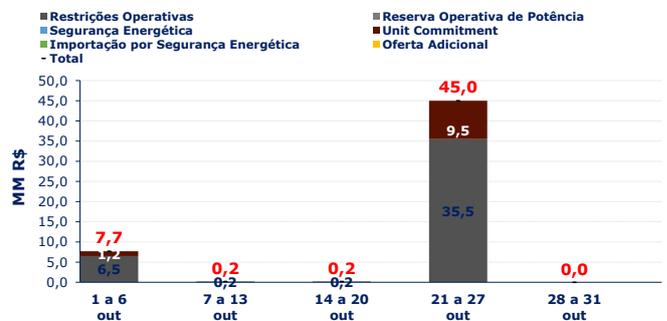


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de outubro

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

Tabela 11 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de outubro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição Operativa (R\$ MM)							
Sudeste	6,06	-	-	21,82	-	-	27,88
Nordeste	0,23	-	-	11,36	-	-	11,59
Norte	0,20	0,22	0,17	2,29	-	-	2,88
Total	6,49	0,22	0,17	35,47	0,00	0,00	42,35
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	1,18	-	-	5,25	-	-	6,43
Nordeste	0,06	-	-	3,99	-	-	4,05
Norte	1,24	0,00	0,00	9,46	0,00	0,00	10,70
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 53,05 milhões, sendo R\$ 10,70 milhões por unit commitment e R\$ 42,35 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de novembro de 2023.

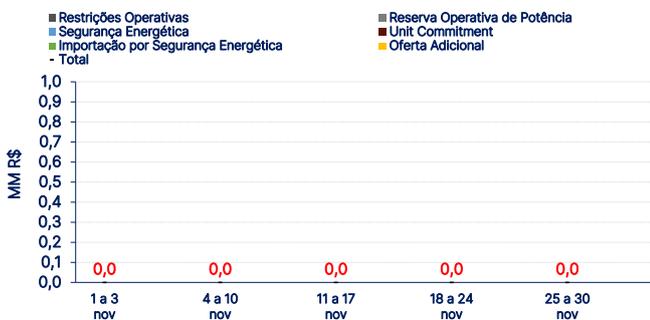


Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de novembro

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

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 30 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 31 de outubro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 1 de novembro são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 a 30 de novembro 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 1 de novembro de 2023.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim 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.

Custo devido ao 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.

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 outubro é apresentada no Gráfico 21.

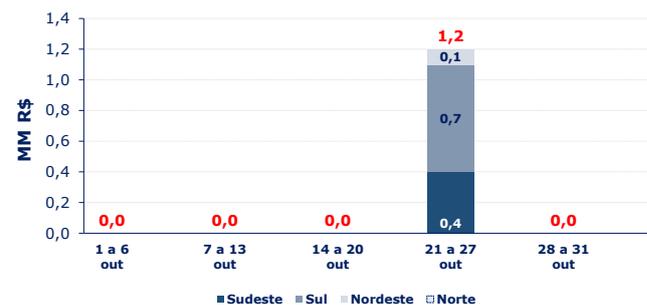


Gráfico 21 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de outubro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 resulta na expectativa de R\$ 1,20 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para outubro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para novembro é apresentada no Gráfico 22.

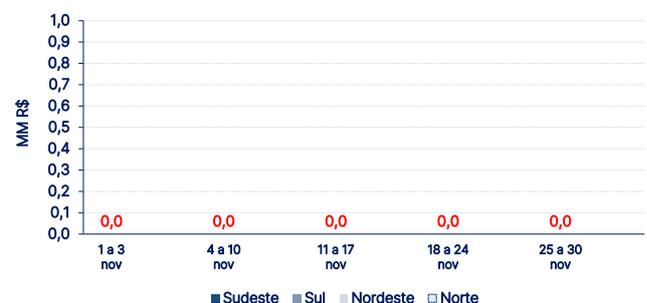


Gráfico 22 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de novembro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para novembro.

Fator de Ajuste do MRE

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

O Gráfico 23 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para novembro de 2023.

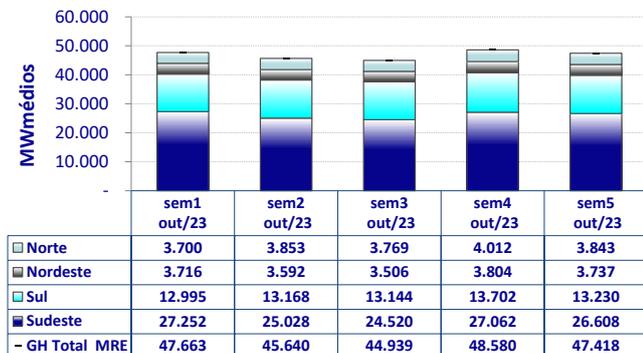


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 24 e no Gráfico 25 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para outubro e novembro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – agosto/2023", publicado em 11 de outubro 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 a 30 de outubro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 31 de outubro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 1 de novembro são idênticos aos do dia 31.

