

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 setembro de 2022.

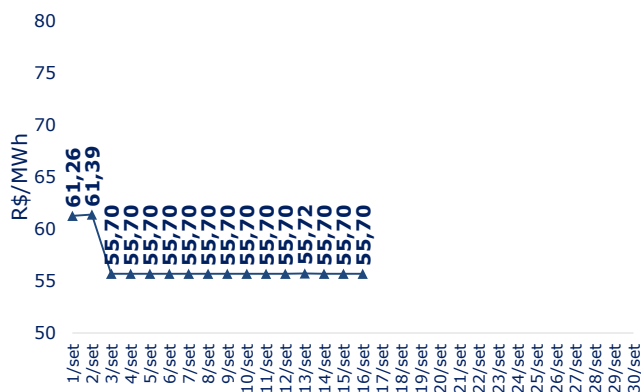


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

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

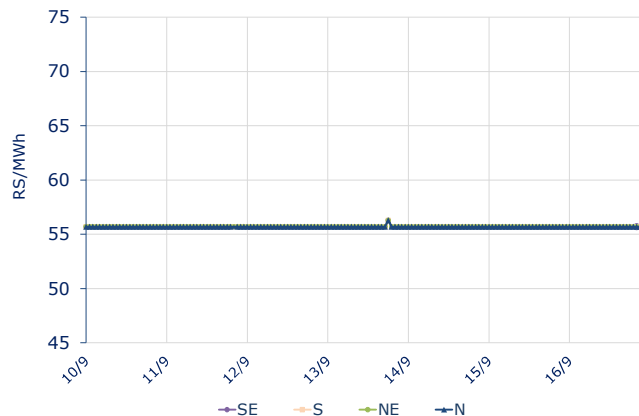


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 setembro (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	68.170	4.353	2.621	12.171	1.730	43.874	3.421
%	100%	6%	4%	18%	3%	64%	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 setembro de 2022.

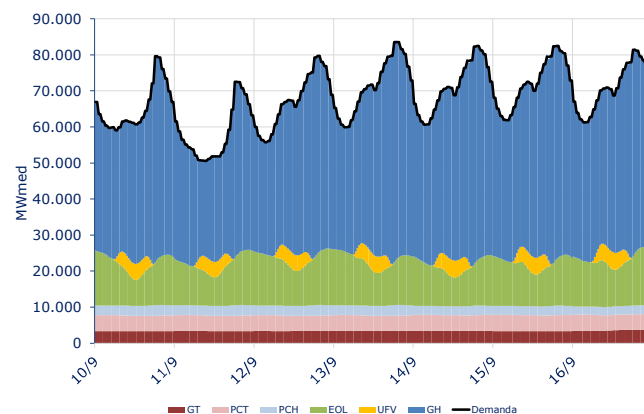


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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 setembro 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	47,98	47,98	47,98	47,98
Média	47,28	47,28	47,28	47,28
Leve	45,72	45,72	45,72	45,72
Média semanal	46,75	46,75	46,75	46,75

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

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

Submercado	3ª sem - set	4ª sem - set	Varição %
SE/CO	50,41	46,75	-7,3%
S	50,41	46,75	-7,3%
NE	50,41	46,75	-7,3%
N	50,41	46,75	-7,3%

As variações da atualização da FCF do DECOMP estão atreladas, entre outros fatores, às previsões de afluições 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.

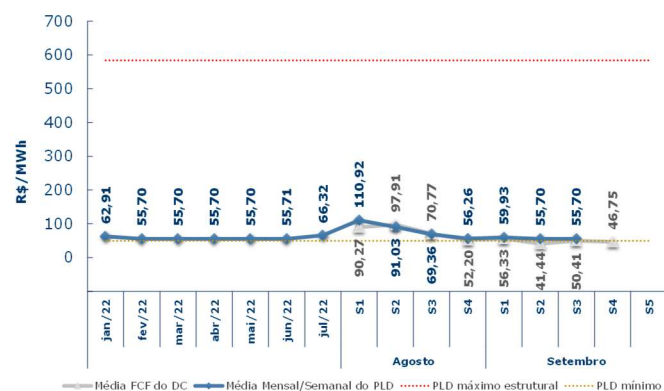


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 17 a 23 de setembro, apresentaram variações de -7,3% em todos os submercados, fechando a R\$ 46,75/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram a melhora nas afluições esperadas para o mês de setembro e o menor nível de armazenamento verificado no SIN.

