

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 2023.

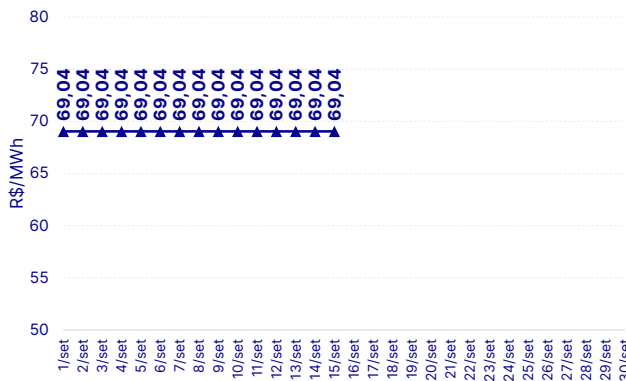


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da terceira semana operativa, que corresponde ao período de 9 a 15 de setembro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

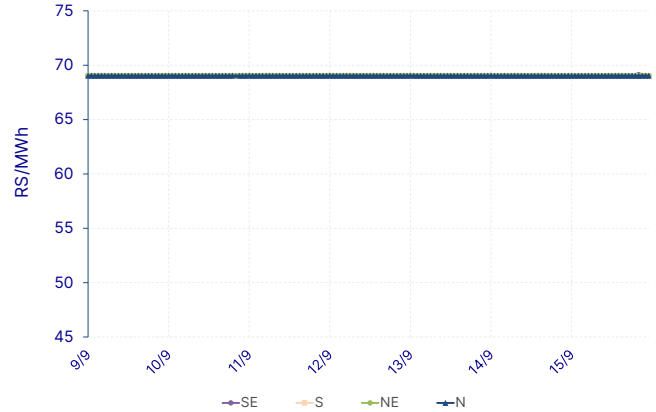


Gráfico 2 – PLD em base horária da terceira semana operativa

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 setembro (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 MWmédios, 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	MMGD
MWmed	74.212	4.175	2.582	14.908	2.769	43.762	3.739	2.277
%	100%	6%	3%	20%	4%	59%	5%	3%

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 9 a 15 de setembro de 2023.

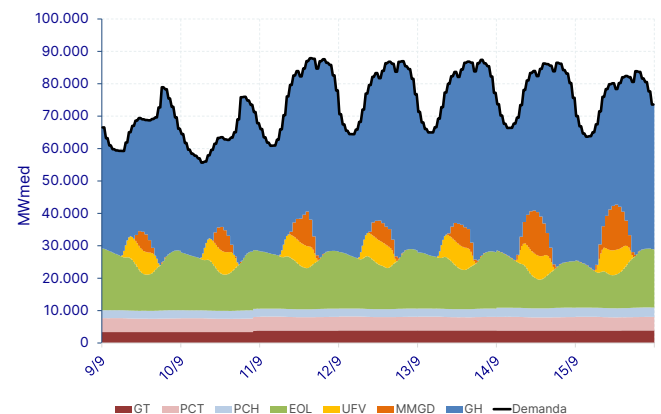


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a terceira semana operativa

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 16 a 22 de setembro 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 setembro.

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

Submercado	FCF		
	3ª sem - set	4ª sem - set	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 16 a 22 de setembro, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para setembro de 2023, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 93% da MLT para o sistema, sendo 87% no Sudeste; 114% no Sul; 69% no Nordeste e 70% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 62 MWmédios maior do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de 398 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste e -336 MWmédios no submercado Nordeste. Os demais submercados não apresentaram variação.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -1.881 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.027 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -593 MWmédios no submercado Sul, -827 MWmédios no submercado Nordeste, 566 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.

