

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 fevereiro de 2023.

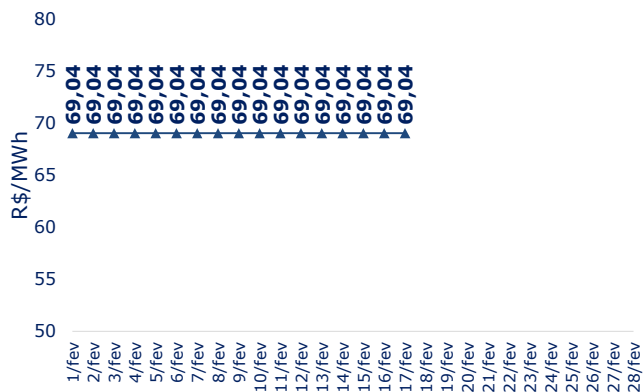


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 11 a 17 de fevereiro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

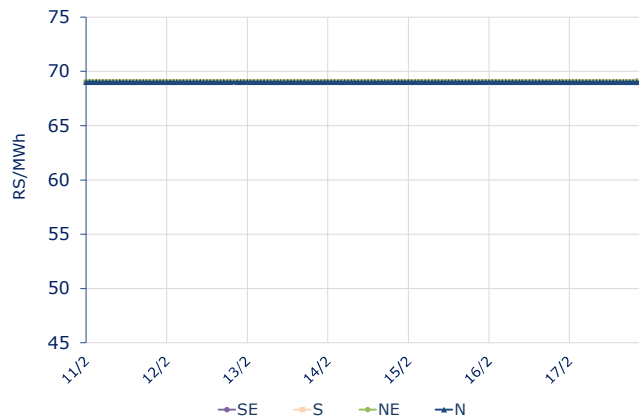


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 fevereiro (em R\$/MWh)

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

Analisando o balanço energético resultante do modelo DESSEM para a semana operativa, a Tabela 2 apresenta as médias semanais, em MW médios, 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
MWmed	76.549	1.479	3.941	9.743	2.029	56.101	3.255
%	100%	2%	5%	13%	3%	73%	4%

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 11 a 17 de fevereiro de 2023.

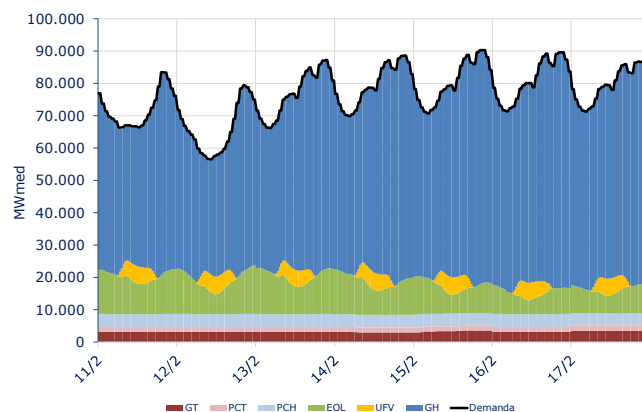


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de fevereiro 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 terceira e da quarta semana de fevereiro.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - fev	4ª sem - fev	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 18 a 24 de fevereiro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para fevereiro de 2023, espera-se que as afluições fechem em torno de 103% da MLT para o sistema, sendo 106% no Sudeste; 94% no Sul; 94% no Nordeste e 106% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 783 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 759 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -375 MWmédios no submercado Sul e 399 MWmédios no submercado Nordeste. O submercado Norte não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 10.750 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 3.698 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 7.161 MWmédios no submercado Sul, 672 MWmédios no submercado Nordeste, -781 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.