Para setembro de 2022, espera-se que as afluições fechem em torno de 83% da MLT para o sistema, sendo 73% no Sudeste; 107% no Sul; 65% no Nordeste e 76% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 422 MWh médios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -422 MWh médios no submercado Sul. Os demais submercados não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.043 MWh médios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -411 MWh médios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -61 MWh médios no submercado Sul, -103 MWh médios no submercado Nordeste, -468 MWh médios 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 6 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

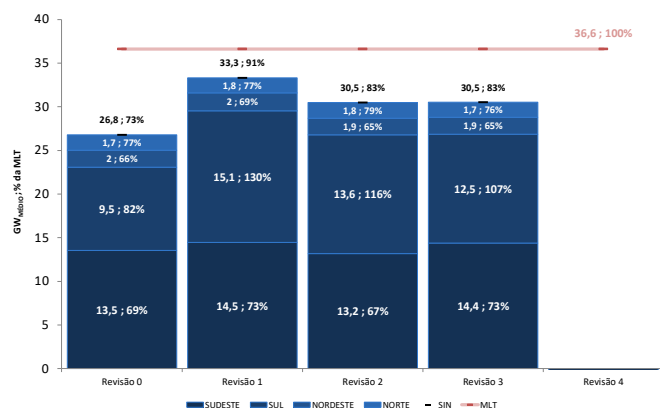


Gráfico 5 – ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

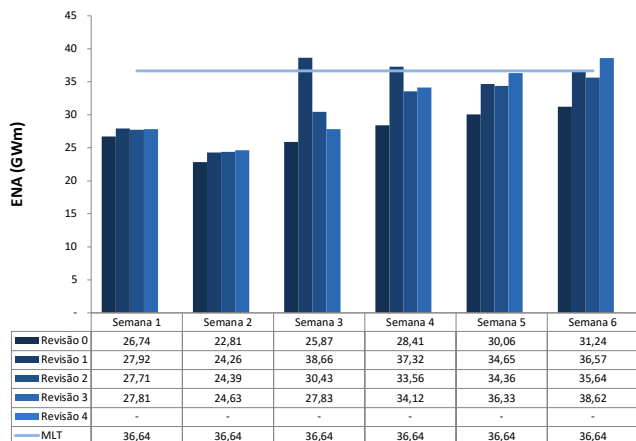


Gráfico 6 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde agosto de 2022. Para agosto, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 31.000 MWh. Já para setembro, os valores de afluências ficaram próximos aos 33.000 MWh na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 33.300 MWh.

