

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 – 2ª 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 agosto de 2022.

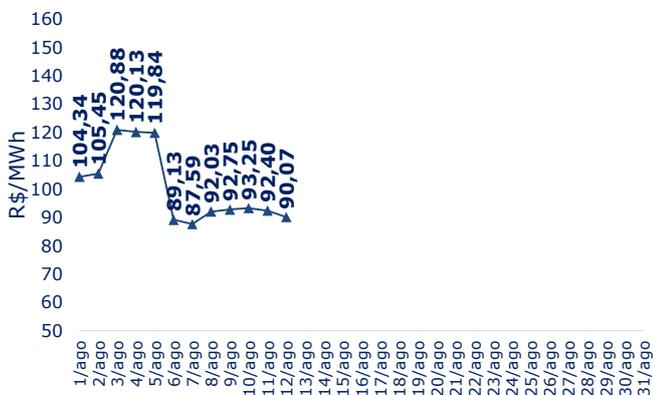


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da segunda semana operativa, que corresponde ao período de 6 a 12 de agosto de 2022, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

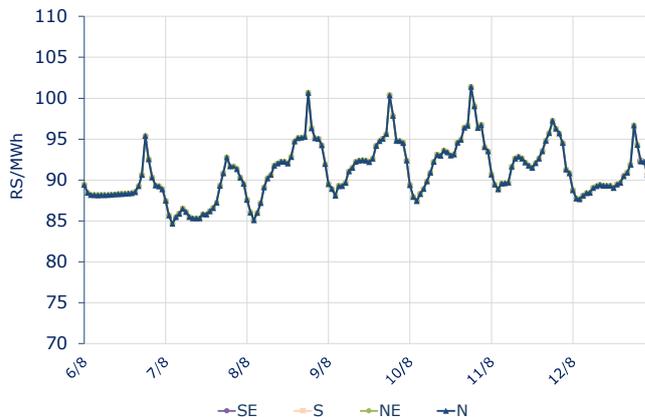


Gráfico 2 – PLD em base horária da segunda semana operativa

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

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

SE/CO	S	NE	N
91,03	91,03	91,03	91,03

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. 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
67.438	4.473	2.560	10.394	1.316	44.489	4.206

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 6 a 12 de agosto de 2022.

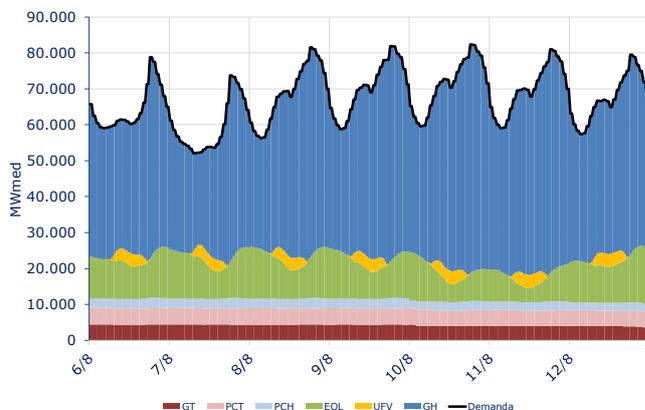


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a segunda semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 3ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válidos para a terceira semana operativa, que corresponde ao período de 13 a 19 de agosto de 2022. 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	72,18	72,18	72,18	72,18
Média	71,29	71,29	71,29	71,29
Leve	69,41	69,41	69,41	69,41
Média semanal	70,77	70,77	70,77	70,77

A Tabela 4 traz a comparação entre a FCF média da segunda e da terceira semana de agosto.

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

Submercado	FCF		
	2ª sem - ago	3ª sem - ago	Variação %
SE/CO	90,27	70,77	-21,6%
S	90,27	70,77	-21,6%
NE	90,27	70,77	-21,6%
N	90,27	70,77	-21,6%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de aflúncias e de demanda no Sistema Interligado Nacional – SIN, o que corresponde à estimativa do volume de água que deverá chegar aos reservatórios.

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)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que, com a entrada oficial do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD ocorrida no dia 1º de janeiro de 2021, com granularidade horária, a publicação do PLD é realizada todos os dias com vigência para o dia subsequente (por hora e submercado).

