

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<sup>1</sup> 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 janeiro de 2024.

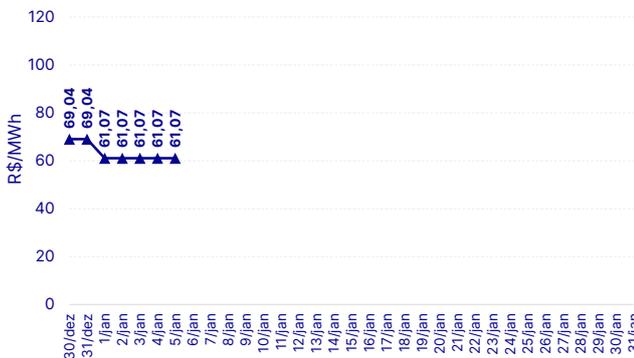


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da primeira semana operativa, que corresponde ao período de 30 de dezembro de 2023 a 5 de janeiro de 2024, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

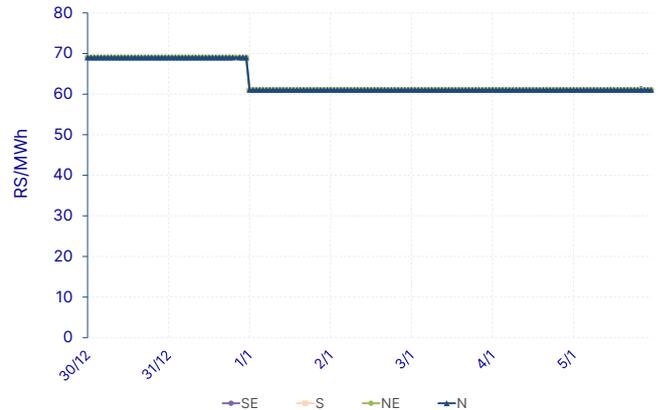


Gráfico 2 – PLD em base horária da primeira semana operativa

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 janeiro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
63,35	63,35	63,35	63,35

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
MWméd	74.385	2.189	3.109	5.215	2.351	52.129	4.718	4.675
%	100%	3%	4%	7%	3%	70%	7%	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 30 de dezembro de 2023 a 5 de janeiro de 2024.

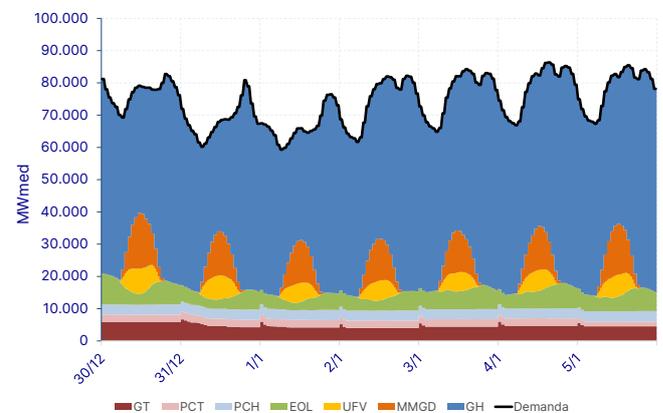


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a primeira semana operativa

<sup>1</sup>Custo 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 6 a 12 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 primeira e da segunda semana de janeiro.

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

Submercado	FCF		
	1ª sem - jan	2ª 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 6 a 12 de janeiro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para janeiro de 2024, espera-se que as afluências fechem em torno de 72% da MLT para o sistema, sendo 70% no Sudeste; 114% no Sul; 52% no Nordeste e 75% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.714 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -2.071 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -485 MWmédios no submercado Sul e -158 MWmédios no submercado Norte. Não houve variação no submercado Nordeste.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.874 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.644 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -429 MWmédios no submercado Sul, 311 MWmédios no submercado Nordeste, -112 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.

