

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 dezembro de 2022.

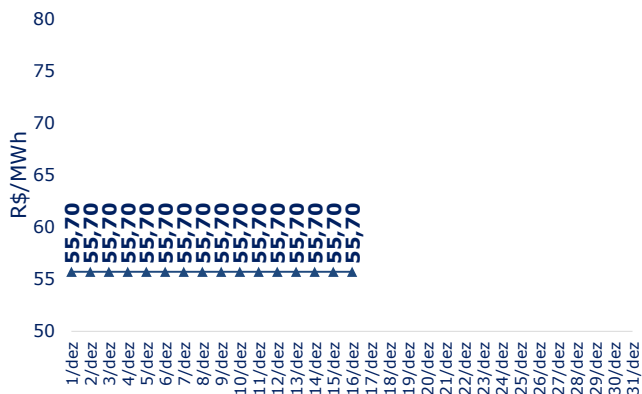


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 10 a 16 de dezembro de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

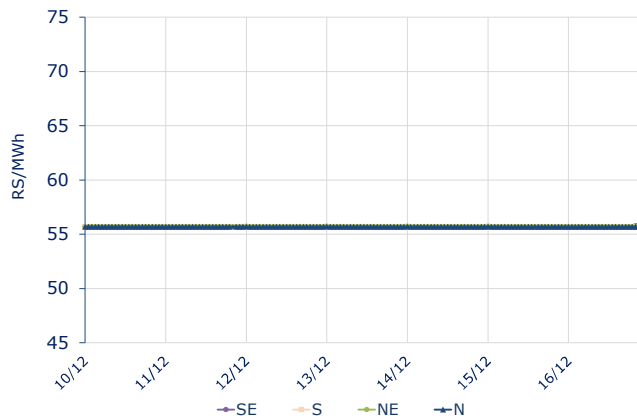


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 dezembro (em R\$/MWh)

SE/CO	S	NE	N
55,70	55,70	55,70	55,70

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	73.059	2.499	3.120	6.519	1.666	55.884	3.371
%	100%	3%	4%	9%	2%	76%	5%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional - SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 10 a 16 de dezembro de 2022.

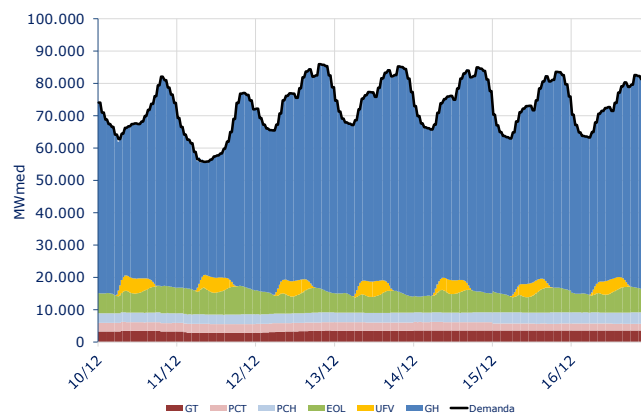


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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 17 a 23 de dezembro de 2022. 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	0,03	0,03	0,03	0,03
Média	0,03	0,03	0,03	0,03
Leve	0,03	0,03	0,03	0,03
Média semanal	0,03	0,03	0,03	0,03

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da terceira e da quarta semana de dezembro.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - dez	4ª sem - dez	Variação %
SE/CO	0,06	0,03	-50,0%
S	0,06	0,03	-50,0%
NE	0,06	0,03	-50,0%
N	0,06	0,03	-50,0%

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 17 a 23 de dezembro, apresentaram variações de -50,0% em todos os submercados, fechando a R\$ 0,03/MWh.

Dentre os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP, destaca-se a redução da carga prevista para a semana operativa.

Para dezembro de 2022, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 106% da MLT para o sistema, sendo 97% no Sudeste; 98% no Sul; 94% no Nordeste e 186% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.526 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.119 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e -407 MWmédios no submercado Sul. Os submercados Nordeste e Norte não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 216 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 617 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 102 MWmédios no submercado Sul, -518 MWmédios no submercado Nordeste, 15 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 4 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 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.