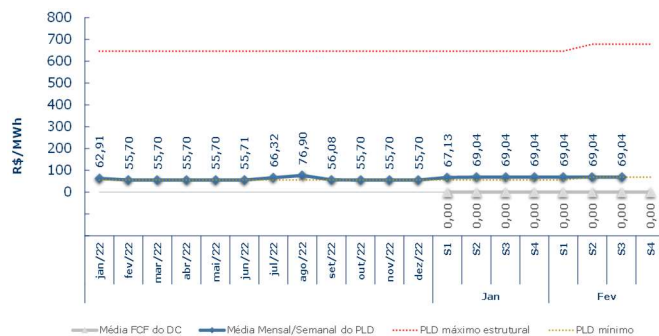


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluyente - ENA

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

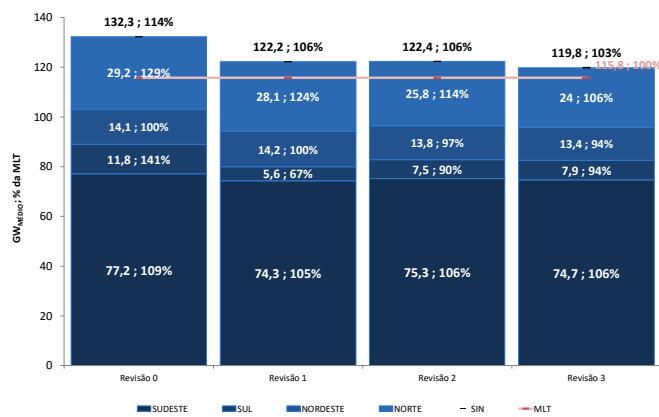


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

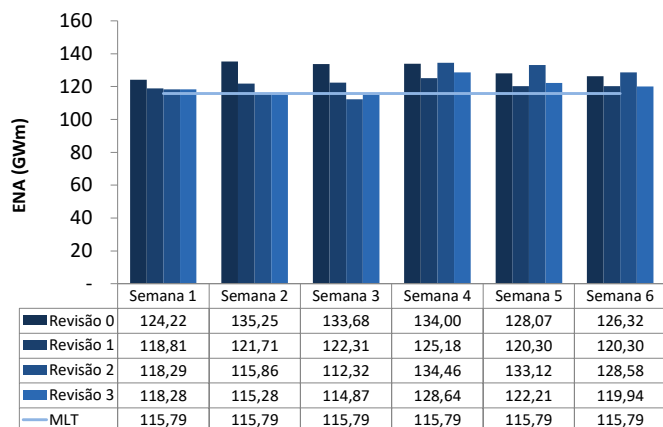


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde janeiro de 2023. Para janeiro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 123.500 MWh. Já para fevereiro, os valores de afliências ficaram próximos aos 117.800 MWh na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 115.000 MWh.

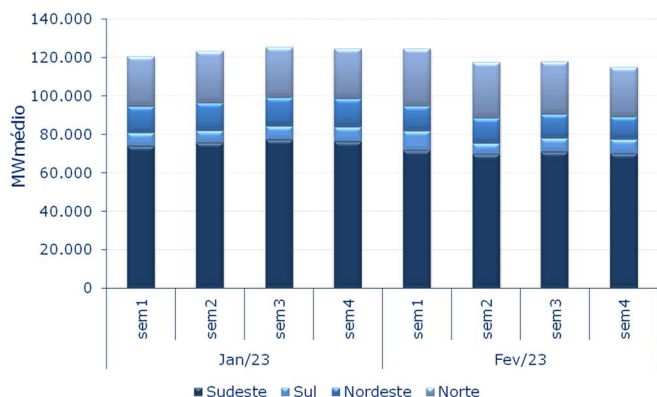


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - janeiro e fevereiro de 2023

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



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 terceira e a quarta semana de fevereiro considerada no horizonte do DECOMP.

Tabela 5 - ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
-905	286	-711	-1.556

Armazenamento inicial

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

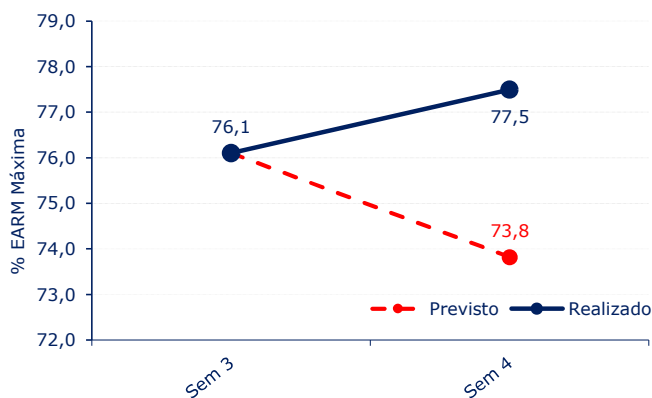


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 73,8% (Energia Armazenada de 215.832 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 77,5% (Energia Armazenada de 226.582 MWh), o que representou um aumento de 10.750 MWh em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 6 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 6 - EARM (MWh) prevista e realizada para a quarta semana operativa de fevereiro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	72,8%	149.577	74,6%	153.275	1,8%	3.698
S	50,4%	10.311	85,4%	17.472	35,0%	7.161
NE	80,4%	41.582	81,7%	42.254	1,3%	672
N	97,5%	14.362	92,2%	13.581	-5,3%	-781
SIN	73,8%	215.832	77,5%	226.582	3,7%	10.750

Carga - DECOMP

O Gráfico 10 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de fevereiro.

