

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

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

O boletim também apresenta a estimativa dos Encargos de Serviços do Sistema - ESS, originados por razão de segurança energética e por restrições elétricas no sistema; a estimativa dos custos devido ao descolamento entre o Custo Marginal de Operação - CMO¹ e o PLD e a estimativa do fator de Ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

PLD – 3ª semana operativa

O Gráfico 1 apresenta a média diária do PLD do submercado Sudeste/Centro-Oeste calculado e divulgado pela CCEE diariamente, considerando o modelo DESSEM para o mês de janeiro de 2023.

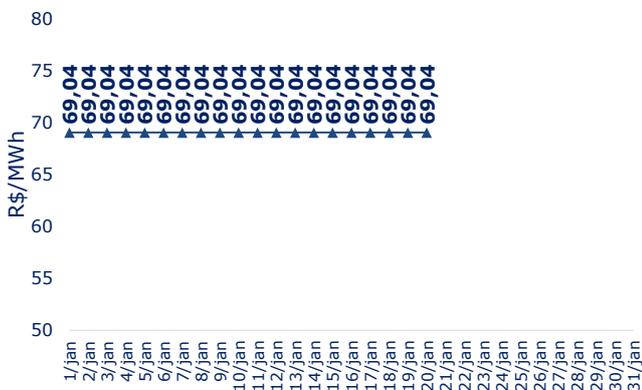


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 14 a 20 de janeiro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.



Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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

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

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

Devido ao acionamento de contingência durante a publicação do PLD durante a semana operativa, houve a não publicação do deck para os dias correspondentes. Desta forma, excepcionalmente nesta semana não serão apresentados os resultados semanais do modelo DESSEM.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 2 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 21 a 27 de janeiro 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 2 – 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 3 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de janeiro.

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

Tabela 3 – Comparação entre a FCF da terceira e da quarta semana de janeiro (em R\$/MWh)

Submercado	3ª sem - jan	4ª sem - jan	Varição %
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 21 a 27 de janeiro, não apresentaram variações em todos os submercados, fechando a R\$ 0,00/MWh.

Para janeiro de 2023, espera-se que as aflúências fechem em torno de 121% da MLT para o sistema, sendo 120% no Sudeste; 93% no Sul; 106% no Nordeste e 152% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 211 MWhmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou não apresentou variação no submercado Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, e apresentou variação de 381 MWhmédios no submercado Sul e -170 MWhmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 1.555 MWhmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 1.027 MWhmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 368 MWhmédios no submercado Sul, 1.293 MWhmédios no submercado Nordeste, -1.133 MWhmédios no submercado Norte.

O Gráfico 3 ilustra a evolução para o ano de 2022 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