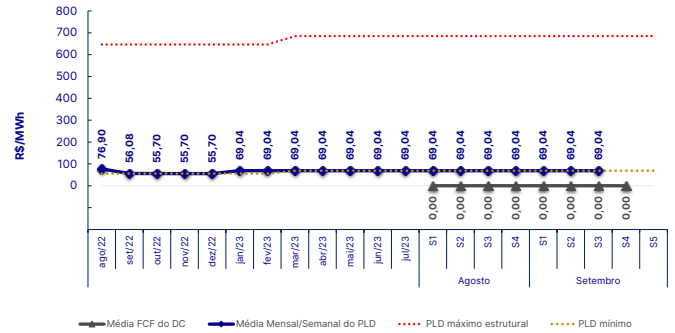


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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 Afluente - ENA

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

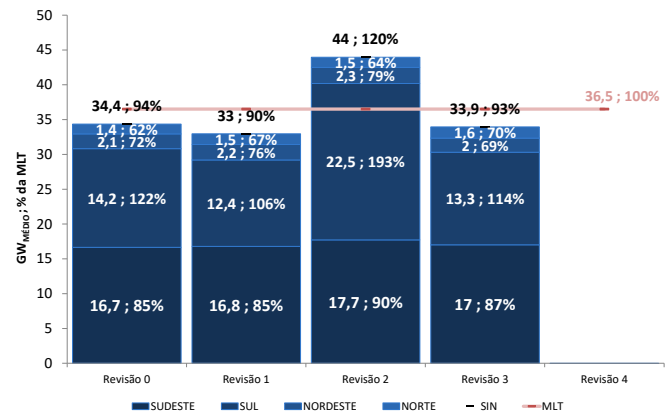


Gráfico 5 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

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

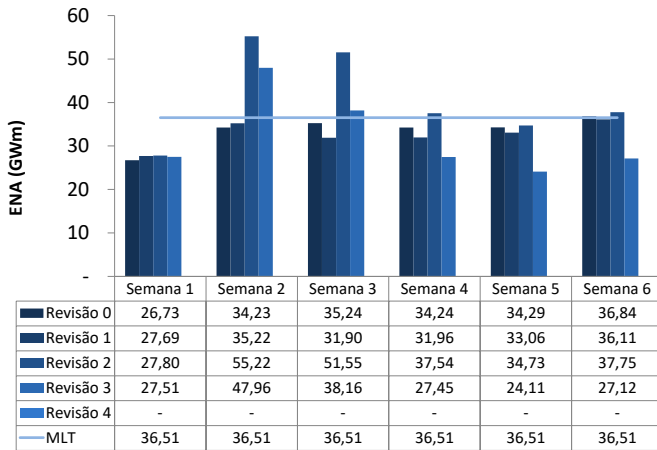


Gráfico 6 – ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 7 ilustra a evolução da ENA desde agosto de 2023. Para agosto, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 30.600 MWmédios. Já para setembro, os valores de aflúncias ficaram próximos aos 43.700 MWmédios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 36.000 MWmédios.

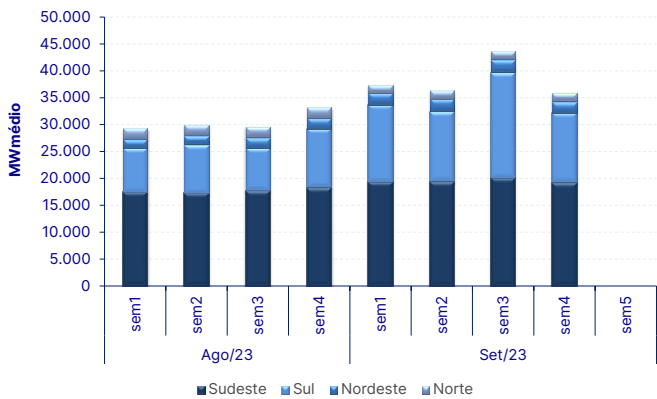


Gráfico 7 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - agosto e setembro de 2023

