

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 – 4ª 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 maio de 2023.

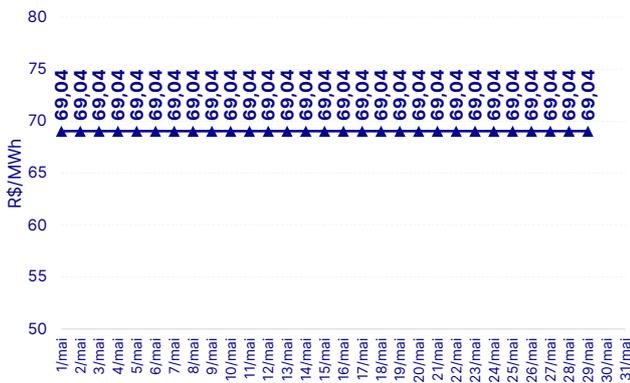


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 20 a 26 de maio de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

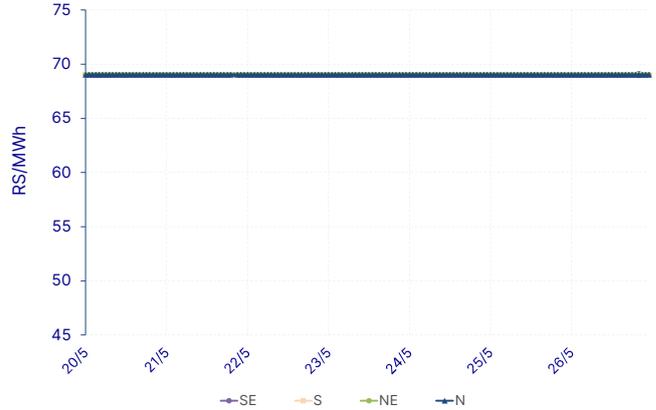


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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

Tabela 1 – Média semanal do PLD para a quarta semana operativa de maio (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	71.274	4.221	3.527	12.042	1.892	43.188	3.591	2.813
%	100%	6%	5%	17%	2%	61%	5%	4%

No Gráfico 3 é apresentado o balanço energético para o Sistema Interligado Nacional – SIN considerando os resultados de geração por fonte conforme apontado pelo modelo DESSEM, para o período de 20 a 26 de maio de 2023.

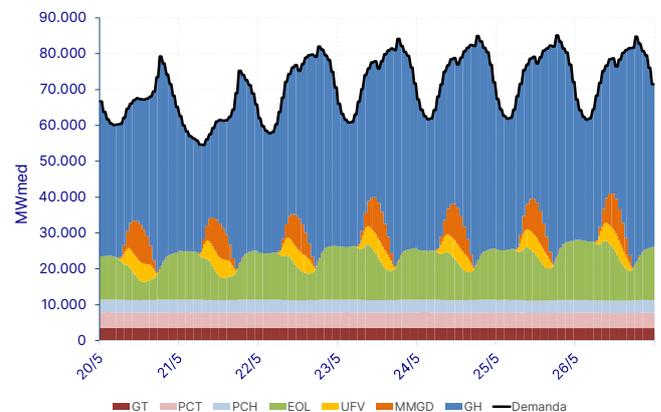


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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

Análise da FCF do DECOMP – 1ª semana operativa

A Tabela 3 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a primeira semana operativa, que corresponde ao período de 27 de maio a 2 de junho 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 quarta semana de maio e da primeira semana de junho.

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - mai	1ª sem - jun	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 27 de maio a 2 de junho, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para maio de 2023, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 79% da MLT para o sistema, sendo 92% no Sudeste; 63% no Sul; 53% no Nordeste e 71% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúncias de junho de 2023 fechem em torno de 81% da MLT para o sistema, sendo 87% no Sudeste; 60% no Sul; 45% no Nordeste e 100% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 1.507 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.886 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 511 MWmédios no submercado Sul, -198 MWmédios no submercado Nordeste e 65 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 945 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.233 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 839 MWmédios no submercado Sul, 1.339 MWmédios no submercado Norte e não apresentou variação no submercado Nordeste.

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.