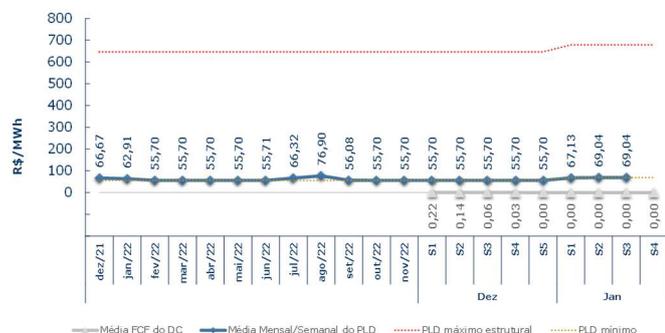


Gráfico 3 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

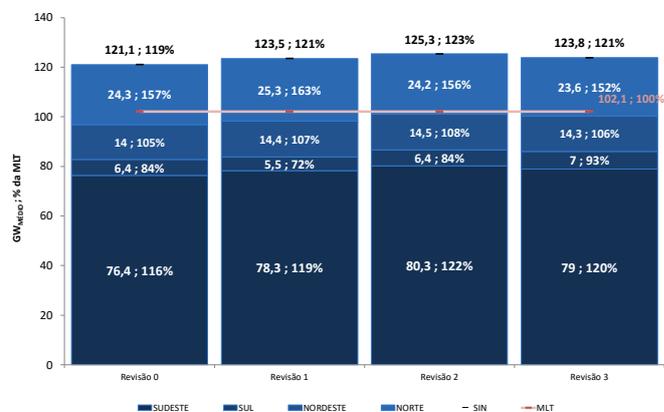


Gráfico 4 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

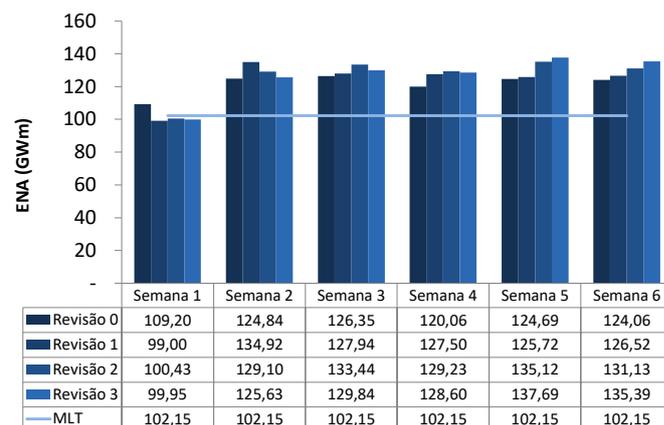


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 6 ilustra a evolução da ENA desde dezembro de 2022. Para dezembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 87.700 MWhmédios. Já para janeiro, os valores de aflúências ficaram próximos aos 125.400 MWhmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 124.600 MWhmédios.

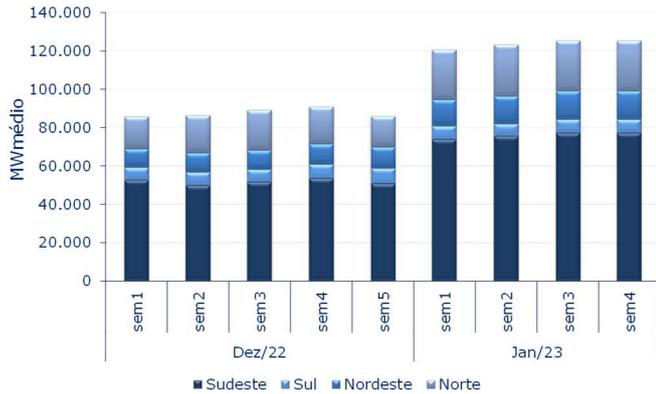


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - dezembro e janeiro de 2023

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



Gráfico 7 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 4 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira e a quarta semana de janeiro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 4 - ENA de acoplamento média no SIN (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.012	588	-144	-237

Armazenamento inicial

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

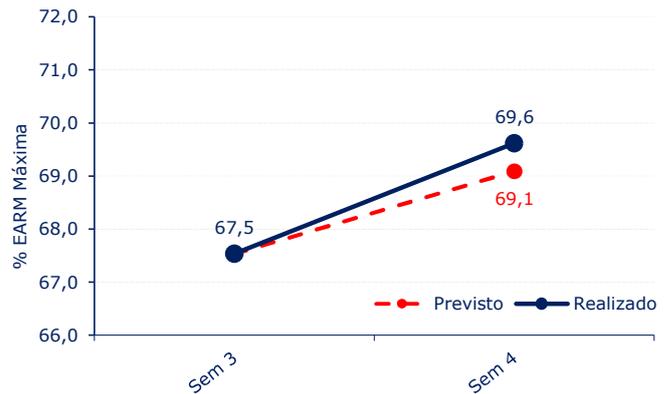


Gráfico 8 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,1% (Energia Armazenada de 202.401 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,6% (Energia Armazenada de 203.956 MWmês), o que representou um aumento de 1.555 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 5 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 5 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de janeiro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	65,3%	134.167	65,8%	135.194	0,5%	1.027
S	83,5%	17.084	85,3%	17.452	1,8%	368
NE	71,0%	36.720	73,5%	38.013	2,5%	1.293
N	94,2%	14.430	86,8%	13.297	-7,4%	-1.133
SIN	69,1%	202.401	69,6%	203.956	0,5%	1.555