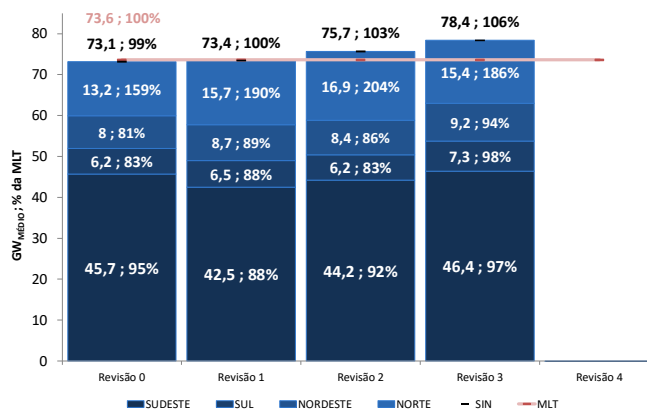


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

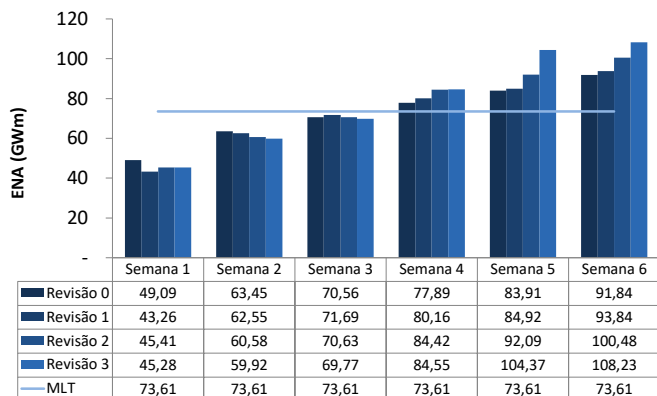


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde novembro de 2022. Para novembro, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 58.200 MWMédios. Já para dezembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 89.200 MWMédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 90.900 MWMédios.

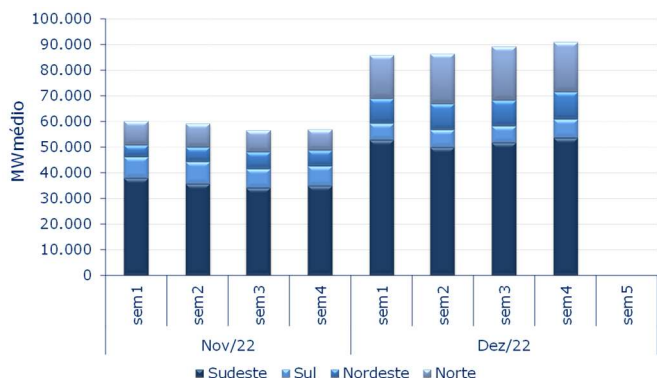


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - novembro e dezembro de 2022

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



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 dezembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
1.878	778	590	-1.481

Armazenamento inicial

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

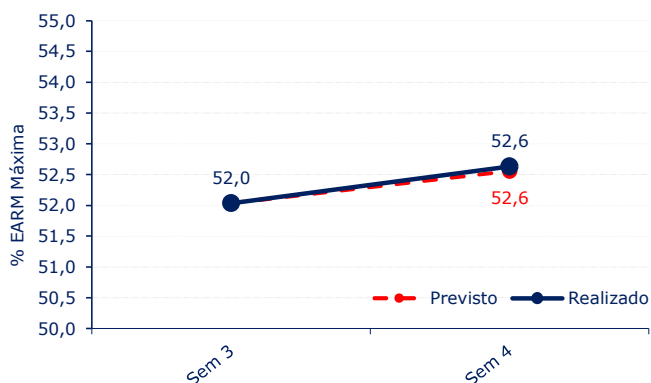


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 52,6% (Energia Armazenada de 154.011 MWMês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 52,6% (Energia Armazenada de 154.227 MWMês), o que representou um aumento de 216 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 quarta semana operativa de dezembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWMês	%	MWMês	%	MWMês
SE/CO	47,9%	98.390	48,2%	99.007	0,3%	617
S	78,6%	16.081	79,1%	16.183	0,5%	102
NE	60,2%	31.135	59,2%	30.617	-1,0%	-518
N	54,4%	8.405	54,5%	8.420	0,1%	15
SIN	52,6%	154.011	52,6%	154.227	0,1%	216