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

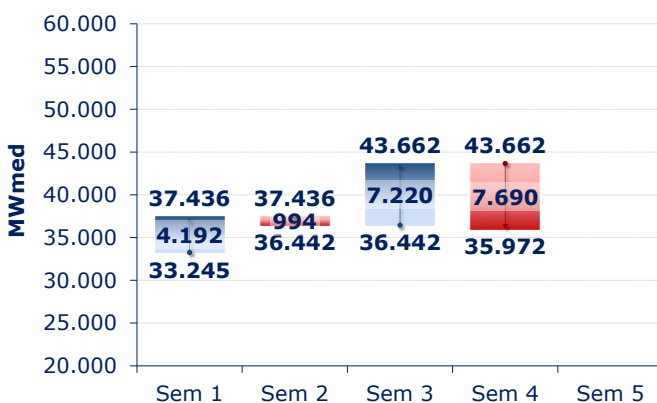


Gráfico 8 - ENA de acoplamento média do SIN

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 (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-849	-6.659	-287	105

Armazenamento inicial

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

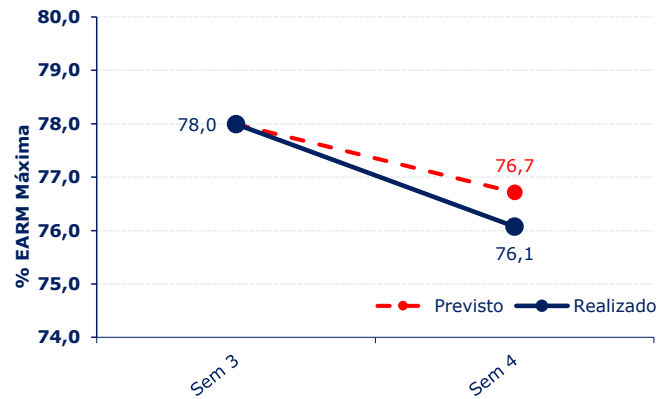


Gráfico 9 – Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 76,7% (Energia Armazenada de 225.068 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 76,1% (Energia Armazenada de 223.187 MWmês), o que representou uma queda de -1.881 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 setembro

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	76,5%	157.179	76,0%	156.152	-0,5%	-1.027
S	94,9%	19.416	92,0%	18.823	-2,9%	-593
NE	71,0%	36.720	69,4%	35.893	-1,6%	-827
N	74,7%	11.753	78,3%	12.319	3,6%	566
SIN	76,7%	225.068	76,1%	223.187	-0,6%	-1.881

Carga - DECOMP

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

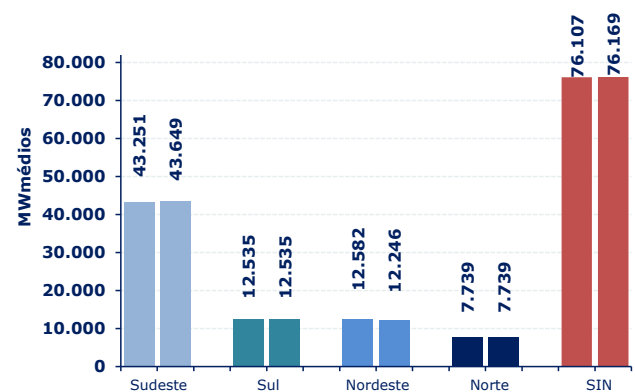


Gráfico 10 - Carga no SIN

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 (MWMédios)