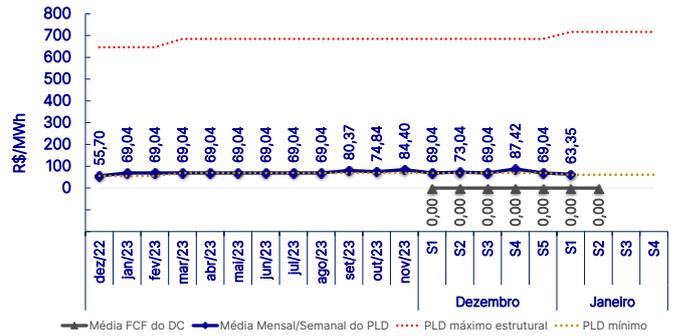


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

## 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.

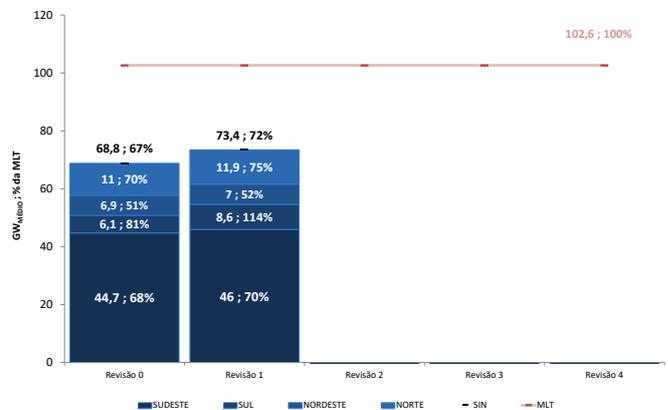


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

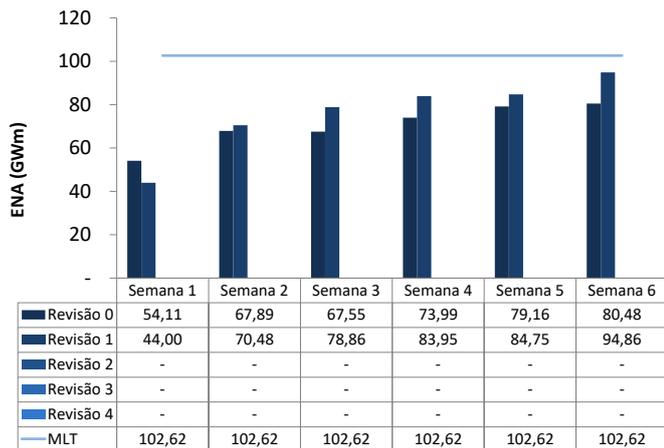


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde dezembro de 2023. Para dezembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 70.700 MWmédios. Já para janeiro, os valores de afluências ficaram próximos aos 80.300 MWmédios na primeira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 80.400 MWmédios.

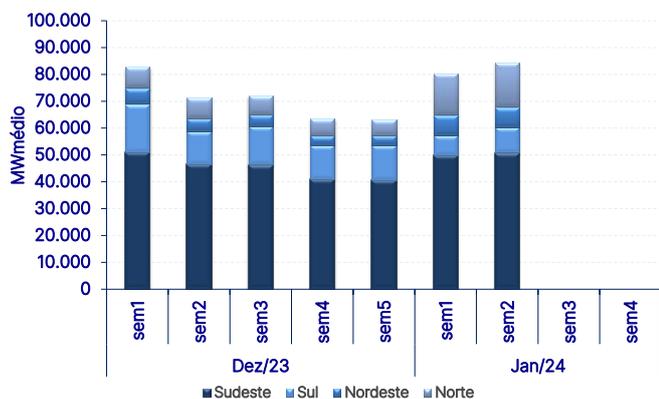


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - dezembro de 2023 e janeiro de 2024

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



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 janeiro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
933	2.081	38	880

### Armazenamento inicial

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

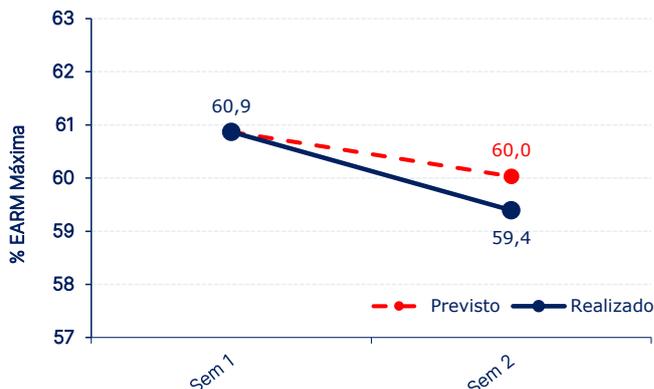


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 60,0% (Energia Armazenada de 176.233 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 59,4% (Energia Armazenada de 174.359 MWmês), o que representou uma queda de -1.874 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 janeiro