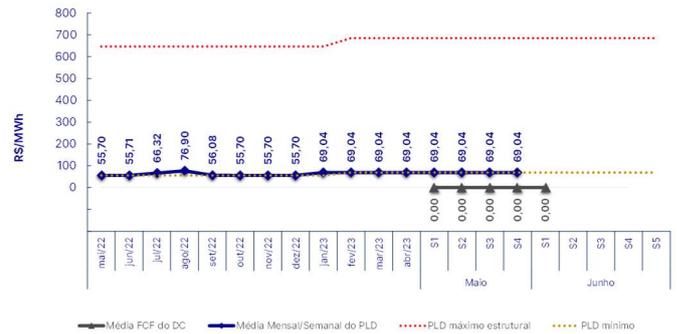


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

NEWAVE

O modelo NEWAVE estima o custo futuro da energia e reflete para o DECOMP o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Nas variáveis que influenciam a obtenção da FCF estão incluídos o armazenamento inicial, a tendência hidrológica, o cronograma de expansão das usinas, entre outras.

Armazenamento inicial

O Gráfico 5 apresenta a evolução do armazenamento deste ano para o SIN e os valores dos armazenamentos mínimo e máximo atingidos nesta região desde o ano 1996, considerando o nível de armazenamento em novembro de cada ano (final do período seco). Tal gráfico foi construído com base nos dados do Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO e no Relatório Diário da Situação Hidráulico-Hidrológica da Usinas Hidrelétricas do SIN – RDH, disponibilizados diariamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

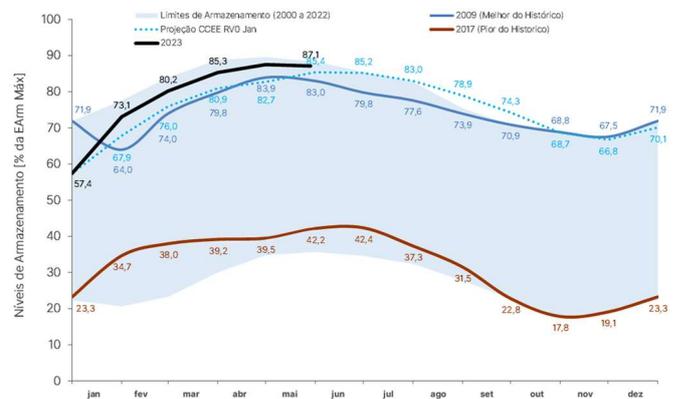


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios no primeiro quadrimestre de 2023, com estabilização do nível ao longo do mês de maio.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 28 de maio de 2023, com os verificados no final de abril de 2023, observamos as seguintes variações: -0,2% para o Sudeste, -1,5% para o Sul, -1,8% para o Nordeste e 1,2% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 28 de maio de 2023 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos

submercados: 19,6% no Sudeste, -4,8% no Sul, -5,4% no Nordeste e -0,2% no Norte.

Adicionalmente, a Tabela 5 mostra, em percentual do volume máximo, os armazenamentos iniciais utilizados por submercado para o processamento do modelo NEWAVE nos meses de maio e junho de 2023, e suas respectivas diferenças. Os valores referentes a cada submercado são a somatória dos níveis dos Reservatórios Equivalentes de Energia - REEs que compõem os submercados.

Tabela 5 – Comparação dos armazenamentos iniciais do NEWAVE em maio e junho de 2023 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
mai/23	86,3%	84,3%	91,1%	98,1%
jun/23	86,0%	82,7%	89,4%	98,5%
Diferenças	-0,3%	-1,6%	-1,7%	0,4%

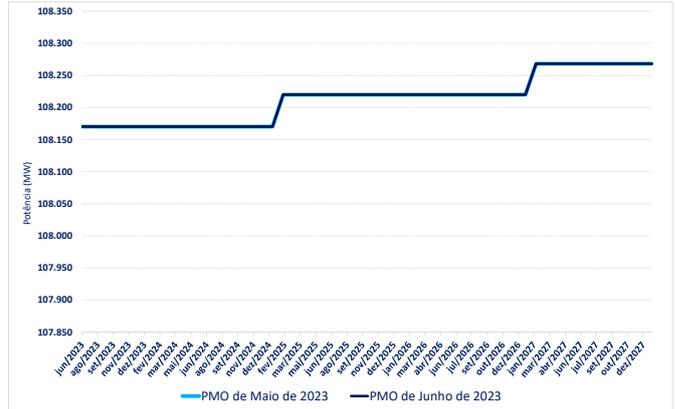


Gráfico 6 – Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica não sofreu alteração em relação ao PMO passado.