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.

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 13 a 19 de agosto, apresentaram variações de -21,6% em todos os submercados, fechando a R\$ 70,77/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a elevação nas aflúncias esperadas, o menor nível de armazenamento verificado, e a redução na expectativa de carga para a semana operativa.

Para agosto de 2022, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 91% da MLT para o sistema, sendo 75% no Sudeste; 134% no Sul; 68% no Nordeste e 83% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 562 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -535 MWmédios no submercado Sul, -93 MWmédios no submercado Nordeste e 65 MWmédios no submercado Norte. O submercado Sudeste/Centro-Oeste não apresentou variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -535 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: +205 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -184 MWmédios no submercado Sul, -414 MWmédios no submercado Nordeste, -142 MWmédios no submercado Norte.

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 abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

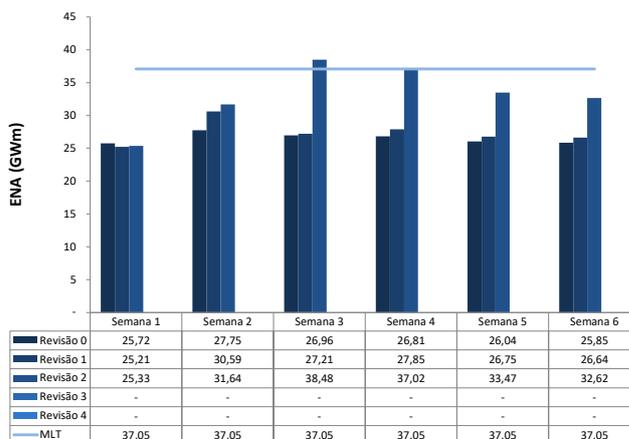


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN por revisão e por semana operativa

O Gráfico 6 ilustra a evolução da ENA de acoplamento desde julho de 2022. Para julho, os valores da ENA de acoplamento apresentaram

valores em torno de 32.600 MWmédios. Já para agosto, os valores de afluências ficaram próximos aos 28.400 MWmédios na segunda semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 33.400 MWmédios.

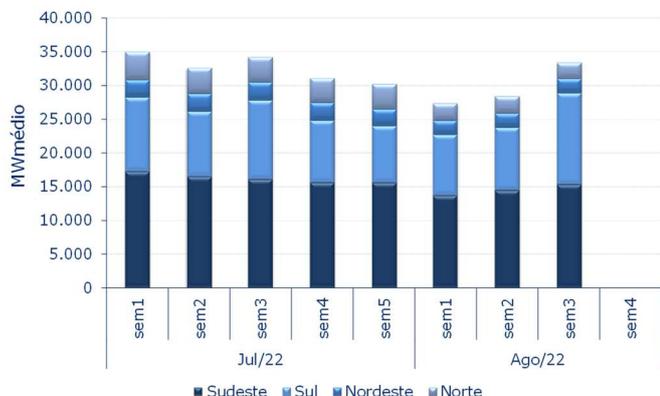


Gráfico 6 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - julho e agosto de 2022

O Gráfico 7 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN para a terceira semana operativa de agosto.



Gráfico 7 - 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 segunda e a terceira semana de agosto considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
869	4.238	33	-133

Armazenamento inicial

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

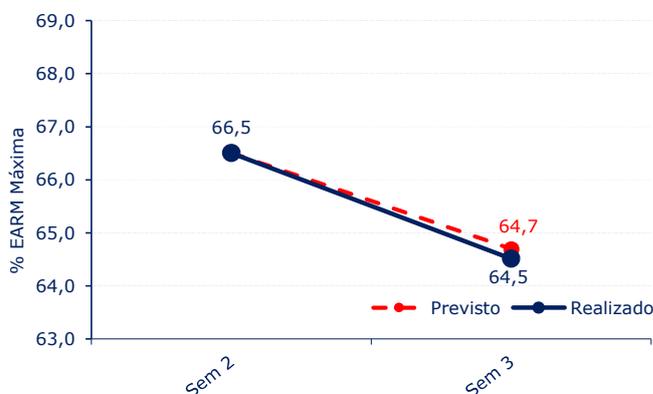


Gráfico 8 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 64,7% (Energia Armazenada de 189.741 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 64,5% (Energia Armazenada de 189.206 MWmês), o que representou uma queda de -535 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 terceira semana operativa de agosto