Submercado	RV1 – previsto		RV1 – realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	61,0%	125.332	60,2%	123.888	-0,8%	-1.644
S	90,2%	18.454	88,1%	18.025	-2,1%	-429
NE	48,6%	25.135	49,2%	25.446	0,6%	311
N	45,9%	7.312	45,2%	7.200	-0,7%	-112
SIN	60,0%	176.233	59,4%	174.359	-0,6%	-1.874

### Carga - DECOMP

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

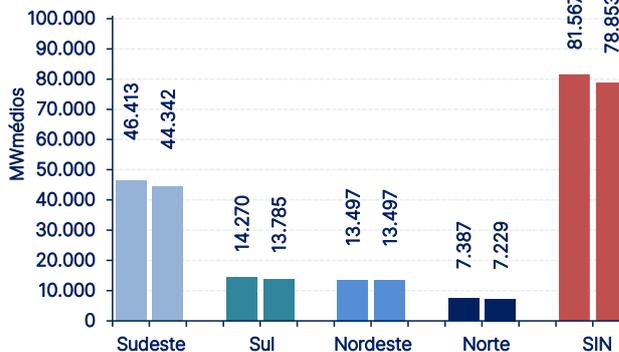


Gráfico 10 – Carga no SIN

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 janeiro na RVO de janeiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV1 de janeiro (2ª coluna). A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a segunda semana operativa de janeiro.

Tabela 7 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-2.071	-485	-	-158

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 do 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 11 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, ajustados na 1ª revisão para 81.377 MW médios. Ante os valores verificados em janeiro de 2022 e 2023 houve aumento, em MW médios, respectivamente de +7.323 (+9,9%) e +6.758 (+9,1%) para o SIN.

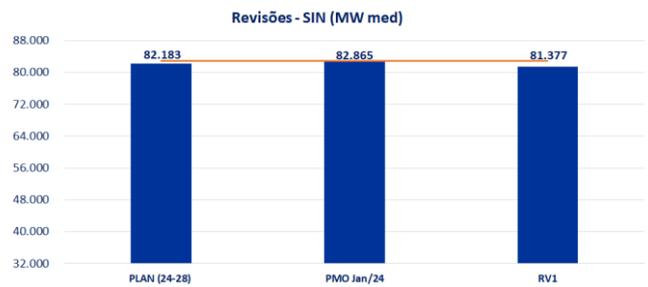


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de janeiro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da revisão 1 do PMO de janeiro 2024 e em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 1ª revisão com os valores verificados em janeiro de 2023, as projeções são de crescimento em todos os submercados. Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, houve diminuição em todos os submercados.

Tabela 8 – 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	+4.439 (+10,6%)	-227 (-0,5%)
Sul	+230 (+1,7%)	-387 (-2,7%)
Nordeste	+1.299 (+10,7%)	-40 (-0,3%)
Norte	+789 (+12,1%)	-152 (-2,0%)
SIN	+6.758 (+9,1%)	-806 (-1,0%)

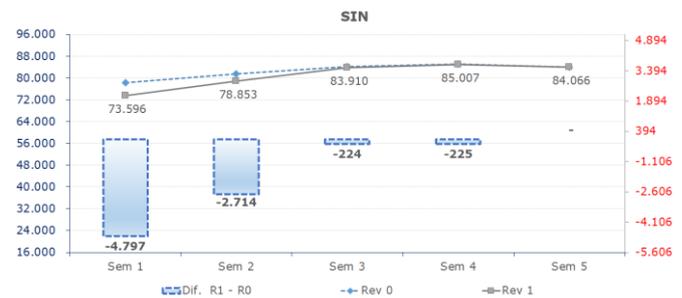


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de janeiro de 2024

Com relação a 1ª semana operativa de janeiro, ao comparar os montantes nas revisões 0 e 1 constata-se que a carga verificada foi inferior a projetada em todos os submercados, totalizando uma redução de -4.797 MW médios para o SIN. Para a 2ª semana operativa, espera-se comportamento análogo para todos os submercados (vide Gráfico 13).