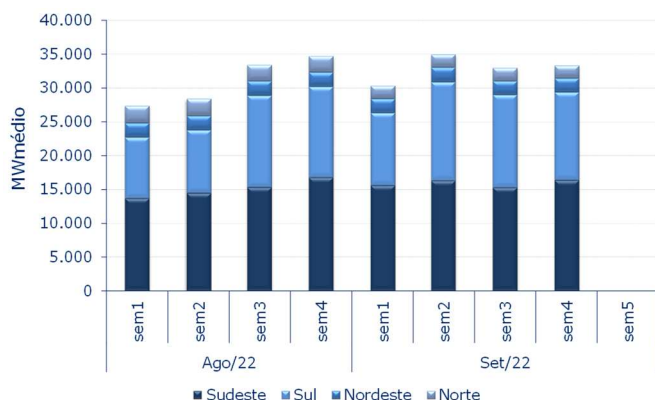


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - agosto e setembro de 2022

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

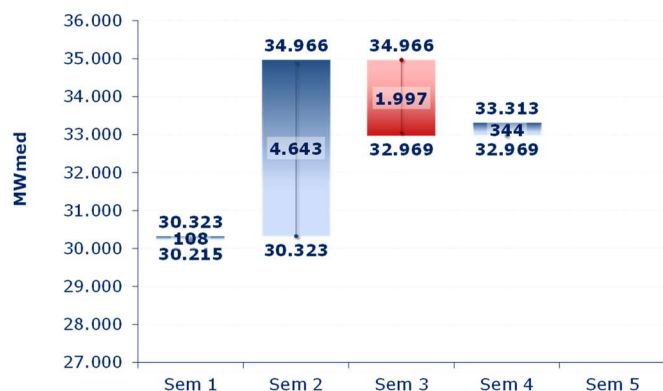


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 setembro considerada no horizonte do DECOMP.

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

SE/CO	S	NE	N
1.085	-704	23	-60

Armazenamento inicial

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

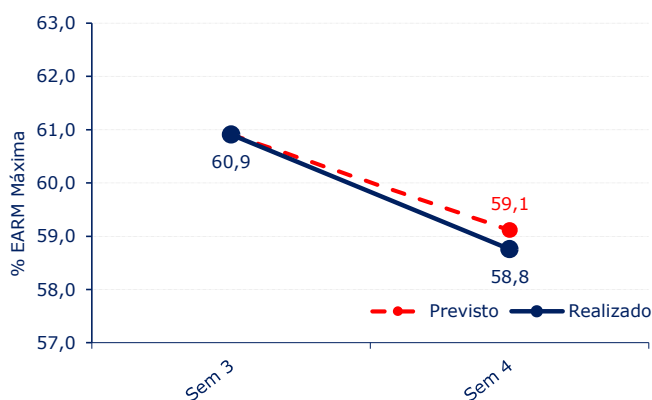


Gráfico 9 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 59,1% (Energia Armazenada de 173.300 MWh) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 58,8% (Energia Armazenada de 172.257 MWh), o que representou uma queda de -1.043 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 setembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWh	%	MWh	%	MWh
SE/CO	52,4%	107.634	52,2%	107.223	-0,2%	-411
S	83,8%	17.145	83,5%	17.084	-0,3%	-61
NE	68,8%	35.582	68,6%	35.479	-0,2%	-103
N	83,1%	12.939	80,1%	12.471	-3,0%	-468
SIN	59,1%	173.300	58,8%	172.257	-0,4%	-1.043

Carga - DECOMP

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

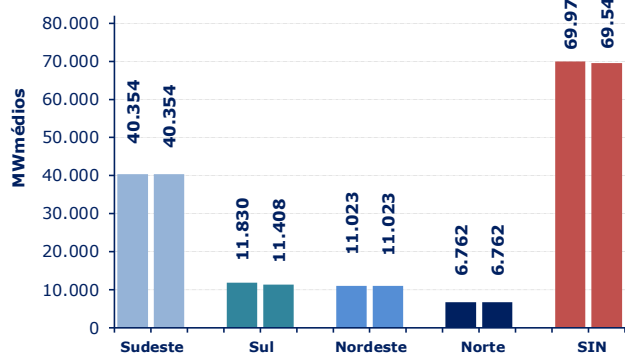


Gráfico 10 - Carga no SIN

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

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

Tabela 7 - Carga (MW médios)