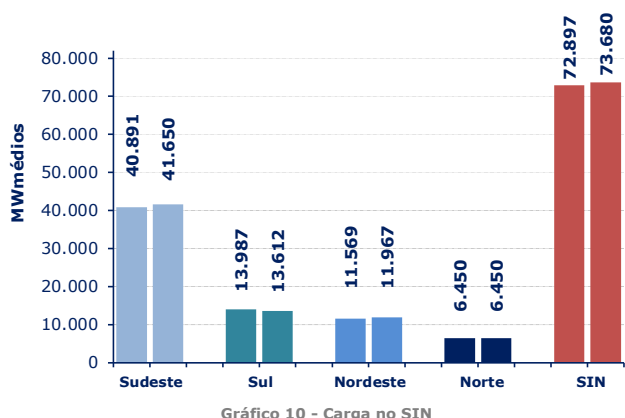


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 quarta semana operativa de fevereiro na RV2 de fevereiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de fevereiro (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de fevereiro.

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
759	-375	399	0

No âmbito internacional, temos estabilidade na produção industrial americana em janeiro (após contração de -1,0% m/m em dezembro) e recuo de -1,1% da produção industrial da Zona do Euro em dezembro (contra +1,4% em novembro). As vendas no varejo americanas, em janeiro, tiveram alta de +3,0% na margem contra queda de -1,1% em dezembro, tendo como destaque o setor de bens duráveis e os serviços de alimentação. A inflação americana ao consumidor e ao produtor, em janeiro, apresentou alta, na margem, de +0,5% m/m e +0,7% m/m, respectivamente. Merece destaque a alta dos preços da energia e recuperação dos preços dos bens não duráveis. No contexto doméstico, temos a alta na margem de +0,3% do IBC-br, impulsionada pelo setor de serviços. Para o acumulado do ano, o índice teve alta de +2,9% e queda de -1,5% quando comparado com o 3º trimestre de 2022. Estima-se que a produção de papel ondulado tenha avançado +1,4% m/m em janeiro, com estabilidade na análise trimestral e avanço de +3,2% com relação a janeiro de 2022. Quanto a inflação de fevereiro, a 2ª prévia do IGP-M aponta desaceleração da inflação, atingindo +0,04% m/m contra +0,35% m/m em janeiro. Merece destaque a deflação dos preços agropecuários (-0,67%). Tendência de desaceleração também é apresentada pelo IGP-10, que apresentou suave retração, atingindo +0,02% contra +0,05% em janeiro, também com destaque para a deflação dos preços agropecuários (-0,76%). 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 11 apresenta a carga de fevereiro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 73.221 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 75.099 MW médios, correspondendo a um aumento de +1.878 MW médios (+2,6%). Comparando com os valores verificados em fevereiro de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +2.128 MW médios (+2,9%) e de +765 MW médios (+1,0%), respectivamente.

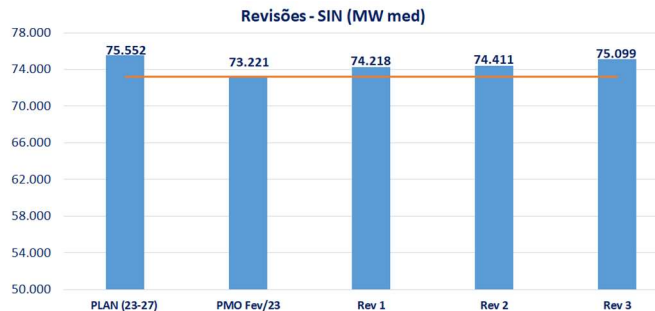


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de fevereiro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de fevereiro 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e o PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em fevereiro de 2022, observa-se um aumento de +1.013 MW médios (+3,2%) na carga dos submercados Sul, Nordeste e Norte e, uma redução de -257 MW médios (-0,6%) na carga do submercado SE/CO. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,9%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Fev/22	PLAN (23-27)
SE/CO	-257 (-0,6%)	-672 (-1,6%)
Sul	+235 (+1,7%)	+336 (+2,5%)
Nordeste	+194 (+1,6%)	+211 (+1,8%)
Norte	+584 (+9,9%)	-328 (-4,8%)
SIN	+765 (+1,0%)	-453 (-0,6%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, os submercados SE/CO e Norte apresentaram redução de -1.000 MW médios (-2,0%) enquanto os submercados Sul e Nordeste apresentaram aumento de +547 MW médios (+2,1%).