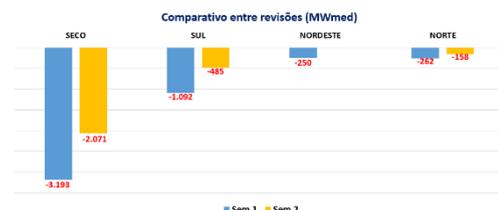


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das Revs 0 e 1 para as 1ª e 2ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga na última semana operativa, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de janeiro. 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 janeiro de 2024

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	78.393	81.567	84.134	85.232	84.066
RV1	73.596	78.853	83.910	85.007	84.066

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.

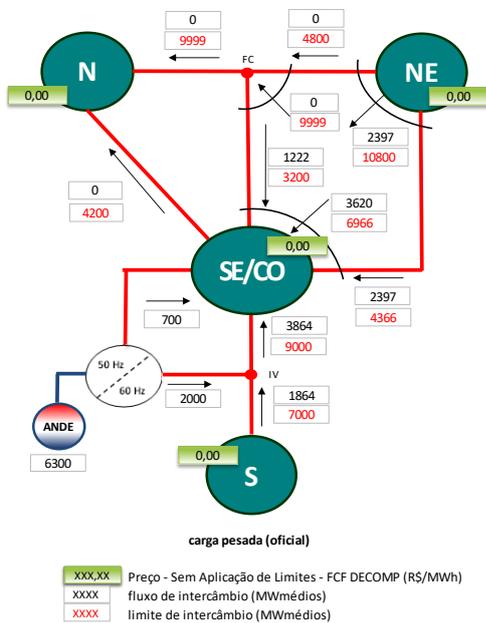


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

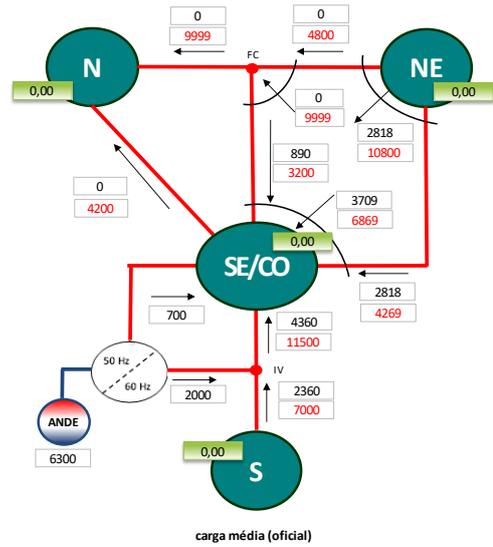


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

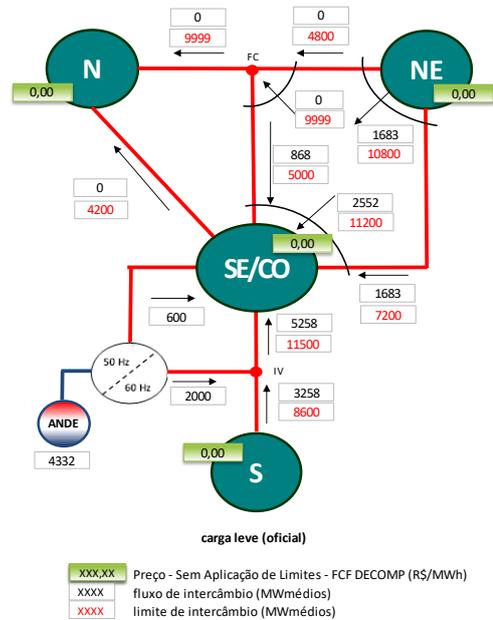


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

### 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.

Para a segunda semana operativa de janeiro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

## Decomposição da FCF do DECOMP

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

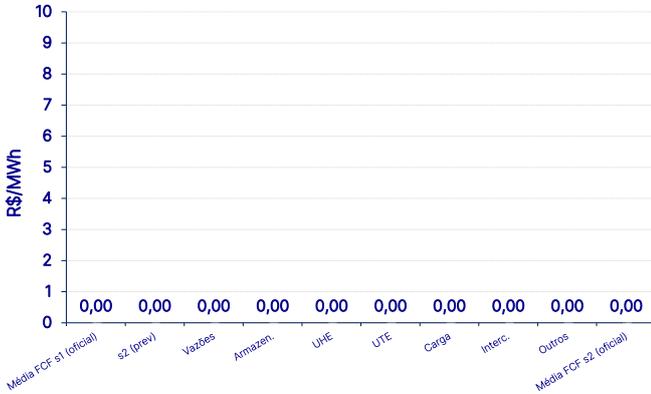


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

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.