SE/CO	S	NE	N
0	-422	0	0

No contexto internacional, a inflação persistente e disseminada vivenciada na Zona do Euro e nos EUA, sinalizam um aperto mais severo da política monetária em ambos. O IPC de agosto, nos EUA, apresentou alta de +0,1% na margem, tendo acelerado a inflação dos serviços. Comportamento de alta também pode ser verificado no IPC na Alemanha (+8,8% a.a.), Reino Unido (+9,9% a.a.) e Zona do Euro (+9,1% a.a.). Com isso, persiste a tendência de condução da política monetária para o nível restritivo e perspectiva de novas altas nas taxas de juros nos EUA e Zona do Euro. As questões geopolíticas impactaram negativamente no esperado rearranjo gradual das cadeias produtivas globais ao longo de 2022, reduzindo o ritmo de desaceleração dos preços industriais. Ainda assim, o índice de Pressão na Cadeia de Oferta, recuou 1,47 pontos em agosto, correspondendo a 4ª retração. Enquanto na China, observa-se alta na produção industrial (+4,2% a.a. em agosto contra +3,8% a.a. em julho) e nas vendas no varejo (+5,4% a.a. em agosto contra +2,7% a.a. em julho), nos EUA e na Zona do Euro a produção industrial teve queda na margem de -0,2% e -2,3% na margem, respectivamente. No contexto doméstico, o índice de atividade econômica (IBC-br) de julho avançou +1,2% m/m e +3,9% com relação a julho/21, impulsionado pelo setor de serviços e por crescimentos (mais modestos) da indústria e do ITCC. Já o varejo ampliado apresentou recuo de -0,7% m/m. Tais resultados estão em linha com os apresentados na Pesquisa Mensal dos Serviços - PMS e Pesquisa Mensal do Comércio - PMC para o mês de julho, onde o setor de serviços teve alta de +1,1% m/m e o setor de comércio queda de -0,8% m/m. Nas análises interanuais observa-se alta de +6,3% e queda de -5,2%, respectivamente. Com relação à inflação, resultados do IPCA de agosto mostraram queda de -0,36% m/m contra +0,68% m/m em julho devido a recuos nos preços dos combustíveis, da tarifa de energia elétrica e desaceleração das altas dos preços dos alimentos. Quanto ao 1ª prévia do IGP-M de setembro, temos recuo de -0,8% m/m, com destaque para o IPA industrial (-1,31% m/m), estando em linha com o resultado do IGP-10, que mostra queda de -0,9% m/m e IPA industrial de -1,50% m/m conjugado a deflação do IPA agropecuário. O resultado positivo apresentado pelo IBC-br para o mês de julho fortalece a perspectiva de continuidade de crescimento do PIB no 3º

trimestre, indicando um viés positivo para as projeções de PIB de 2022 superiores a 2,5%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de setembro de 2022. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 69.844 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 68.559 MW médios, correspondendo a uma redução de -1.285 MW médios (-1,8%). Comparando com os valores verificados em setembro de 2020 e 2021 houve redução para o SIN, em MW médios, de -744 (-1,1%) e -2.133 (-3,0%), respectivamente.

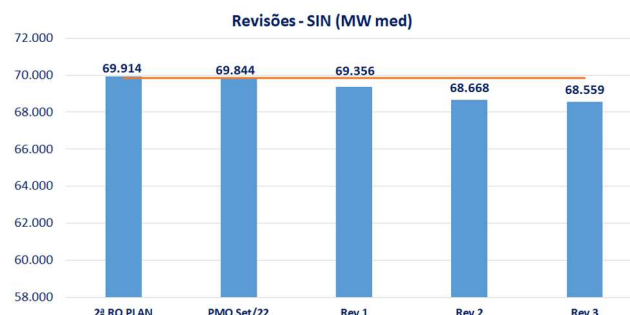


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de Setembro.

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da 3ª revisão do PMO de setembro 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 setembro de 2021, observa-se redução de -2.525 MW médios (-3,9%) no somatório das cargas dos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste e um aumento de +392 MW médios (+6,2%) na carga do submercado Norte. O Nordeste é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-8,1%) seguido do submercado Norte (+6,2%).

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

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Set/21	2ª RV PLAN (22-26)
SE/CO	-1.125 (-2,8%)	-460 (-1,1%)
Sul	-443 (-3,8%)	-409 (-3,5%)
Nordeste	-957 (-8,1%)	-388 (-3,4%)
Norte	+392 (+6,2%)	-98 (-1,4%)
SIN	-2.133 (-3,0%)	-1.355 (-1,9%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, observa-se redução na carga projetada de todos os submercados, totalizando -1.355 MW médios (-1,9%). O Sul é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-3,5%).