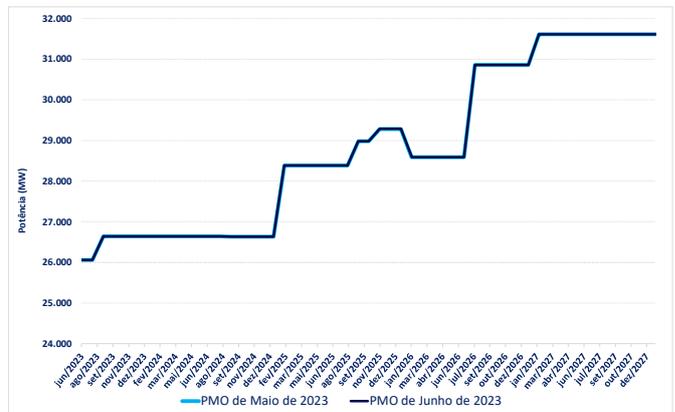


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Tendência hidrológica

As ENAs passadas são utilizadas pelo modelo NEWAVE como tendência hidrológica e influenciam na construção da FCF. A Tabela 6 mostra o comportamento das ENAs dos meses anteriores a junho, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para junho, está igual ou acima da MLT para os REEs Itaipu, Belo Monte e Manaus, gerando cenários também igual ou acima da média. Já os demais REEs, que apresentaram afluências passadas abaixo da média, também tiveram cenários futuros gerados inferiores à média.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	ANUAL	DEZ	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	Ordem	Previsão Junho % da MLT
Sudeste	94						81	1	85
Madeira	85					107	88	2	79
Teles Pires	94					117	98	2	93
Itaipu	129						125	1	125
Parana	94						88	1	89
Paranapanema	110						78	1	84
Sul	102						70	1	86
Iguaçu	125						52	1	88
Nordeste	75						56	1	66
Norte	101						94	1	96
Belo Monte	109						106	1	111
Manaus	136						109	1	119

A ordem do PAR(p)-A indica o número de meses passados que influenciam na obtenção dos cenários de ENAs.

Cronograma da expansão

Com base no cronograma dos empreendimentos, licenciamentos, obras e financiamentos, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico - DMSE² revisa mensalmente os cronogramas de entrada em operação comercial das usinas hidrelétricas - UHE; termelétricas - UTE; fotovoltaicas - UFV; eólicas - UEE; Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs.

A oferta hidráulica, apresentada no Gráfico 6, não sofreu alteração frente ao PMO passado.

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD, de maio e junho é ilustrada no Gráfico 8, mostrando a comparação entre a carga para todo o horizonte do modelo NEWAVE.

Para o período do curto prazo (2 meses), observa-se que a carga apresentou variação de -785 MW médios para o primeiro mês, e -200 MW médios no segundo mês.

² Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico – órgão que coordena reunião mensal para revisão do cronograma de entrada em operação comercial das usinas.