Carga - DECOMP

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

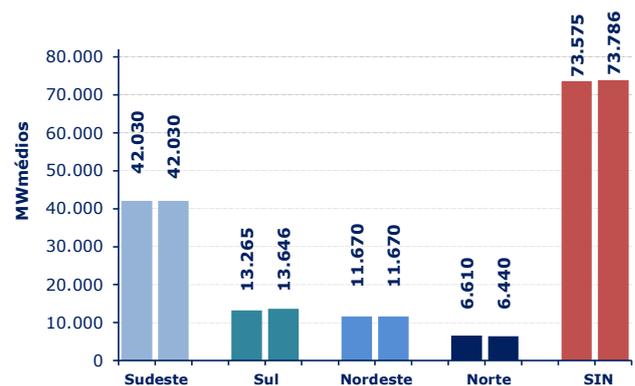


Gráfico 9 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 9 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de janeiro na RV2 de janeiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de janeiro (2ª coluna).

A Tabela 6 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de janeiro.

Tabela 6 – Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
00	381	0	-170

No âmbito internacional, nos Estados Unidos a produção industrial recuou -0,7% em dezembro, com forte recuo do setor manufatureiro (-1,3%). As vendas no varejo recuaram -1,1% na margem, queda essa semelhante ao do mês anterior, sendo o recuo fortemente impactado pela queda dos preços dos combustíveis. Na China, o PIB cresceu +3,0% a/a em 2022 contra +8,4% a/a em 2021. Merece destaque o crescimento da indústria (+3,8%) e do setor primário (+4,1%). A produção industrial avançou +1,3% a/a e +0,1% na margem em dezembro. O comércio varejista, em dezembro, apresentou queda na margem e no acumulado do ano, correspondendo a -0,1% e -1,8% a/a, respectivamente. A inflação na Zona do Euro, em dezembro, foi de +9,2% a/a contra +10,1% a/a em novembro, com destaque para a inflação nos preços da energia e dos alimentos. No contexto doméstico, a produção de papel ondulado teve recuo de -0,8% m/m em dezembro contra -1,7% m/m em novembro. Com isso, no acumulado do ano a queda da produção é de -2,2%. Dados da PNAD Continua apontam taxa de desemprego de +8,75% na margem em novembro contra +8,69% em outubro, com recuo, de -0,2%, da força de trabalho e população ocupada. Vale ressaltar que os rendimentos reais efetivos e habituais cresceram +0,8% m/m e +1,0% m/m, respectivamente. Quanto a inflação de janeiro, a 2ª prévia do IGP-M aponta desaceleração da inflação, atingindo +0,35% m/m (contra +0,77% m/m em dezembro), com destaque para desaceleração do IPA na esteira da desaceleração dos preços industriais (+0,38% em janeiro contra +1,50% em dezembro). O IGP-10 de janeiro desacelerou com relação a dezembro, atingindo +0,05% (contra +0,36% em dezembro), tendo os preços industriais deflacionado (-0,06%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2022 estão em torno de +3%, mesmo com a desaceleração esperada para o 4º trimestre de 2022. Para 2023, o Relatório Focus espera um crescimento do PIB em torno de +0,80%.

O Gráfico 10 apresenta a carga de janeiro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 73.353 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 71.212 MW médios, correspondendo a uma redução de -2.141 MW médios (-2,9%). Comparando com os valores verificados em janeiro de 2021 e 2022 houve redução para o SIN, em MW médios, de -1.136 (-1,6%) e -1.019 (-1,4%), respectivamente.