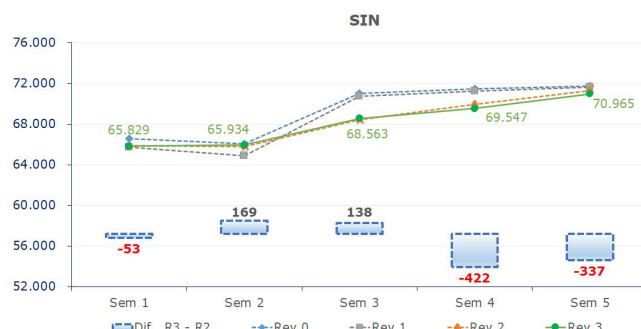


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de Setembro de 2022.

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de setembro com as projeções do PMO para a referida semana, nota-se um aumento marginal na carga verificada nos submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, totalizando +488 MWmédios (+0,86%), enquanto o submercado Sul apresentou redução na carga verificada em -350 MWmédios (-3,0%). Para a 4ª semana operativa, foi mantido o valor projetado para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Para o submercado Sul houve redução marginal da carga projetada em -422 MWmédios (-3,6%). Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +69.547 MWmédios (vide Gráfico 13).

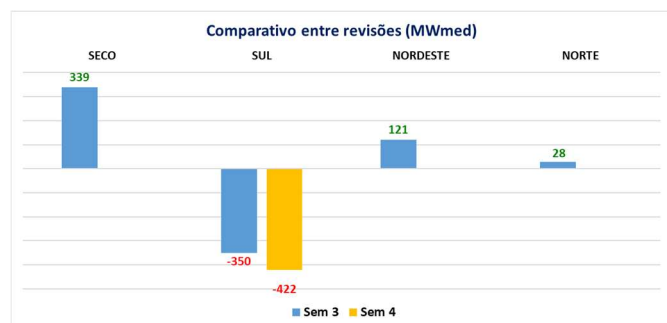


Gráfico 13 – Comparativo entre os montantes das Revisões 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas.

Em face do comportamento da carga nas últimas semanas operativas, as projeções foram também ajustadas a menor para as demais semanas operativas do mês de setembro.

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 Setembro de 2022.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RV0	66.581	66.085	70.996	71.489	71.739
RV1	65.728	64.865	70.725	71.248	71.623
RV2	65.882	65.765	68.425	69.969	71.302
RV3	65.829	65.934	68.563	69.547	70.965

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.