Carga - DECOMP

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

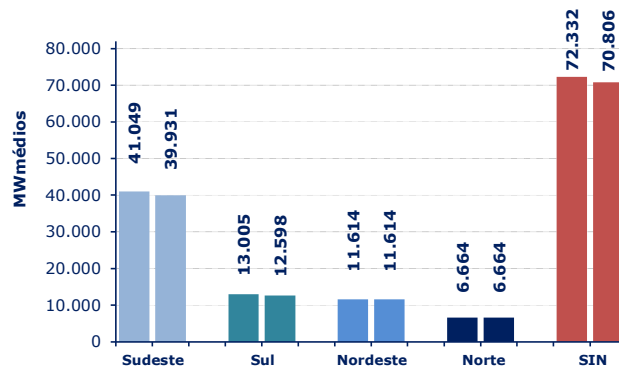


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

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

Tabela 7 – Carga (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.119	-407	0	0

No âmbito internacional, o FED e o Banco Central Europeu – BCE ajustaram as suas taxas de juros em +0,5 pontos percentuais e +50 pontos básicos, respectivamente. Nos EUA, mantém-se a sinalização de novas altas no FED Fund Rate, visto que, segundo o Presidente do FED, a atual taxa de juros ainda não está em um patamar suficientemente restritivo para que o FED atinja seus objetivos. No BCE, a expectativa é de redução dos ajustes das taxas de juros nas próximas reuniões, mas ainda assim os ciclos de apertos monetários ainda devem ter avanços relevantes. A inflação americana, em novembro, apresentou alta marginal de +0,1% m/m e +7,1% a.a. na comparação interanual. Ainda que insuficiente para interromper o ciclo de alta da taxa de juros, esse corresponde ao segundo mês consecutivo de desaceleração da inflação. Com relação a atividade econômica, observa-se perda de força nas vendas no varejo (+1,1% em novembro contra 1,3% em outubro) e queda marginal da produção industrial (-0,2% m/m em novembro contra -0,1% em outubro). A produção industrial também apresentou queda, em outubro, na Zona do Euro, de -2,0% na margem. Ainda na Zona do Euro, o resultado do PMI da indústria, em dezembro, atingiu +47,8 pontos e do setor de serviços +49,1 pontos. Das principais economias europeias, o Reino Unido apresentou queda no PMI da indústria (+44,7 pontos em dezembro contra +46,5 em novembro) e a França no PMI do setor de serviços (+49,3 pontos em dezembro contra +48,1 em novembro) e no PMI composto (+48 pontos em dezembro contra +48,7 em novembro). No contexto doméstico, temos a divulgação do índice de atividade econômica do Banco Central – IBC-br de novembro, que apresentou estabilidade de +0,05% na margem, com destaque para a retração do setor de serviços (-0,6% m/m e +9,5% na análise interanual) e a contribuição negativa do setor agropecuário. O setor industrial (+0,3% m/m e +1,7% na análise interanual) apresentaram avanços, ainda que modestos. Como esse indicador é um sinalizador do PIB trimestral, reforça-se a perspectiva negativa para o resultado do PIB no quarto trimestre. Os dados de expedição, em novembro, de papel ondulado seguem a mesma tendência, apresentando recuo de -1,1% na margem. Resultados da Pesquisa Mensal dos Serviços – PMS de outubro mostraram recuo na margem de -0,6% contra um avanço de +0,6% m/m em setembro. A variação interanual foi de +9,5% em outubro contra +9,4% em setembro, mostrando assim, certa estabilidade. Com relação a inflação, o resultado do IGP-10 de dezembro aponta inflação de +0,36% em dezembro contra deflação de -0,59% em novembro, com destaque para a redução do ímpeto deflacionário dos produtos agropecuários (-0,81% em dezembro contra deflação de -1,44% em novembro) e aceleração dos preços industriais (+0,76% de dezembro contra deflação de -0,98% em novembro), ocorrida após um período de deflação. As perspectivas do PIB para 2022 são de crescimento aproximado de +3,1% mesmo com a desaceleração esperada para o 4º trimestre de 2022.

O Gráfico 11 apresenta a carga de dezembro de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 71.334 MWMédios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 70.993 MWMédios, correspondendo a uma redução marginal de -341 MWMédios (-0,48%). Comparando com os valores verificados em dezembro de 2020 e 2021 houve para o SIN, uma redução

marginal de -56 MWMédios (-0,1%) e em 2021, um aumento de +516 MWMédios (+0,7%).