Submercado	RV2 - previsto		RV2 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	58,5%	120.166	58,6%	120.371	0,1%	205
S	72,8%	14.894	71,9%	14.710	-0,9%	-184
NE	79,0%	40.858	78,2%	40.444	-0,8%	-414
N	88,1%	13.823	87,2%	13.681	-0,9%	-142
SIN	64,7%	189.741	64,5%	189.206	-0,2%	-535

Carga - DECOMP

O Gráfico 9 apresenta a variação da carga prevista para a terceira semana de agosto.

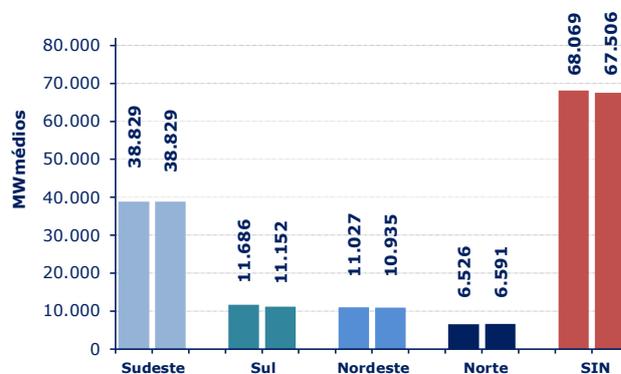


Gráfico 9 - Carga no SIN

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 terceira semana operativa de agosto na RV1 de agosto (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV2 de agosto (2ª coluna).

A Tabela 7 apresenta a variação de carga no SIN para a terceira semana operativa de agosto.

Tabela 7 – Carga (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
0	-535	-93	65

O indicador de pressão da cadeia global de oferta teve recuo na margem, refletindo em menores custos de produção e redução da pressão na base da cadeia produtiva. Todavia existem riscos e impactos associados as restrições sanitárias e às questões geopolíticas, mas observa-se uma melhora do fluxo dos insumos e a situação dos estoques. Dados do Índice de Preços ao Produtor - IPP dos EUA indicam desaceleração na margem e na comparação interanual, influenciado pela queda no preço de commodities e da melhoria das condições das cadeias globais. Comportamento análogo é observado para o IPP na China. O índice de preços ao consumidor - IPC se manteve estável na margem nas duas economias. Na Zona do Euro, a produção industrial teve alta na margem, de +0,7% com destaque para o avanço do setor de energia e de bens de capital. No contexto interno, resultados de junho do comércio no varejo, divulgados pelo IBGE, indicam desaceleração do crescimento no 2º trimestre atingindo +1,3% contra +1,6% no 1º trimestre, refletindo um modesto o impacto das medidas de estímulo adotadas pelo governo. Analisando o comportamento na margem, temos uma desaceleração de -2,3% em junho contra +0,3% em maio. Os resultados dos serviços apontam crescimento de +6,3% com relação ao mesmo mês do ano anterior. As análises trimestrais apresentam comportamento análogo: um crescimento de +1,1% no 2º trimestre de 2022 contra o 1º trimestre e crescimento de +8,2% contra o 2º trimestre de 2021. Enquanto no comércio espera-se nos próximos meses um melhor desempenho das atividades do varejo sensíveis a renda quando comparado com as sensíveis ao crédito, no setor de serviços observa-se, todavia, espaço para avanço nos serviços prestados às famílias. Seguindo a tendência do IGP-M e IGP-DI, o IPCA de julho também apresentou forte desaceleração (-0,68% contra +0,67% em junho). Com isso, já se observam os efeitos das medidas de estímulo adotadas pelo governo federal sob a inflação e espera-se também impactos de maior magnitude nos indicadores do mercado de trabalho e na atividade econômica nos próximos meses. Por isso, apesar do cenário internacional desafiador, temos perspectivas de encerramento do ciclo de aperto monetário, desaceleração da inflação nos próximos meses e de crescimento do PIB próximo de 2,0% em 2022.