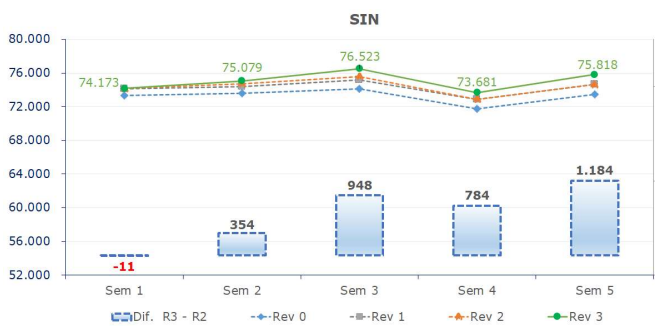


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de fevereiro de 2023

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de fevereiro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento de +1.280 MW médios (+2,1%) no total da carga verificada nos submercados SE/CO, Nordeste e Norte e, uma redução de -332 MW médios (-2,3%) na carga verificada do submercado Sul. Para a 4ª semana operativa, houve um aumento de +1.158 MW médios (+2,2%) na carga projetada no submercado SE/CO e Nordeste e, uma redução de -374 MW médios (-2,7%) na carga projetada do submercado Sul. A carga projetada no submercado Norte se manteve. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +73.681 MW médios (vide Gráfico 13).

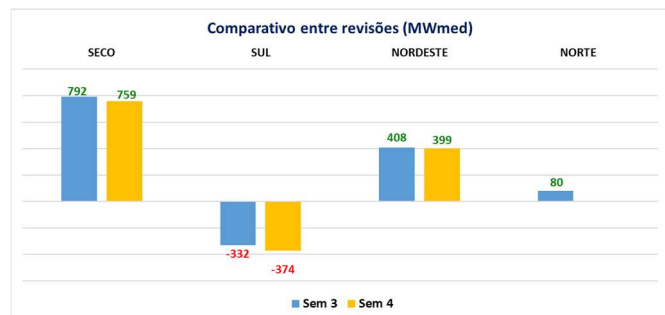


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

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 fevereiro. 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 fevereiro de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	73.308	73.612	74.147	71.739	73.447
RV1	74.117	74.408	75.152	72.897	74.634
RV2	74.184	74.725	75.575	72.897	74.634
RV3	74.173	75.079	76.523	73.681	75.818

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.