SE/CO	S	NE	N
398	-	-336	-

No âmbito internacional, na Zona do Euro, em julho, as vendas no varejo recuaram -0,2% na margem e -1,0% na análise interanual, enquanto a inflação ao produtor apresentou queda de -0,5% na margem (contra -0,4% em junho), sendo no ano a inflação de +7,6% a.a. O PMI do setor de serviços, em agosto, atingiu +47,9 pontos, confirmando a contração do setor, tendo todas as grandes economias europeias seguido a mesma tendência, com destaque para o índice na Alemanha, que atingiu +47,3 pontos (contra +51,5 pontos em julho). Nos EUA, em agosto, o PMI da indústria apresentou avanço, atingindo +47,7 pontos (contra +46,4 pontos em julho). No contexto doméstico, o Indicador de Antecedente de Emprego – IAEmp, em agosto, apresentou queda de -1,6% na margem, atingindo +76,9 pontos. A produção industrial, em julho, recuou -0,6% na margem (após estabilidade em junho) e de -1,1% com relação a julho de 2022. Na margem, temos como destaque o recuo tanto da transformação (-0,4%) quanto da indústria extrativista (-1,4%), enquanto na análise interanual houve recuo da transformação (-2,5%) e crescimento da indústria extrativista (+7,0%). Por categoria de uso, os destaques são os recuos apresentados pelos bens de capital (-7,4%) e bens de consumo duráveis (-4,1%). O PMI da indústria atingiu +50,1 pontos e o do setor de serviços +50,6 pontos em agosto. O resultado do IGP-DI de agosto indica inflação de +0,05% (contra deflação de -0,40% em julho), refletindo assim a redução da desinflação dos preços agropecuários (-0,56%) e inflação dos preços industriais (+0,35%). Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +2,56%.

O Gráfico 11 apresenta a carga de setembro de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 74.673 MW médios para o SIN, ajustados na 3ª revisão para 74.756 MW médios. Ante os valores verificados em setembro de 2021 e 2022 houve aumento, em MW médios, respectivamente de +2.604 (+3,6%) e +3.662 (+5,2%) para o SIN.

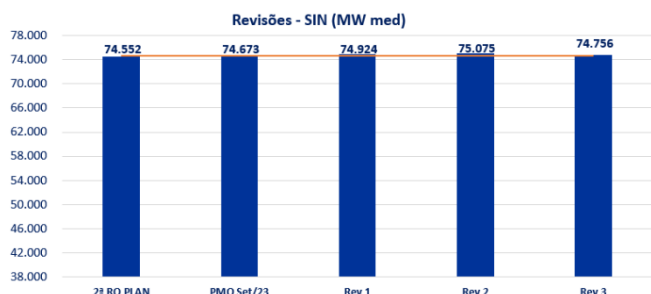


Gráfico 11 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de setembro

A Tabela 8 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada da revisão 3 do PMO de setembro 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e em relação a 2ª Revisão Quadrimestral do PLAN 2023-2027. Ao comparar as previsões da 3ª revisão com os valores verificados em setembro de 2022, as projeções são de crescimento em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+10%).

Tabela 8 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Set/23 e a carga observada em Set/22 e a projeção da 2ª RQC do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Setembro/22	2ª RQC PLAN (23-27)
SE/CO	+2.353 (+5,8%)	+290 (+0,7%)
Sul	+265 (+2,2%)	-120 (-1,0%)
Nordeste	+345 (+2,9%)	-178 (-1,4%)
Norte	+699 (+10,0%)	+211 (+2,8%)
SIN	+3.662 (+5,2%)	+204 (+0,3%)

Na comparação com os valores projetados pela 2ª RQ do PLAN, houve aumento na carga projetada nos submercados SE/CO e Norte, totalizando +501 MW médios, e redução de -378 MW médios na carga projetada no submercado Sul e Nordeste.

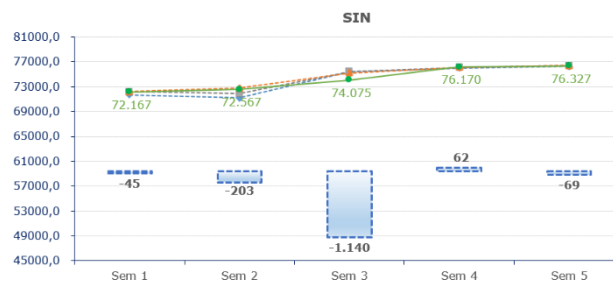


Gráfico 12 - Projeção da carga do PMO de setembro de 2023

Comparando a carga verificada na 3ª semana operativa de setembro com as projeções da 2ª Revisão do PMO para a referida semana, nota-se uma diminuição de -1.141 MW médios no somatório da carga verificada de todos os submercados. Para a 4ª semana operativa, somente a carga do submercado Nordeste foi reduzida em -336 MW médios, enquanto a carga do submercado Sudeste/Centro Oeste aumentou em +398 MW médios. Com isso, a carga projetada no SIN para a referida semana é de +76.170 MW médios (vide Gráfico 13).