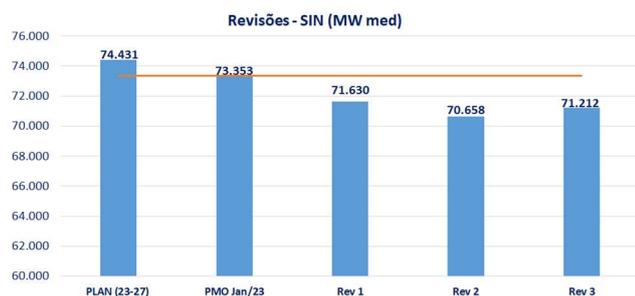


Gráfico 10 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Janeiro.

A Tabela 7 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de janeiro 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e o PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em janeiro de 2022, observa-se uma redução de -1.942 MW médios (-3,5%) na carga dos submercados SE/CO e Sul, e um aumento de +922 MW médios (+5,4%) na carga dos submercados Nordeste e Norte. O Norte é o

submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+11,6%).

Tabela 7 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Jan/23 e a carga observada em Jan/22 e a projeção do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Jan/22	PLAN (23-27)
SE/CO	-1.169 (-2,8%)	-2.657 (-6,2%)
Sul	-773 (-5,6%)	-245 (-1,8%)
Nordeste	+259 (+2,3%)	-93 (-0,8%)
Norte	+663 (+11,6%)	-224 (-3,4%)
SIN	-1.019 (-1,4%)	-3.219 (-4,3%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, todos os submercados apresentaram redução, sendo a mesma de -3.219 MW médios (-4,3%).

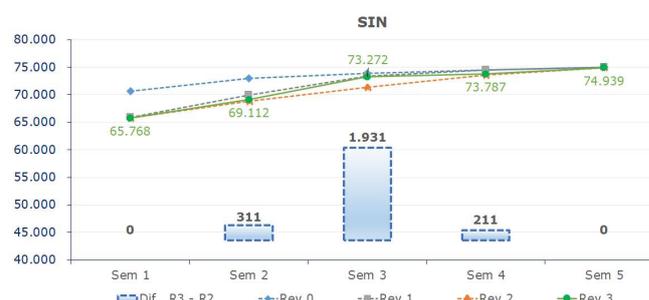


Gráfico 11 - Projeção da carga do PMO de Janeiro de 2023.

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de janeiro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento de +2.156 MW médios (+4,1%) no somatório da carga verificada dos submercados SE/CO e Sul e uma redução de -225 MW médios (-1,2%) no somatório da carga verificada nos submercados Norte e Nordeste. Para a 4ª semana operativa, houve um aumento de +381 MW médios (2,9%) na carga projetada no submercado Sul e uma redução de -170 MW médios (-2,6%) na carga projetada no submercado Norte. A carga projetada para os submercados SE/CO e Nordeste não sofreram alteração. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de + 73.787 MW médios (vide Gráfico 12).

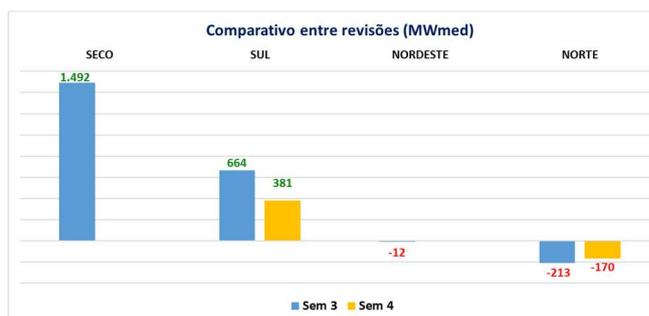


Gráfico 12 – Comparativo entre os montantes das Revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas a maior para as demais semanas operativas do mês de janeiro, exceto pela semana 5 em que a previsão de carga se manteve. Isso pode ser observado na Tabela 8, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 8 – Carga prevista para o mês de Janeiro de 2023.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	70.672	73.004	73.857	74.541	75.019
RV1	65.873	69.909	73.434	74.541	75.019
RV2	65.768	68.801	71.341	73.576	74.939
RV3	65.768	69.112	73.272	73.787	74.939