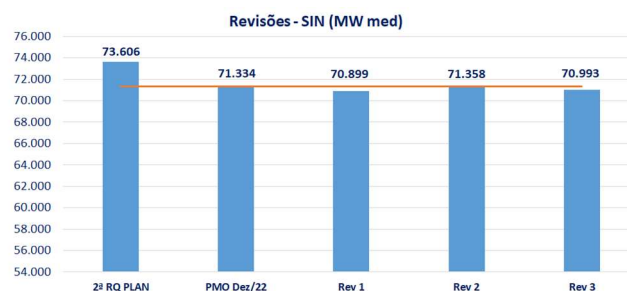


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Dezembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MWMédios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de dezembro de 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em dezembro de 2021, observa-se um aumento de +722 MWMédios (+1,2%) no somatório da carga dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Norte e uma redução de -206 MWMédios (-1,8%) no submercado Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+9,8%), seguido do Nordeste (-1,8%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Dez/22 e a carga observada em Dez/21 e a projeção do 2ª RQ do PLAN (22-26)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Dez/21	2ª RV PLAN (22-26)
SE/CO	+17 (+0,0%)	-770 (-1,9%)
Sul	+117 (+0,9%)	-356 (-2,7%)
Nordeste	-206 (-1,8%)	-840 (-6,8%)
Norte	+588 (+9,8%)	-647 (-8,9%)
SIN	+516 (+0,7%)	-2.613 (-3,5%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se redução em todos os submercados, totalizando -2.613 MWMédios (-3,5%). O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-8,9%).

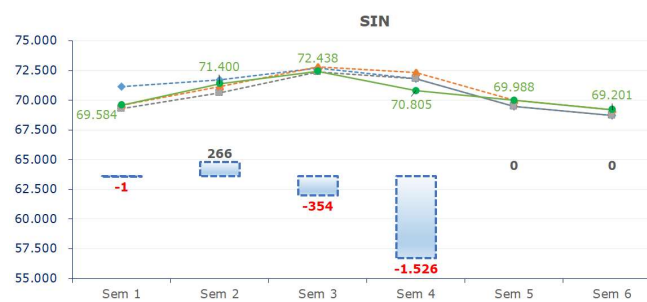


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de Dezembro de 2022.

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de dezembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se uma redução de -832 MWMédios (-1,5%) no total da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul e, um aumento de +478 MWMédios (+2,6%) no total da carga verificada dos submercados Nordeste e Norte. Para a 4ª semana operativa, houve redução da carga projetada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul, totalizando -1.526 MWMédios (-2,8%). A carga projetada para os submercados Nordeste e Norte não sofreu alteração. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +70.805 MWMédios (vide Gráfico 13).

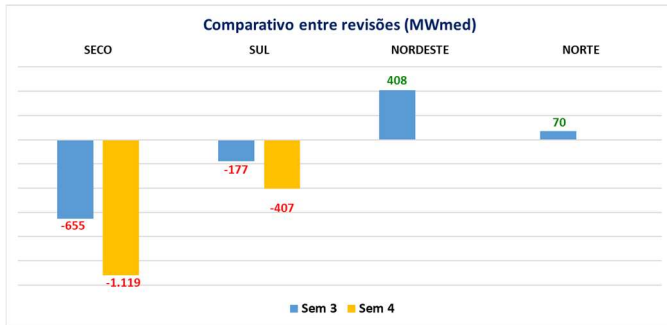


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, foram ajustadas somente as projeções para a semana 4, tendo sido mantidas as projeções das demais semanas. 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 Dezembro de 2022.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	71.172	71.736	72.699	71.812	69.509	68.729
RV1	69.278	70.638	72.411	71.812	69.508	68.729
RV2	69.585	71.134	72.792	72.331	69.988	69.201
RV3	69.584	71.400	72.438	70.805	69.988	69.201

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.