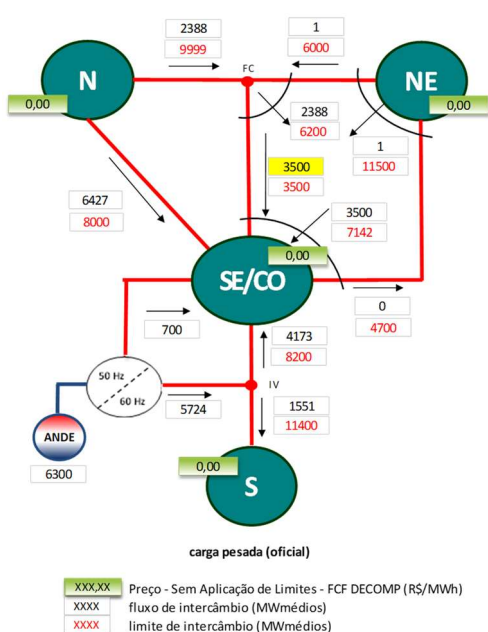


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

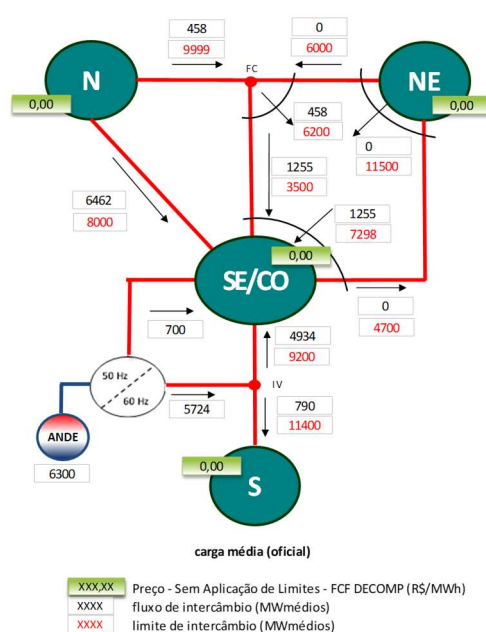


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

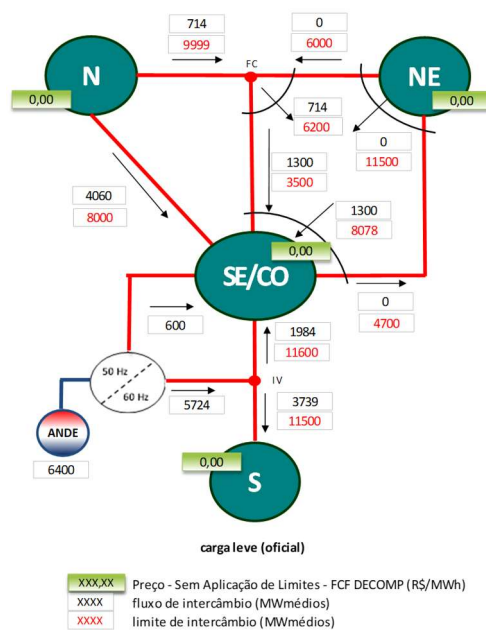


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 quarta semana operativa de fevereiro de 2023.

Tabela 10 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de fevereiro

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 17 ilustra os principais impactos na FCF.

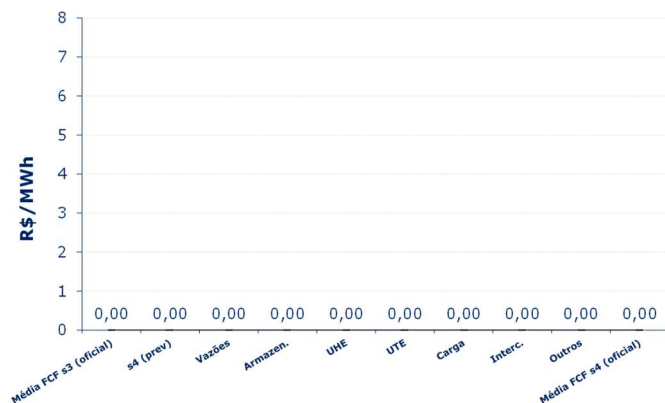


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

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.

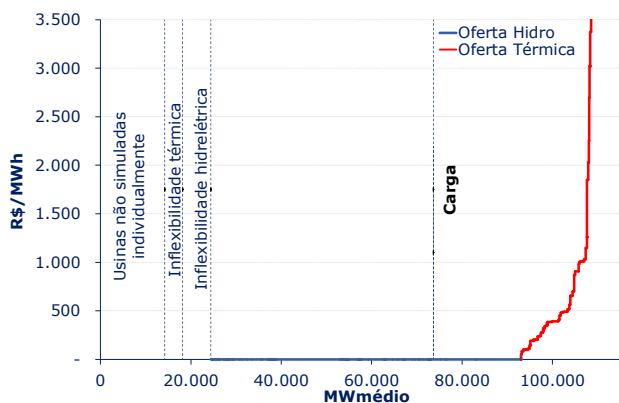


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – fevereiro de 2023

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

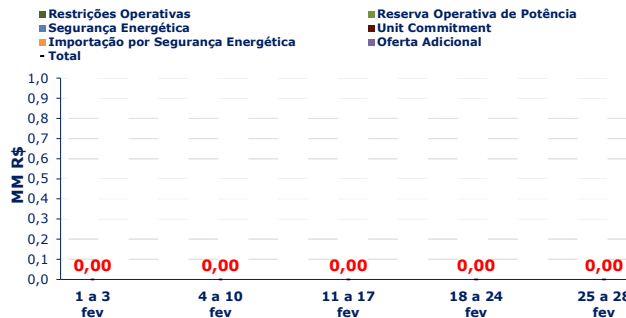


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de fevereiro

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

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

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 19 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 16 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de fevereiro são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 28 de fevereiro 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 fevereiro 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 fevereiro é apresentada no Gráfico 20.