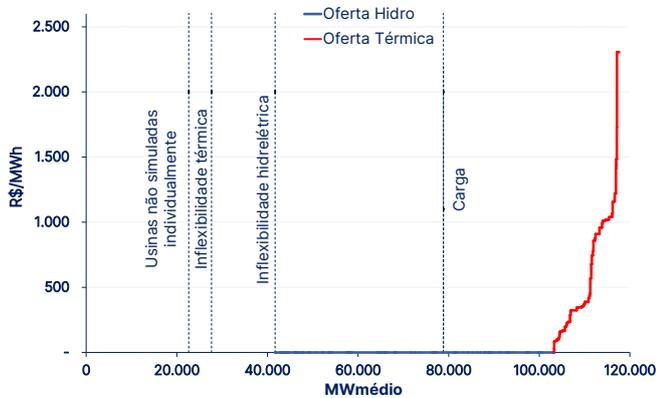


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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

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

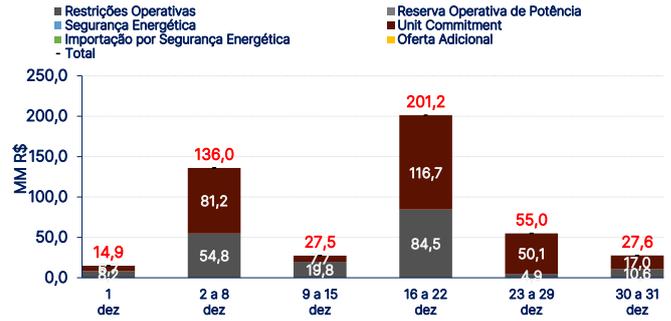


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro. A Tabela 10 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de dezembro.

Tabela 10 - 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
<b>Restrição operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	5,63	29,13	12,39	43,18	2,81	7,31	100,45
Sul	-	-	0,04	0,08	0,01	-	0,13
Nordeste	2,30	22,11	5,97	34,10	0,51	2,31	64,99
Norte	0,24	3,58	1,38	7,16	1,59	0,93	13,95
Total	8,17	54,82	19,78	84,52	4,92	10,55	182,76
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	3,11	56,24	5,95	74,94	26,98	9,68	176,90
Sul	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Nordeste	3,20	16,99	1,48	29,81	12,80	3,33	64,28
Norte	0,37	7,96	0,28	11,94	10,34	4,03	30,88
Total	6,68	81,20	7,71	116,69	50,12	17,04	279,44
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 462,20 milhões, sendo R\$ 279,44 milhões por unit commitment e R\$ 182,76 milhões devido a restrições operativas.

O Gráfico 20 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de janeiro de 2024.



Gráfico 20 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro. A Tabela 11 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de janeiro.

Tabela 11 – 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
<b>Restrição Operativa (R\$ MM)</b>							
Sudeste	2,10	-	-	-	-	-	2,10
Nordeste	0,55	-	-	-	-	-	0,55
Norte	0,78	-	-	-	-	-	0,78
<b>Total</b>	<b>3,43</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3,43</b>
<b>Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)</b>							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Unit Commitment (R\$ MM)</b>							
Sudeste	8,83	-	-	-	-	-	8,83
Nordeste	0,28	-	-	-	-	-	0,28
Norte	5,89	-	-	-	-	-	5,89
<b>Total</b>	<b>15,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>15,00</b>
<b>Oferta Adicional (R\$ MM)</b>							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Importação por Segurança Energética (R\$ MM)</b>							
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

O total dos valores apresentados no Gráfico 20 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 18,43 milhões, sendo R\$ 15,00 milhões por unit commitment e R\$ 3,43 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º de dezembro de 2023 a 3 de janeiro de 2024 pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 4 de janeiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 5 de janeiro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 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 1 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/SGR/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 de 2023 é apresentada no Gráfico 21.