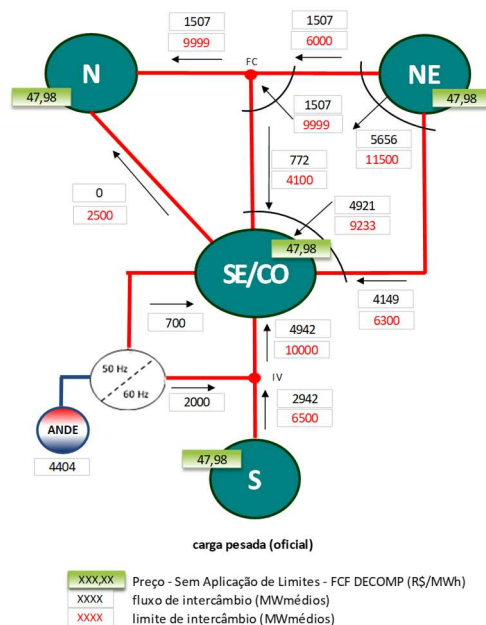


Gráfico 14 – Fluxo de Intercâmbio – Patamar Pesado

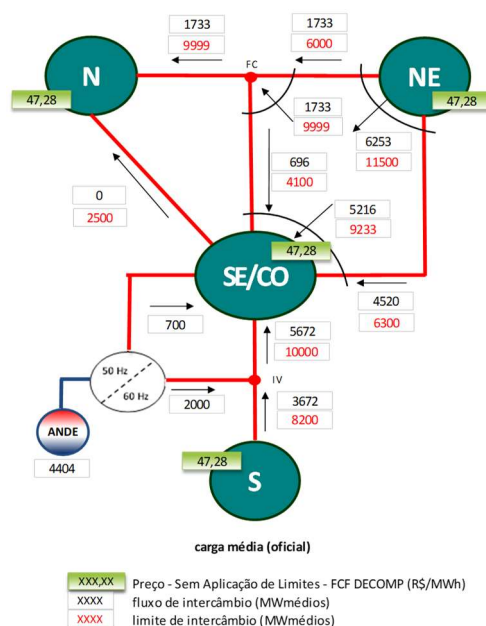


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

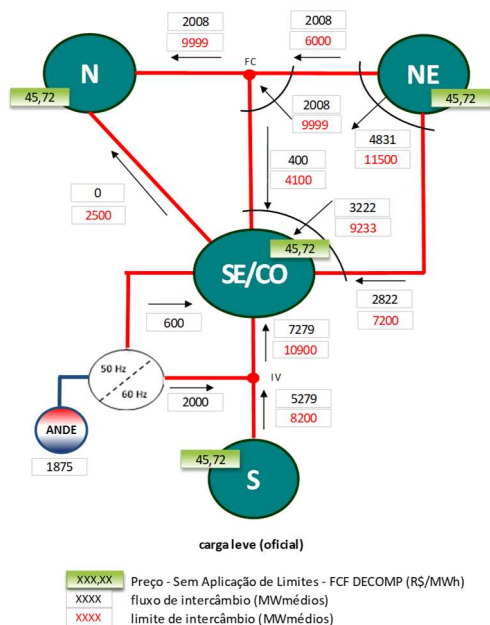


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

Declaração de CVU

A REN ANEEL nº 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 quarta semana operativa de setembro não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 17 ilustra os principais impactos na FCF dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.



Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF todos os submercados

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de elevação nas aflúências reduziu a FCF em aproximadamente R\$ 5,35/MWh. O menor nível de armazenagem verificado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma elevação em cerca de R\$ 2,40/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.

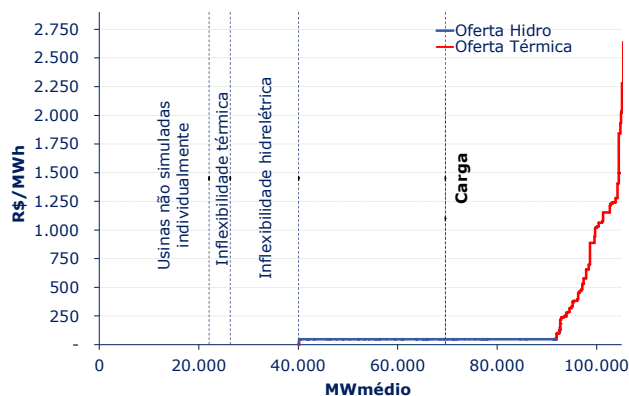


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS - setembro de 2022

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



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

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Total
Restrição operativa (R\$ MM)						
Nordeste	-	-	0,45	-	-	0,45
Norte	0,00	-	0,16	-	-	0,16
Total	0,00	0,00	0,61	0,00	0,00	0,61
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)						
Nordeste	-	-	0,15	-	-	0,15
Total	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,15
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 19 e na Tabela 10 resulta na expectativa de R\$ 0,76 milhões, sendo R\$ 0,15 milhões por *unit commitment*, e R\$ 0,61 milhões devido a restrições operativas.

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

A expectativa para o período de 17 a 30 de setembro 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 setembro 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 setembro é apresentada no Gráfico 20.

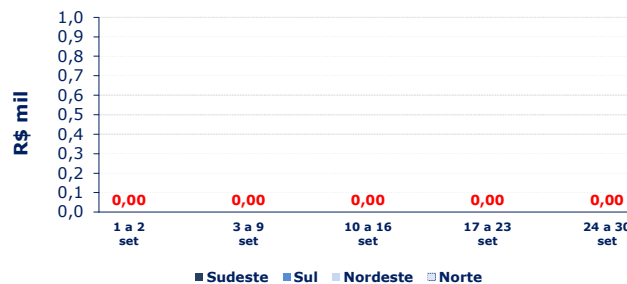


Gráfico 20 – Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2022

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

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 setembro de 2022.