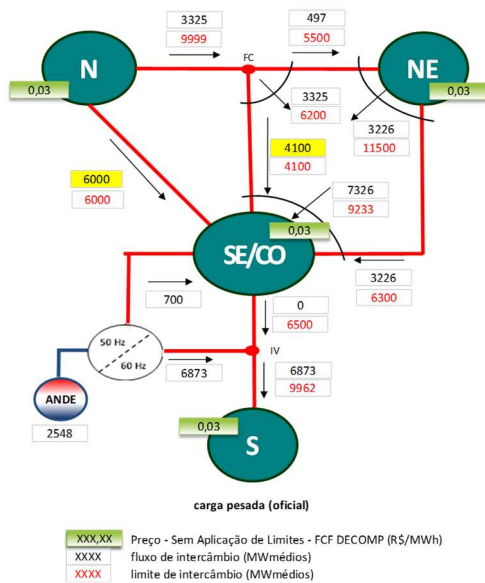
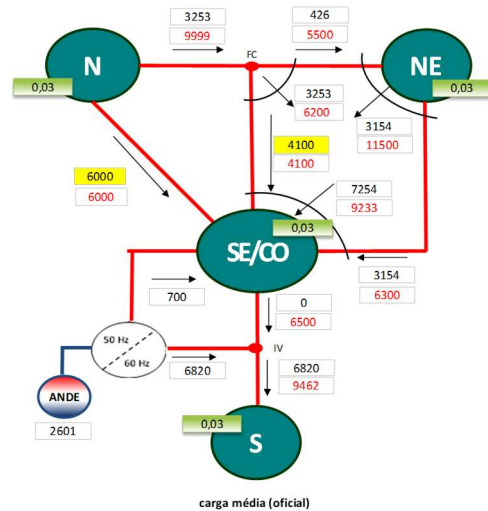
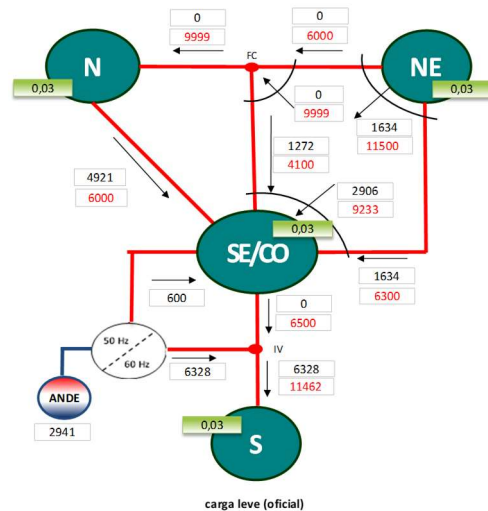


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
 XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio



XXX,XX Preço - Sem Aplicação de Limites - FCF DECOMP (R\$/MWh)
 XXXX fluxo de intercâmbio (MWmédios)
 XXXX limite de intercâmbio (MWmédios)

Gráfico 16 - 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 10 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de dezembro de 2022.

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

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.

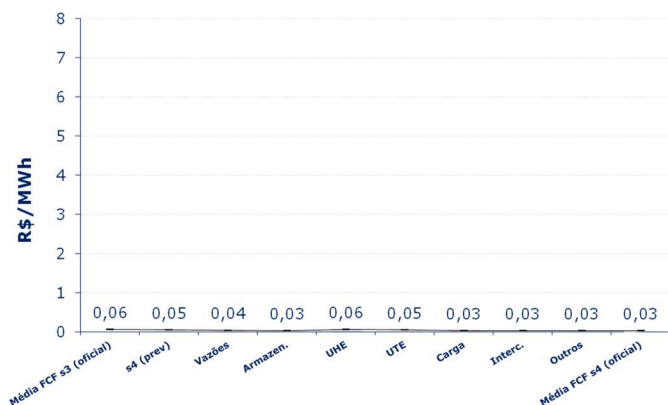


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que a atualização dos parâmetros das usinas hidráulicas impactou a FCF em aproximadamente R\$ 0,03/MWh de elevação. Em contrapartida, a redução na carga prevista para a semana operativa contribuiu com uma redução de R\$ 0,02/MWh.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

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.

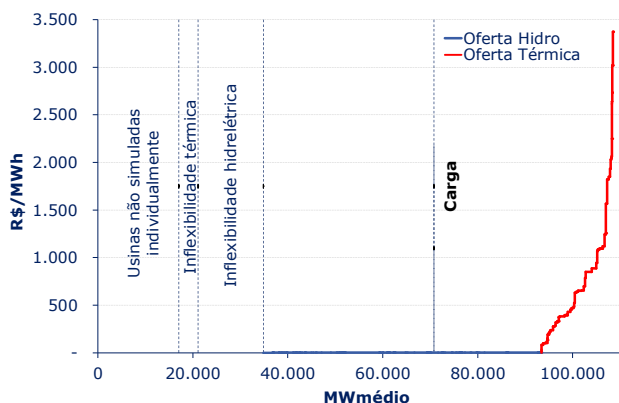


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – dezembro de 2022

O Gráfico 19 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de dezembro de 2022.