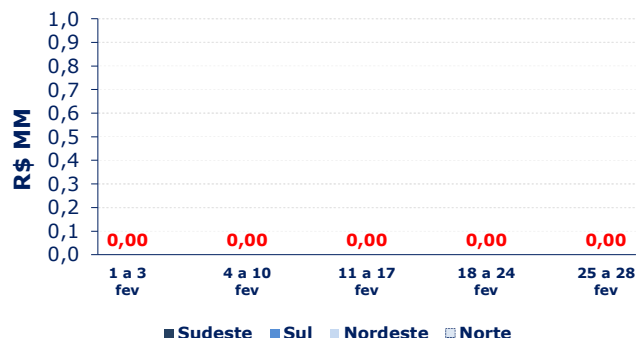


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 20 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para fevereiro.

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

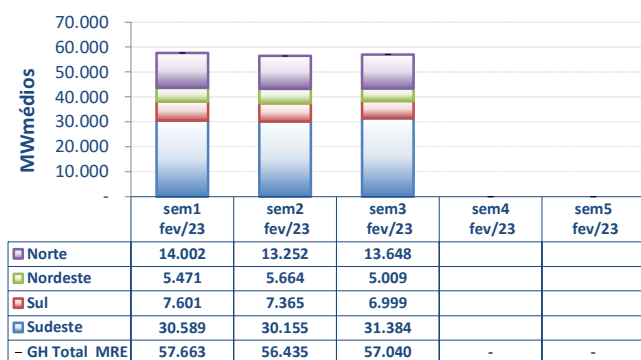


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para janeiro e fevereiro de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais Preliminar -

2023", publicado em 8 de fevereiro 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 16 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 17 de fevereiro são idênticos aos do dia 16.

A expectativa para o período de 18 a 28 de fevereiro 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 fevereiro 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 janeiro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para fevereiro.

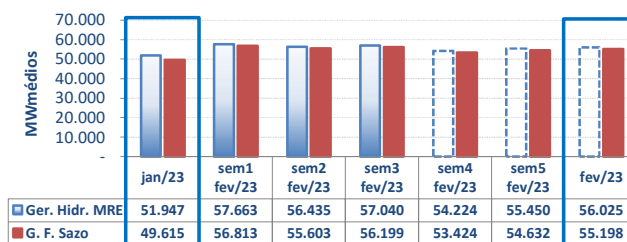


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de janeiro e de fevereiro de 2023

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de janeiro e fevereiro de 2023 (ainda não contabilizados).

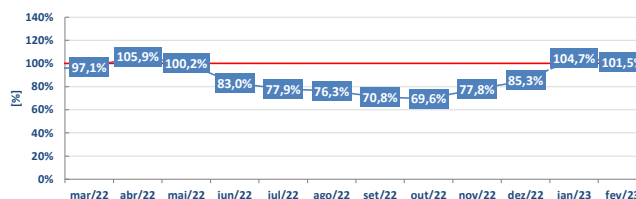


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 24 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 janeiro e fevereiro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para fevereiro.

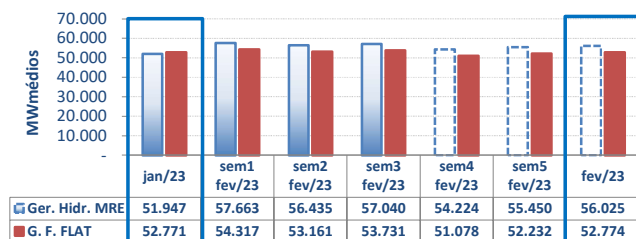


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de janeiro e de fevereiro de 2023

O Gráfico 25 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 janeiro e fevereiro de 2023 (ainda não contabilizados).

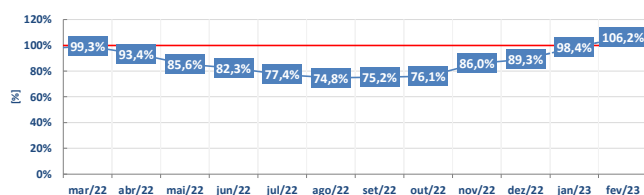


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 fevereiro de 2023 não foram identificadas inconsistências.