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 ilustram os fluxos de intercâmbio entre os submercados para os patamares de carga pesada, média e leve. Ressaltamos que nos quadrados verdes é ilustrado o valor dos custos marginais sem a aplicação dos limites de preço resultantes do processamento da FCF do modelo DECOMP.

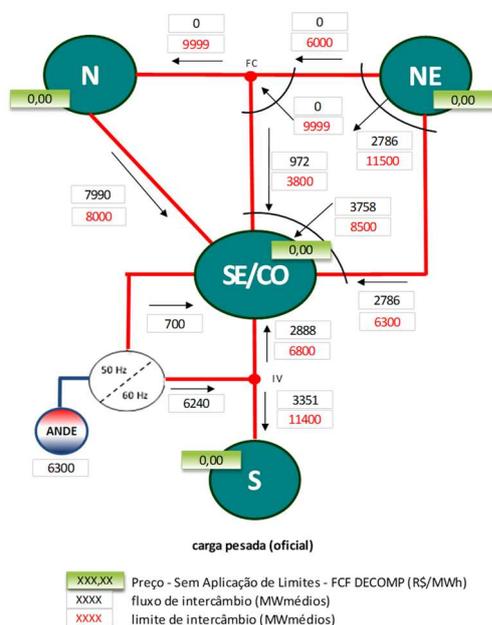


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

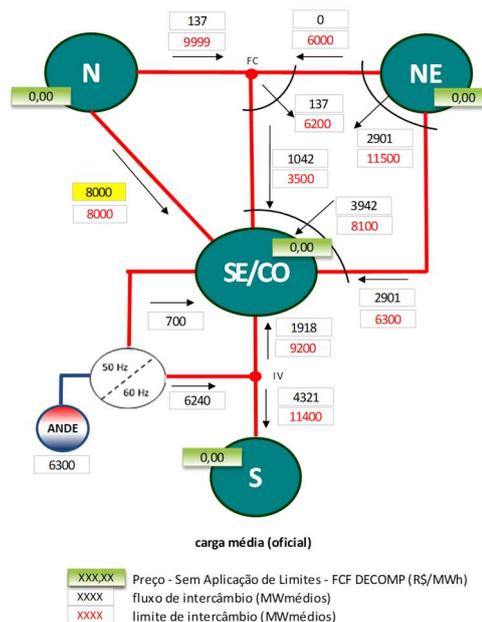


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

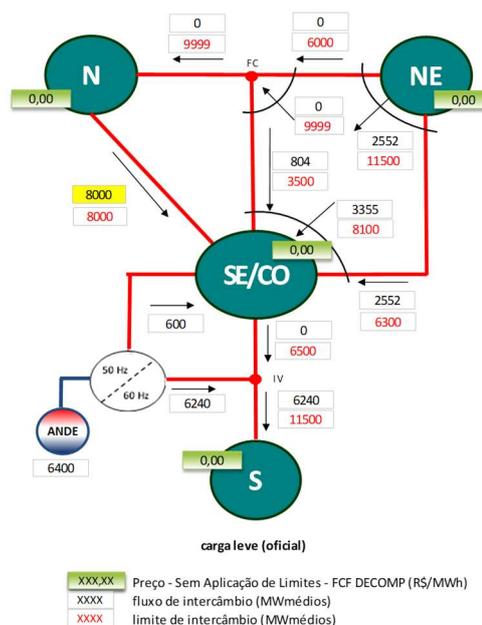


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 843/2019, de 2 de abril de 2019, 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 9 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de janeiro de 2023.