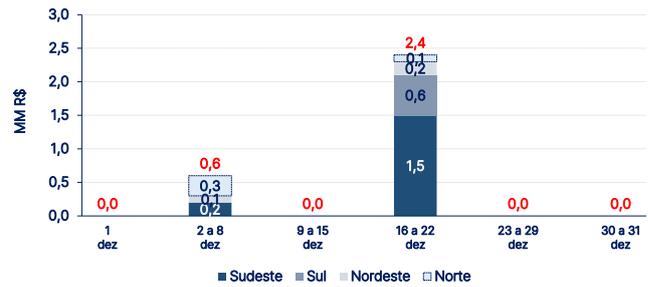


Gráfico 21 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 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 de 2024 é apresentada no Gráfico 22.

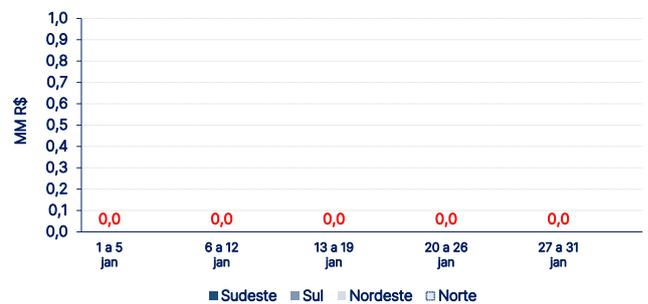


Gráfico 22 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2024

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

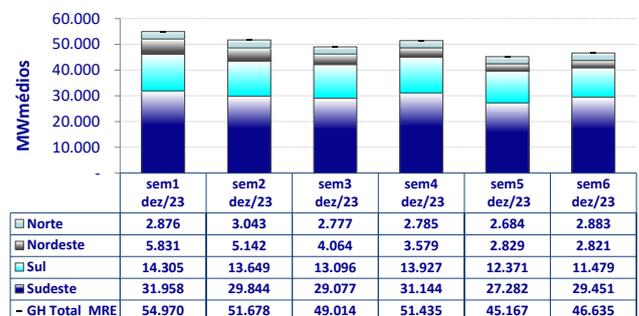


Gráfico 23 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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 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.

A garantia física sazonalizada de 2024 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 preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 001/24, de 2 de janeiro de 2024.

O valor estimado de geração para o período de 1º de dezembro de 2023 a 3 de janeiro de 2024 pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 4 de janeiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 5 de janeiro são idênticos aos do dia 4.

A expectativa para o período de 6 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 1 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 de 2023 e janeiro de 2024, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

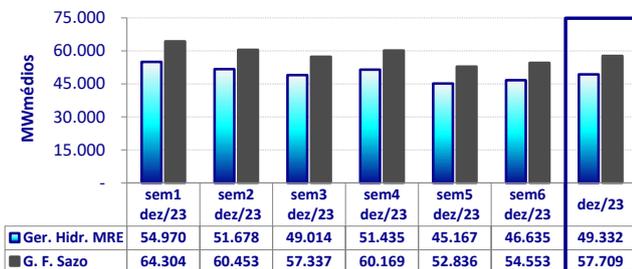


Gráfico 24 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro de 2023

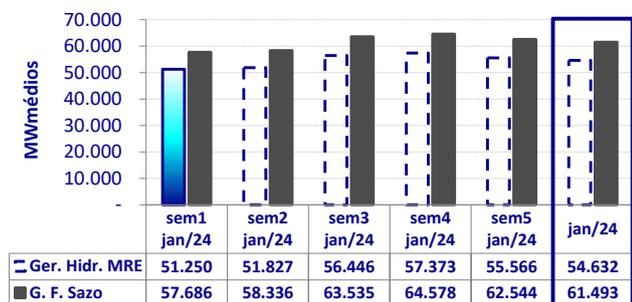


Gráfico 25 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro de 2024

O Gráfico 26 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de dezembro de 2023 e janeiro de 2024 (ainda não contabilizados).