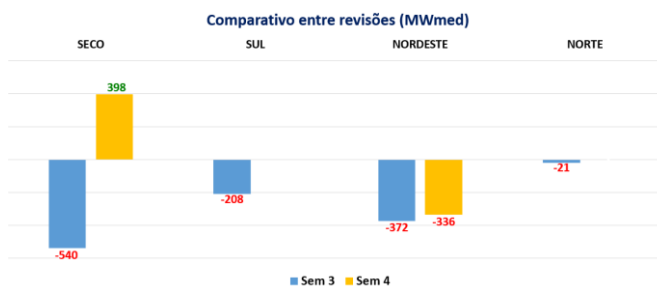


Gráfico 13 - Comparativo entre os montantes das Revs 2 e 3 para as 3ª e 4ª semanas operativas

Em face do comportamento da carga nas últimas semana operativas, as projeções foram também ajustadas 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 2023.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5	Sem6
RV0	71.691	71.192	75.363	76.008	76.296	76.505
RV1	72.236	71.872	75.463	76.108	76.396	76.605
RV2	72.212	72.770	75.215	76.108	76.396	76.605
RV3	72.167	72.567	74.075	76.170	76.327	76.518

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.

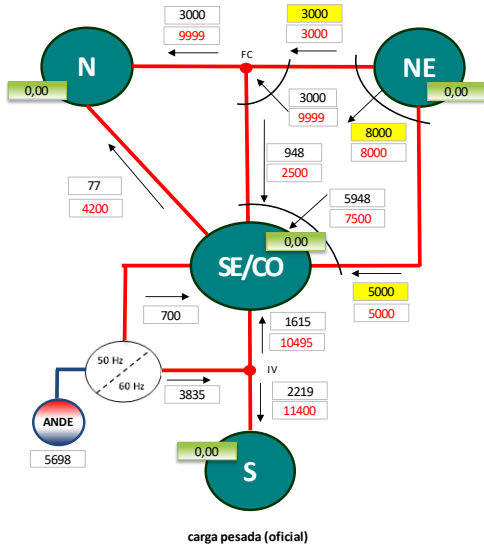


Gráfico 14 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

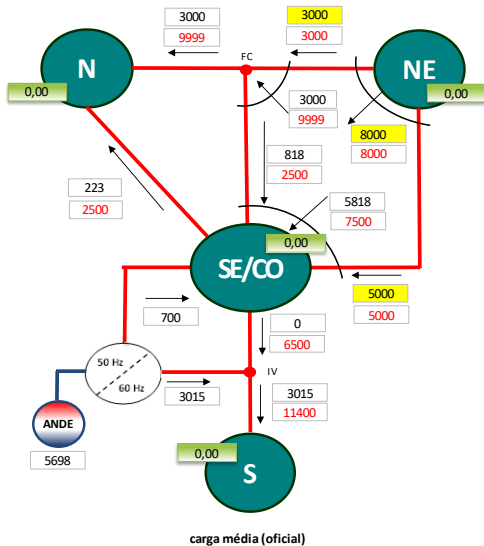


Gráfico 15 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

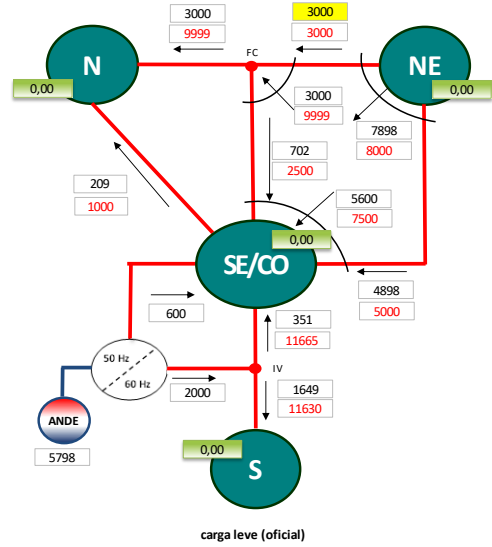


Gráfico 16 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

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.