O Gráfico 10 apresenta a carga de agosto de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 68.039 MWh médios para o SIN, ajustados na 2ª revisão para 67.352 MWh médios, correspondendo a uma redução de -687 MWh médios (-1,0%). Comparando com os valores verificados em agosto de 2020 e 2021 houve para o SIN, em 2020, um aumento de +2.738 MWh médios (+4,2%) e em 2021, uma redução de -305 MWh médios (-0,5%).

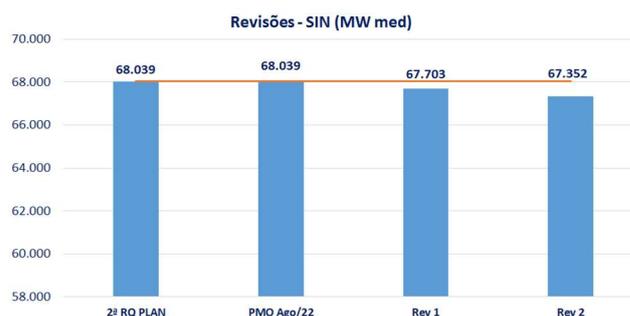


Gráfico 10 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Agosto

A Tabela 8 apresenta as variações, em MWh médios e percentuais, da carga projetada da 2ª revisão do PMO de agosto 2022 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 2ª RQ do PLAN 2022-2026. Ao comparar as previsões da 2ª revisão com os valores verificados em agosto de 2021, observa-se aumento de +345 MWh médios no somatório das cargas dos submercados Norte e Sudeste/Centro-Oeste e redução de -650 MWh médios no submercado Sul e Nordeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+4,2%) seguido do submercado Sul (-3,6%).

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

Submercado	Variação, em MWh médios (%) ante	
	Ago/21	2ª RV PLAN (22-26)
Sudeste/Centro-Oeste	+82 (+0,2%)	-104 (-0,3%)
Sul	-423 (-3,6%)	-419 (-3,6%)
Nordeste	-227 (-2,0%)	-102 (-0,9%)
Norte	+263 (+4,2%)	-62 (-0,9%)
SIN	-305 (-0,5%)	-687 (-1,0%)

Na comparação com os valores projetados na 2ª RQ do PLAN, todos os submercados apresentaram redução na carga projetada, com variação semelhante à do PMO de Agosto.

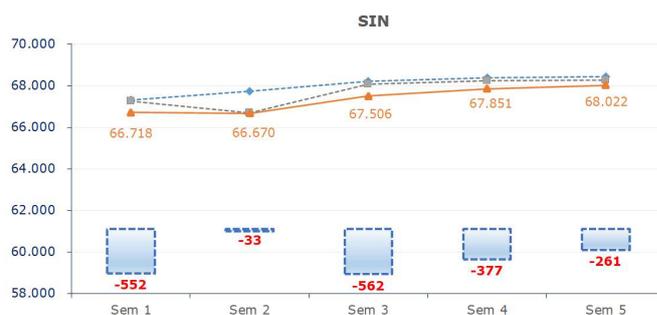


Gráfico 11 - Projeção da carga do PMO de Agosto de 2022

Comparando a carga verificada na 2ª semana operativa de agosto com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento da carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Norte, totalizando +626 MWh médios (+1,4%), enquanto os submercados Nordeste e Sul apresentaram redução na carga verificada em -659 MWh médios (-2,9%). Para a 3ª semana operativa, foi mantido o valor projetado para o submercado Sudeste/Centro-Oeste. Para os submercados Sul e Nordeste houve redução da carga projetada em -627 MWh médios (-2,8%). Para o submercado Norte houve aumento da carga projetada em +65 MWh médios (+1,0%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +67.506 MWh médios (vide Gráfico 12).