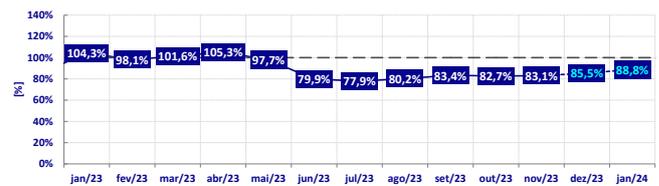


Gráfico 26 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 dezembro e janeiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

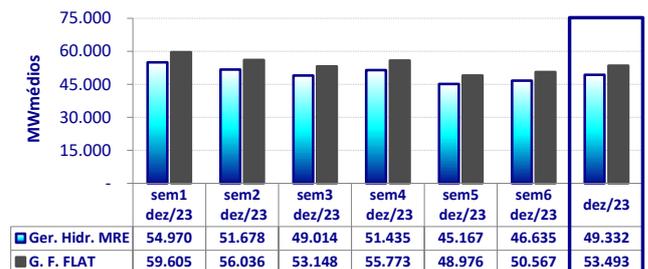


Gráfico 27 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro de 2023

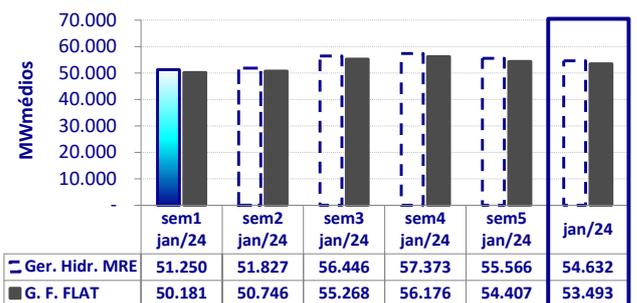


Gráfico 28 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro de 2024

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 dezembro de 2023 e janeiro de 2024 (ainda não contabilizados).

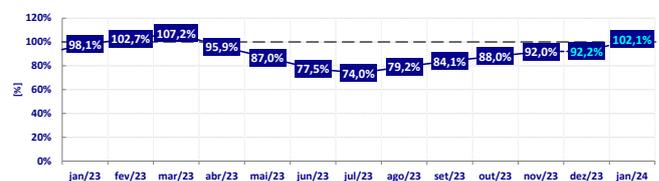


Gráfico 29 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

## 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 janeiro de 2024 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

1 – O FSARH 636, que define um nível máximo para a UHE Samuel, é uma restrição sazonal válida entre 01 de janeiro e 30 de junho. Portanto, nos decks do modelo DESSEM da primeira semana operativa de janeiro de 2024 (30/12/2023 a 05/01/2024), essa restrição deveria ter sido modelada com vigência a partir do dia 01/01/2024. Porém, de forma equivocada, nos decks dos dias 30 e 31 de dezembro de 2023, o FSARH 636 não foi considerado

Além disso, durante a primeira semana operativa de dezembro de 2023 foi identificada uma inconsistência que impactou no cálculo do PLD, sendo informado apenas no Encontro do PLD realizado no dia 27/11/2023, porém não publicada no boletim a época, sendo assim, destacamos abaixo a mencionada inconsistência:

1 – Para o caso do dia 26 de novembro de 2023 (domingo), apenas para o caso da CCEE, a restrição FNS (Fluxo Norte – Sudeste), representada no registro de restrições elétricas especiais, RE 900, do arquivo ENTADADOS.DAT foi considerado equivocadamente apenas a partir do segundo dia do caso. Isso se deu devido a um problema no tratamento automatizado para consideração das restrições elétricas especiais realizado durante a conversão do caso do ONS em caso CCEE, no qual, não houve a substituição da vigência inicial D+1 para D (ou seja, de 27 para 26 ou "1"), para o caso sem rede elétrica, impactando erroneamente na duração da restrição que deveria vigor durante todo horizonte do deck. Cabe destacar que, para o caso ONS, essa restrição é modelada apenas para o período sem rede elétrica, a partir do D+1, uma vez que para o primeiro dia essa restrição é modelada por meio dos arquivos de rede elétrica. Enquanto, para o caso da CCEE, por ser sem rede elétrica, essa restrição deve ser representada ao longo de todo o horizonte de estudo.

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

## Histórico de versões

Versão 2 – Retificado o valor do preço semanal da 1ª semana operativa no Gráfico 4.