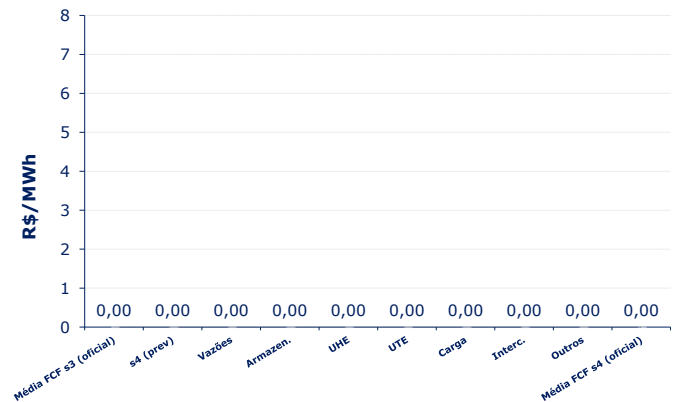


Gráfico 17 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a quarta semana operativa, não houve variação em relação à expectativa anterior e a FCF permaneceu em R\$ 0,00/MWh.

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.

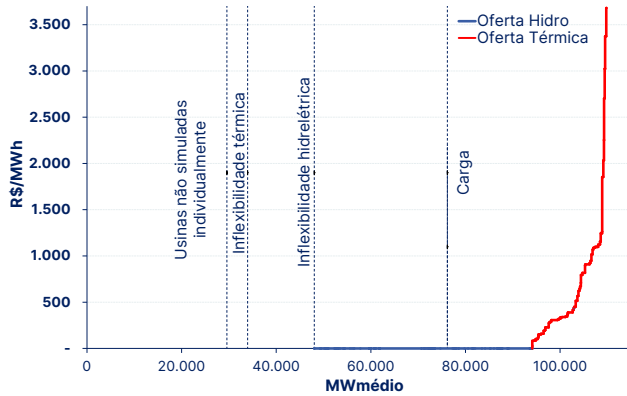


Gráfico 18 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS – setembro de 2023

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

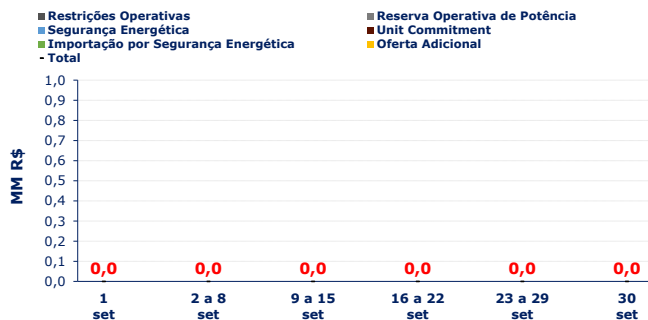


Gráfico 19 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de setembro

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	Sem 6	Total
Restrição Operativa (R\$ MM)							
Norte	-	0,01	0,02	-	-	-	0,03
Total	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,03
Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Subm.	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 10 resulta na expectativa de R\$ 0,03 milhões, sendo R\$ 0,03 milhões devido a restrições operativas.

O valor estimado de geração para o período de 1º a 13 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 14 de setembro são considerados os valores apresentados no

Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de setembro são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 30 de setembro 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 setembro 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 setembro é apresentada no Gráfico 20.