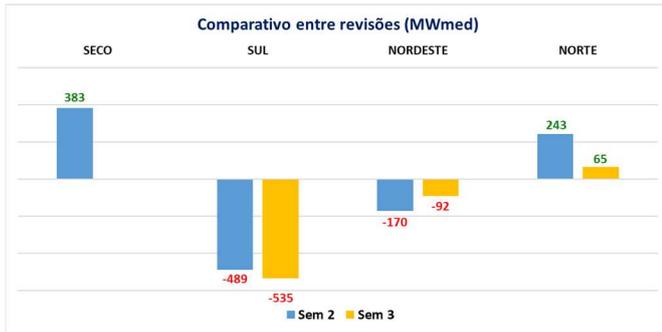


Gráfico 12 – Comparativo entre os montantes das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

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 agosto. Isso pode ser observado na Tabela 2, que ilustra os valores de carga previstos em cada revisão para o SIN.

Tabela 9 – Carga prevista para o mês de Agosto de 2022

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	67.325	67.746	68.220	68.380	68.436
RV1	67.270	66.703	68.068	68.228	68.283
RV2	66.718	66.670	67.506	67.851	68.022

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.

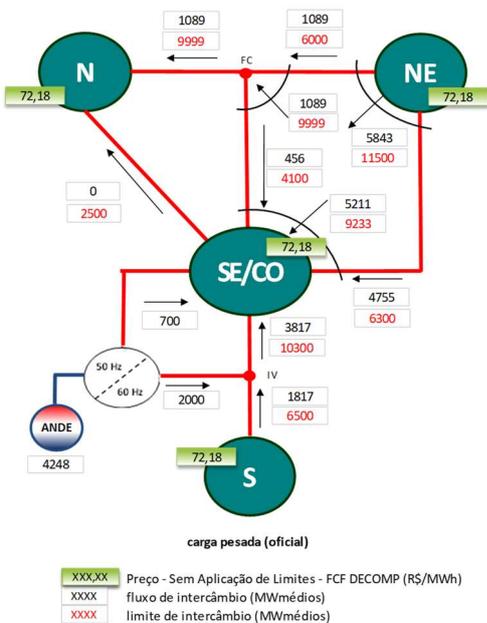


Gráfico 13 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

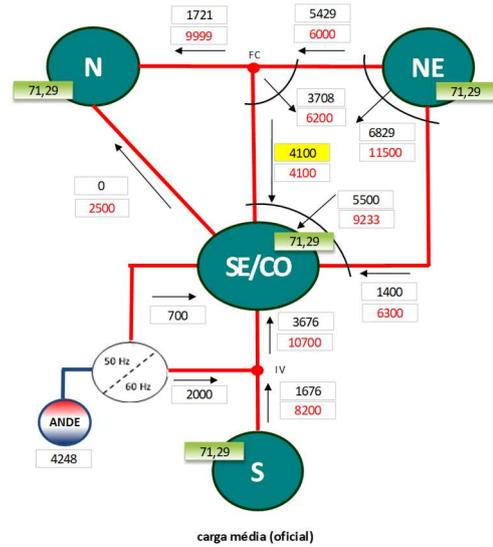


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Médio

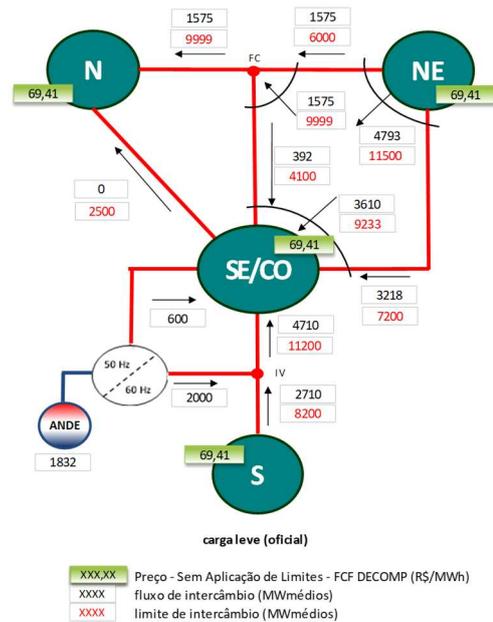


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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.

Para a terceira semana operativa de agosto 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 16 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados.