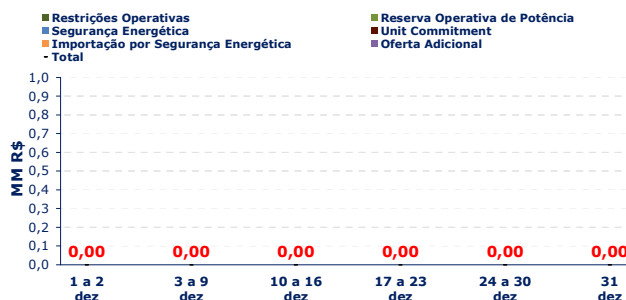


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de dezembro

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

Tabela 11 - 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
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 15 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de dezembro são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de dezembro de 2022 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 dezembro de 2022.

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 dezembro é apresentada no Gráfico 20.

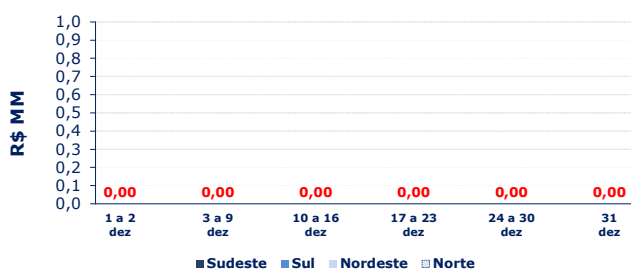


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de dezembro de 2022

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 dezembro.

Fator de Ajuste do MRE

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

O Gráfico 21 apresenta a estimativa semanal da realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE para dezembro de 2022.

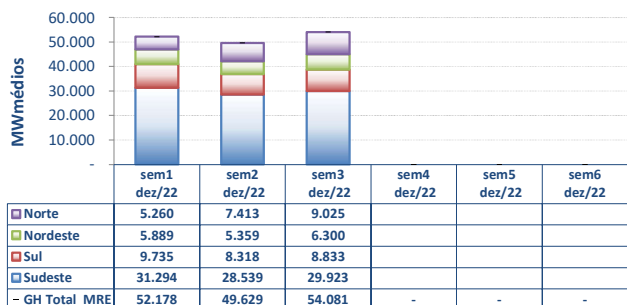


Gráfico 21 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 22 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para novembro e dezembro de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – outubro/2022”, publicado em 12 de dezembro de 2022 e considera o fator definitivo de sazonalização divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 15 de dezembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de dezembro são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 31 de dezembro de 2022 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 dezembro de 2022.

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 2022, no perfil do MRE, de acordo com cronograma da reunião do DMSE de novembro de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para dezembro.

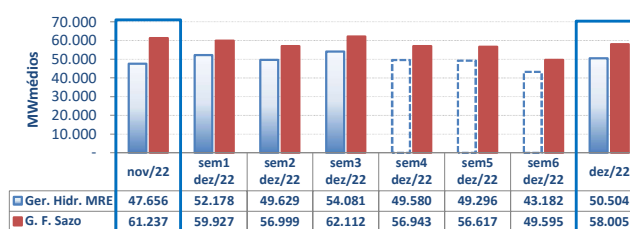


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de novembro e de dezembro de 2022

O Gráfico 23 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de novembro e dezembro de 2022 (ainda não contabilizados).

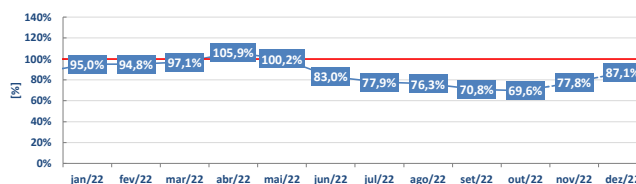


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 novembro e dezembro, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para dezembro.

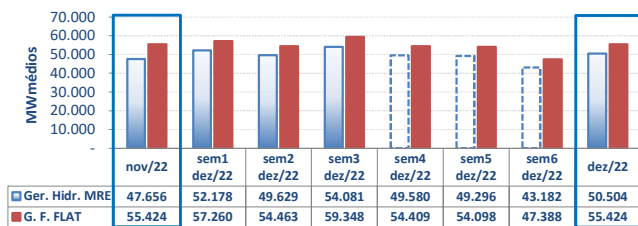


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de novembro e de dezembro de 2022

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 novembro e dezembro de 2022 (ainda não contabilizados).

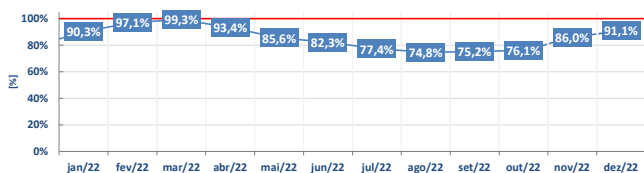


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 dezembro de 2022 não foram identificadas inconsistências.