A expectativa para o período de 2 a 30 de novembro 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 1 de novembro 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 outubro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

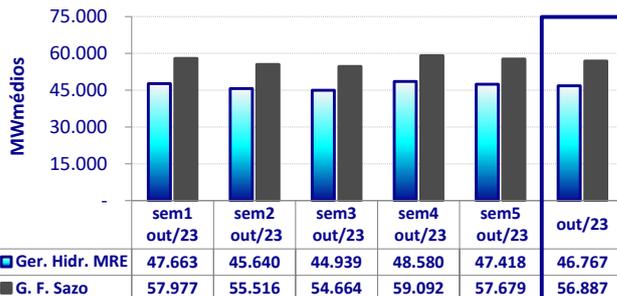


Gráfico 24 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de outubro de 2023

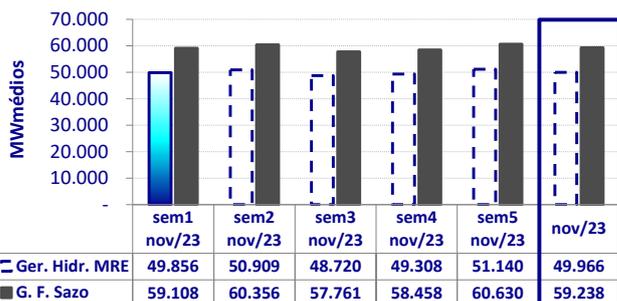


Gráfico 25 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro de 2023

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de outubro e novembro de 2023 (ainda não contabilizados).

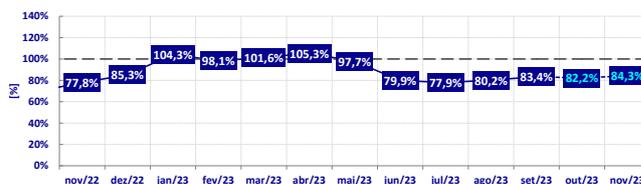


Gráfico 26 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico, o qual considera a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"). Além do valor mensal para os meses de outubro e novembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

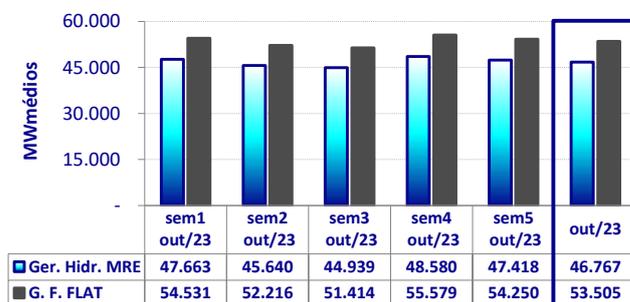


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de outubro de 2023

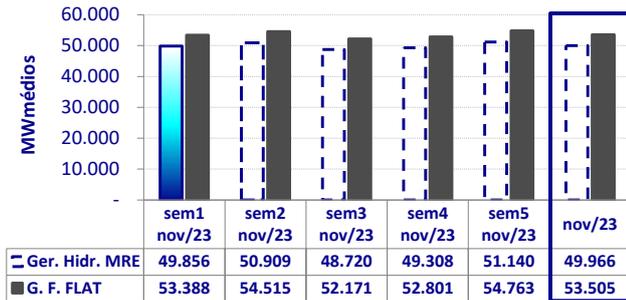


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro de 2023

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE considerando a garantia física com a sazonalização uniforme ("flat"), bem como a estimativa do mês de outubro e novembro de 2023 (ainda não contabilizados).

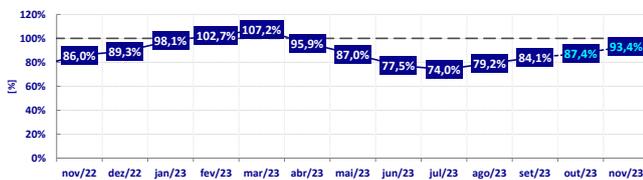


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a primeira semana operativa de novembro de 2023 não foram identificadas inconsistências.

Histórico de versões

Versão 2 – Atualizadas as informações referentes a 1ª semana operativa, e a avaliação semanal de carga.