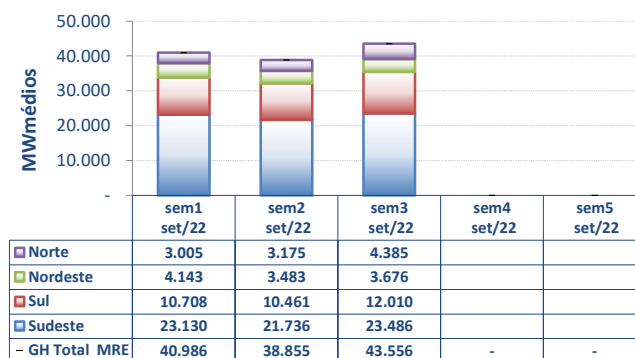


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo “InfoMercado – Dados e Análises Gerais – julho/2022”, publicado em 8 de setembro 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 setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 16 de setembro são idênticos aos do dia 15.

A expectativa para o período de 17 a 30 de setembro 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 setembro 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 agosto de 2022. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para agosto e setembro, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para setembro.

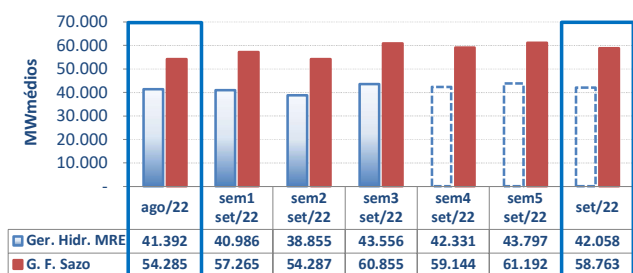


Gráfico 22 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2022

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

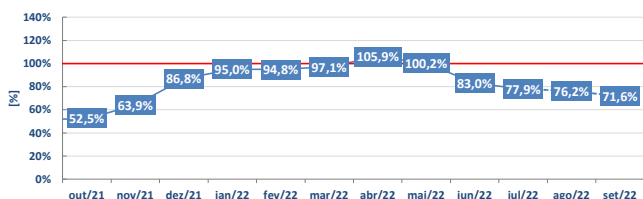


Gráfico 23 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

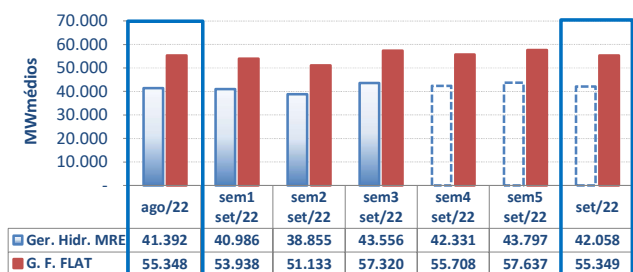


Gráfico 24 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2022

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 agosto e setembro de 2022 (ainda não contabilizados).

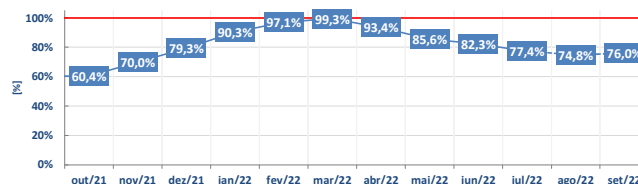


Gráfico 25 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 setembro de 2022 foram identificadas as seguintes inconsistências que impactam o cálculo do PLD:

- 1 – O SGI 47.721-22 é referente a um serviço de manutenção preventiva da UHE São Roque, no período compreendido entre os dias 08/09/2022 às 8h e 12/09/2022 às 16h30. No deck do modelo DESSEM do dia 10/09/2022 essa manutenção foi considerada apenas para o primeiro dia, não sendo considerada no período de 00h do dia 11/09/2022 até às 16h30 do dia 12/09/2022.

Todas as correções supracitadas já foram implementadas 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.