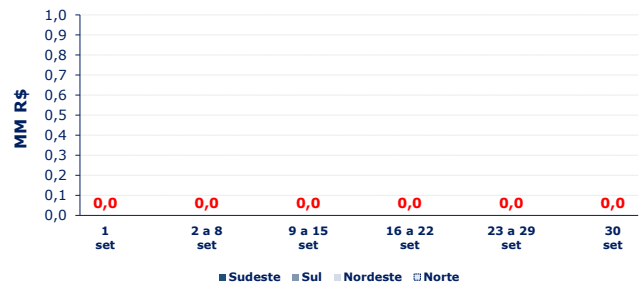


Gráfico 20 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de setembro de 2023

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 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 2023.

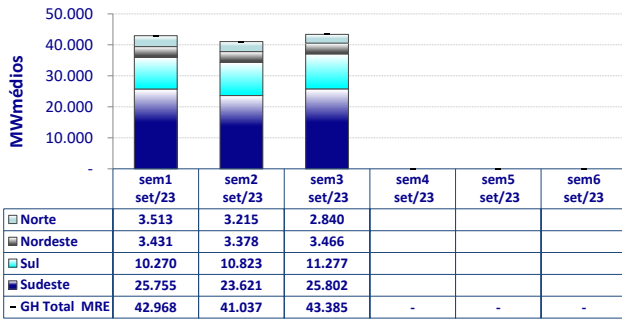


Gráfico 21 – Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

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

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado – Dados e Análises Gerais – junho/2023", publicado em 9 de agosto 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 13 de setembro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para o dia 14 de setembro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponível no site do ONS. Os dados do dia 15 de setembro são idênticos aos do dia 14.

A expectativa para o período de 16 a 30 de setembro 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 setembro 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 agosto de 2023. 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.

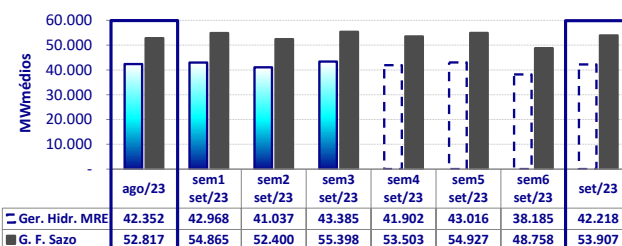


Gráfico 22 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de agosto e de setembro de 2023

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

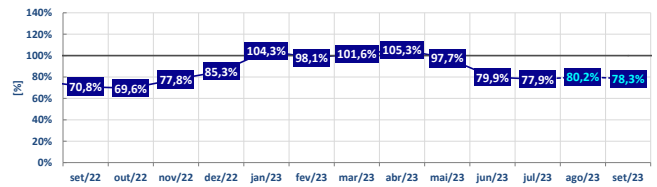


Gráfico 23 – Estimativa do fator de ajuste do MRE

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

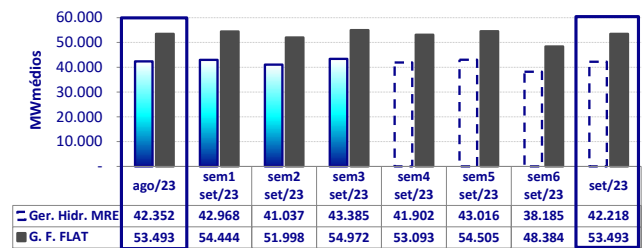


Gráfico 24 – Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de agosto e de setembro de 2023

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 agosto e setembro de 2023 (ainda não contabilizados).

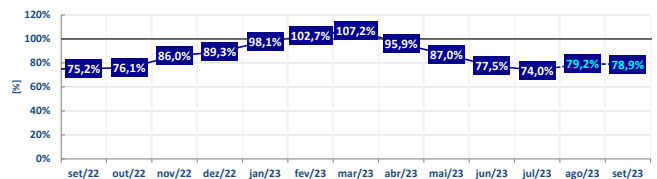


Gráfico 25 – Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 setembro de 2023 não foram identificadas inconsistências.