Tabela 9 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de janeiro

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
SAO SEPE	103,39	103,40
B.BONITA I	650,00	708,84

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 16 ilustra os principais impactos na FCF.

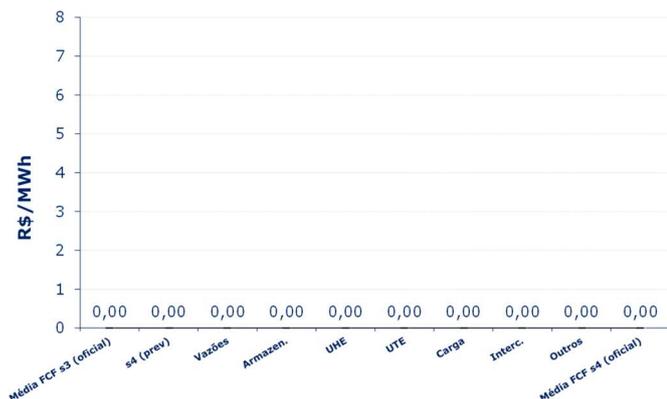


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, não foram observadas variações na FCF.

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

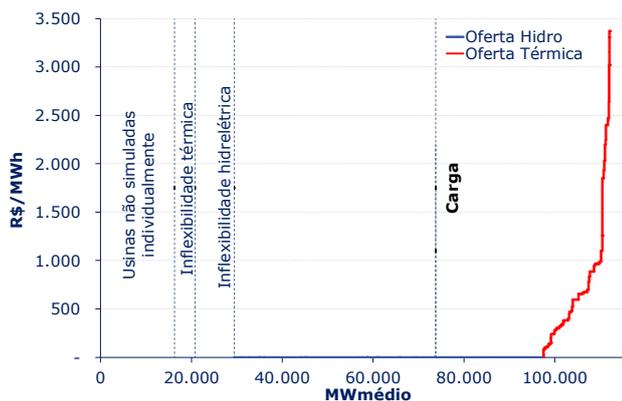


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS -janeiro de 2023

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de janeiro de 2023.

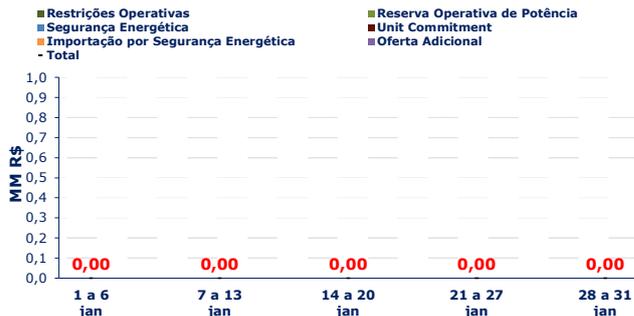


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de janeiro

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

Tabela 10 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de janeiro

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 18 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 18 de janeiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 19 podem ser encontrados no Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO. Os dados do dia 20 de janeiro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 31 de janeiro 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 3 de janeiro 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 janeiro é apresentada no Gráfico 19.

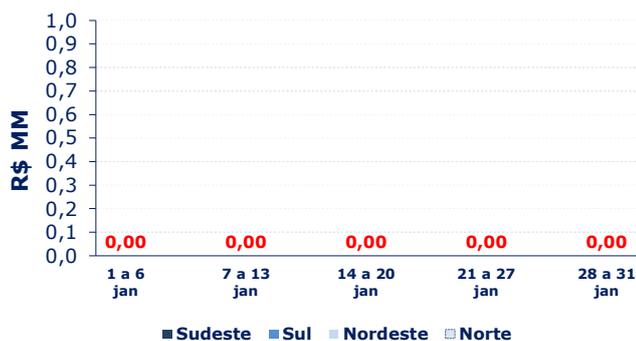


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de janeiro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 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 20 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para janeiro de 2023.