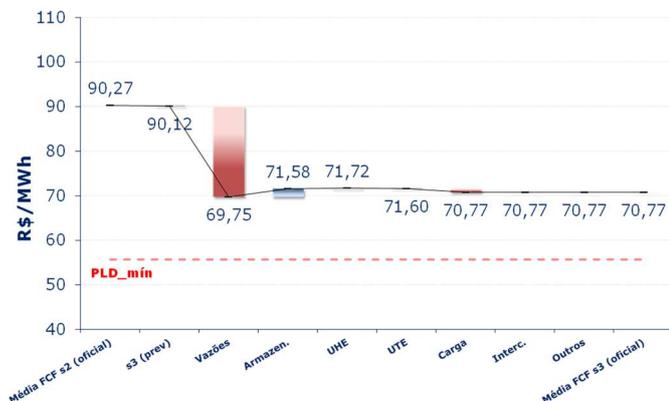


Gráfico 16 - Decomposição da variação da FCF para os submercados

Para a terceira semana operativa, observa-se que a expectativa de elevação nas aflúências, principalmente para o submercado Sul e Sudeste/Centro-Oeste, reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 20/MWh. O menor nível de armazenamento verificado frente à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 2/MWh. A redução na expectativa de carga para a semana operativa em relação ao previsto anteriormente resultou em R\$ aproximadamente 1/MWh de redução na FCF.

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.

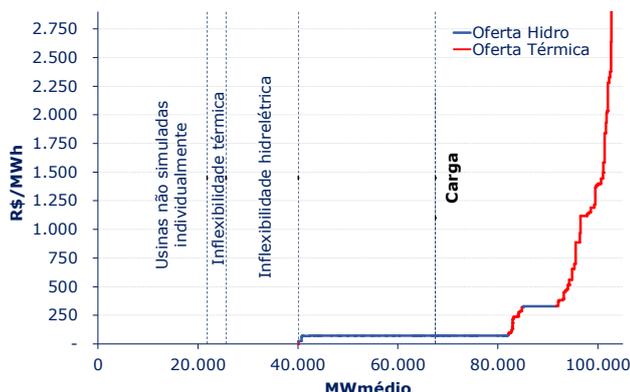


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – agosto de 2022

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de agosto de 2022.



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

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

Tabela 10 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de agosto

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Norte	0,06	0,05	-	-	-	0,11
Total	0,06	0,05	0,00	0,00	0,00	0,11
Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	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
Unit Commitment (R\$ MM)						
Sudeste	1,08	-	-	-	-	1,08
Total	1,08	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)						
Total	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\$ 1,2 milhões, sendo R\$ 1,1 milhões por *unit commitment*, e R\$ 0,1 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 11 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de agosto são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 a 31 de agosto 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 2 de agosto 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 neste 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 agosto é apresentada no Gráfico 19.

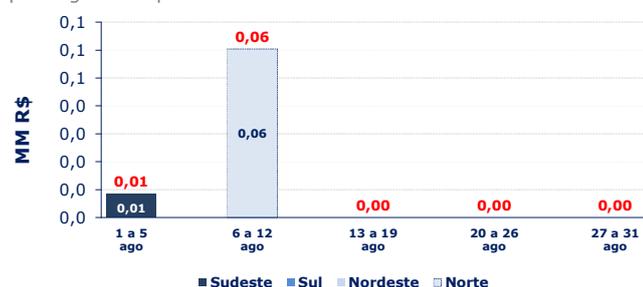


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de agosto de 2022

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 0,07 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para agosto.

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 agosto de 2022.

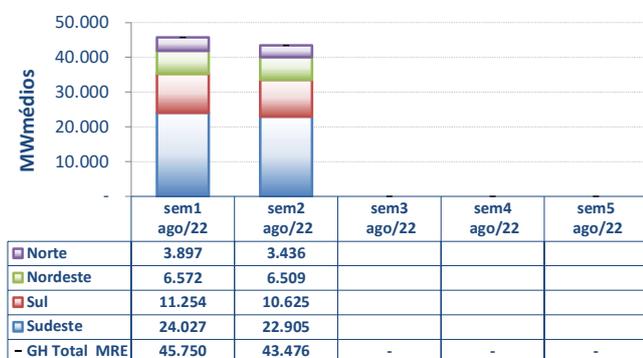


Gráfico 20 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 21 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para julho e agosto de 2022.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – junho/2022", publicado em 9 de agosto 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 11 de agosto pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 12 de agosto são idênticos aos do dia 11.