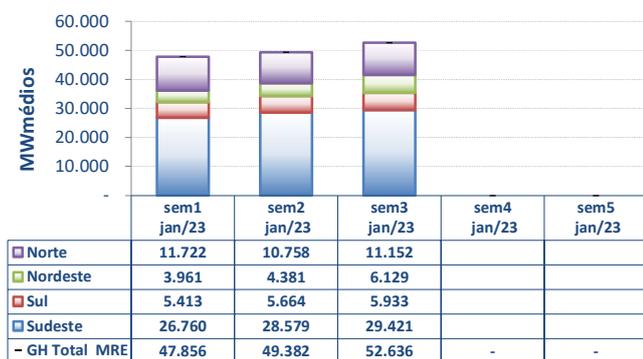


Gráfico 20 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 21 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para dezembro e janeiro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - novembro/2022", publicado em 6 de janeiro de 2022 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022. A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - novembro/2022", publicado em 6 de janeiro de 2023 e considera o fator preliminar de sazonalização divulgado no Comunicado nº 003/23, de 2 de janeiro de 2023. Com a divulgação da Revisão Ordinária da Garantia Física, apresentada na Portaria nº 709/GM/MME, de 30 de novembro de 2022, e a revisão de Garantia Física das usinas hidrelétricas pertencentes a Eletrobras, devido a desconstratação em regime de cotas, conforme publicada na Portaria nº 544/GM/MME, de 30 de agosto de 2021. Espera-se para o mês de janeiro de 2023 uma redução da ordem de 2,1 GW médios na garantia física associada ao MRE.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 18 de janeiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 19 podem ser encontrados no Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO. Os dados do dia 20 de janeiro são idênticos aos do dia 19.

A expectativa para o período de 21 a 31 de janeiro 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 3 de janeiro 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 dezembro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para dezembro e janeiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para janeiro.

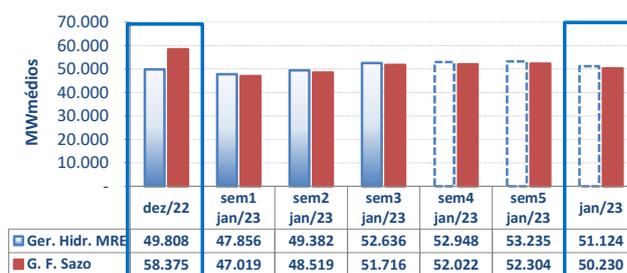


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de dezembro e de janeiro de 2023

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de dezembro e janeiro de 2023 (ainda não contabilizados).

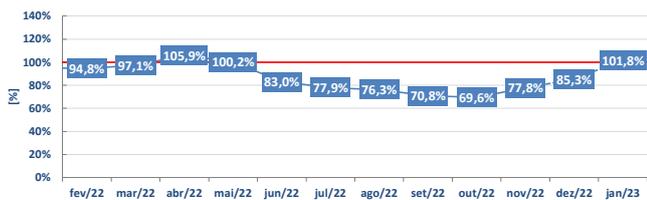


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 23 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 janeiro.

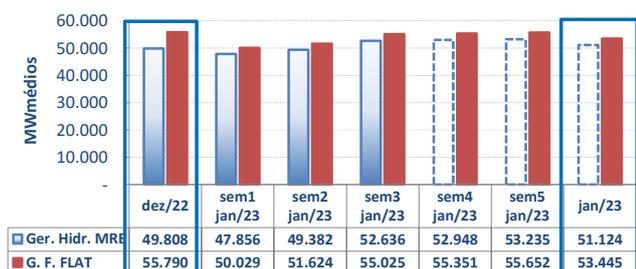


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de dezembro e de janeiro de 2023

O Gráfico 24 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 e janeiro de 2023 (ainda não contabilizados).



Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Inconsistências identificadas no cálculo do PLD

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

Durante a terceira semana operativa de janeiro de 2023 não foram identificadas inconsistências.