A expectativa para o período de 13 a 31 de agosto 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 2 de agosto 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 julho de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para agosto.

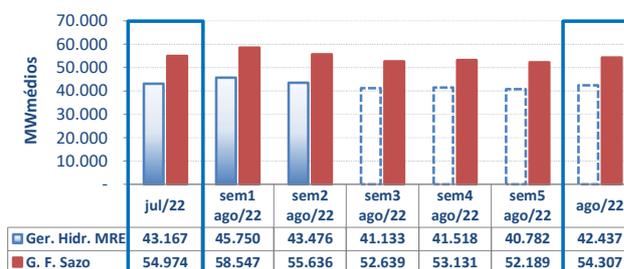


Gráfico 21 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de julho e de agosto de 2022

O Gráfico 22 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de julho e agosto de 2022 (ainda não contabilizados).

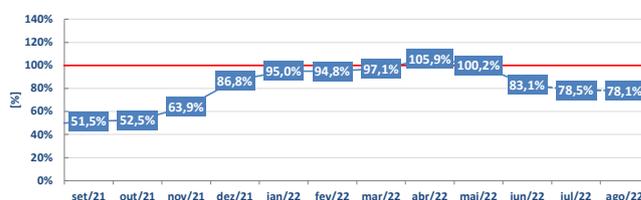


Gráfico 22 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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 julho e agosto, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para agosto.

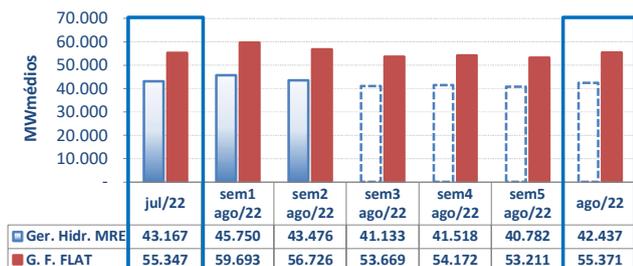


Gráfico 23 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de julho e de agosto de 2022

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 julho e agosto de 2022 (ainda não contabilizados).

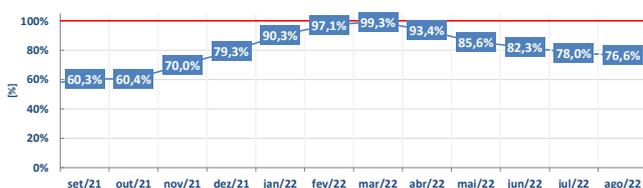


Gráfico 24 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 segunda semana operativa de agosto de 2022 foi identificada a seguinte inconsistência que impacta o cálculo do PLD:

- 1 - A intervenção cadastrada sob SGI 42.219-22, válida de 08/08 às 8h até 18/08/2022 às 9h, informa que a vazão vertida máxima para a operação da UHE Igarapava neste período é de 11.917 m³/s, representada no modelo DESSEM através do FSARH 3092. No entanto, de forma equivocada, o FSARH foi cadastrado com vigência entre 8h e 9h do dia 08/08/2022, sendo, portanto, considerado nos decks do DESSEM dos dias 07/08 e 08/08/2022. Após identificação da inconsistência, o FSARH 3092 foi compatibilizado com o período do SGI no dia 08/08/2022, sendo corrigido no deck do modelo DESSEM a partir do dia 09/08/2022. Adicionalmente, o valor de vazão vertida máxima cadastrado no FSARH, inadequadamente, foi de 11.916 m³/s, sendo ajustado para 11.917 m³/s no deck do DESSEM do dia 11/08/2022.

A correção supracitada já foi implementada no deck de dados do modelo DESSEM, seguindo as regras previstas na Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, que determina que, caso seja detectada inconsistência no processo de cálculo do Custo Marginal da Operação – CMO e do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, esta deverá ser corrigida e produzir efeito no dia subsequente à identificação.