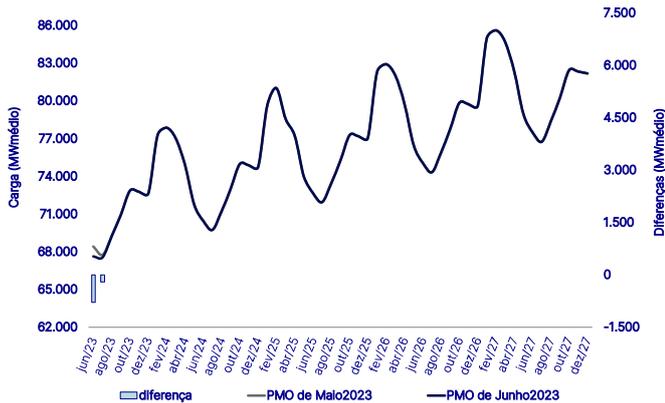


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

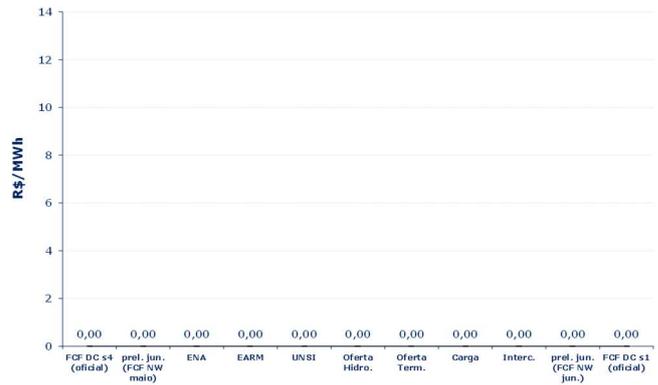


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

Usinas Não Simuladas Individualmente

A comparação entre a expectativa de geração média considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD de maio e junho é ilustrada no Gráfico 9.

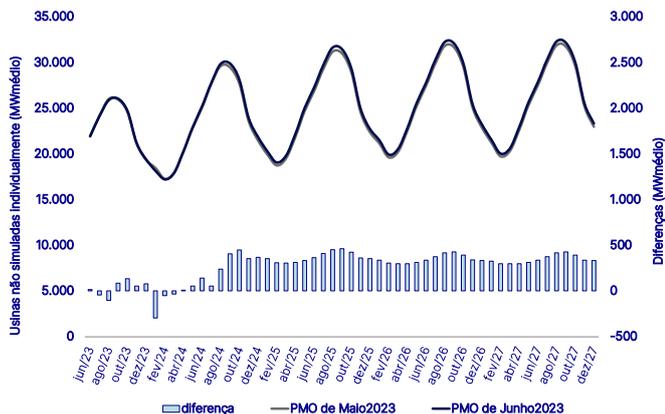


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 267 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de 463 MWmédios em setembro/2025.

Decomposição da FCF do NEWAVE

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação do PLD no NEWAVE, o Gráfico 10 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de junho de 2023 para os submercados Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte.

O horizonte de estudo do modelo DECOMP compreende dois meses. A partir do segundo mês, as informações associadas ao valor da água são obtidas por meio de uma consulta ao modelo NEWAVE - conhecida como acoplamento entre os modelos NEWAVE e DECOMP.

A expectativa média para o segundo mês do modelo DECOMP apresentava valores da FCF de aproximadamente R\$ 0,00/MWh, e o valor da FCF atualizada para este PMO não apresentou variação.

Demais alterações no preço, ilustradas no passo "FCF DC s1 (oficial)", referem-se às alterações do DECOMP, e as demonstrações do impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF DECOMP estão apresentadas na seção "Decomposição da FCF do DECOMP" deste boletim.

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.

Armazenamento inicial

O Gráfico 11 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

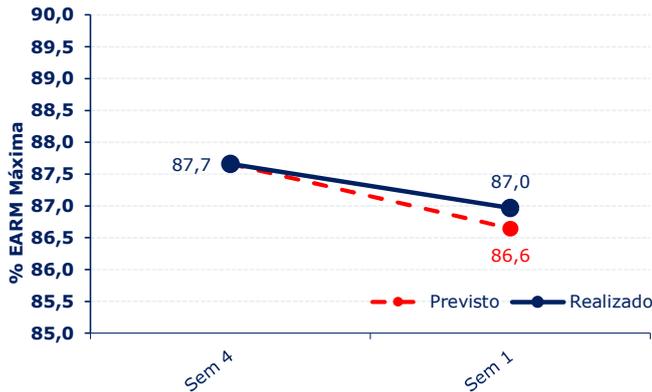


Gráfico 11 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 86,6% (Energia Armazenada de 254.222 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 87,0% (Energia Armazenada de 255.167 MWmês), o que representou um aumento de 945 MWmês em relação à expectativa da semana anterior.

A Tabela 7 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 7 - EARM (MWmês) prevista e realizada para a primeira semana operativa de junho

Submercado	RVO - previsto		RVO - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	86,5%	177.725	85,9%	176.492	-0,6%	-1.233
S	78,6%	16.081	82,7%	16.920	4,1%	839
NE	89,4%	46.236	89,4%	46.236	-	-
N	99,2%	14.180	98,5%	15.519	9,4%	1.339
SIN	86,6%	254.222	87,0%	255.167	0,3%	945

Carga - DECOMP

O Gráfico 12 apresenta a variação da carga prevista para a primeira semana de junho.

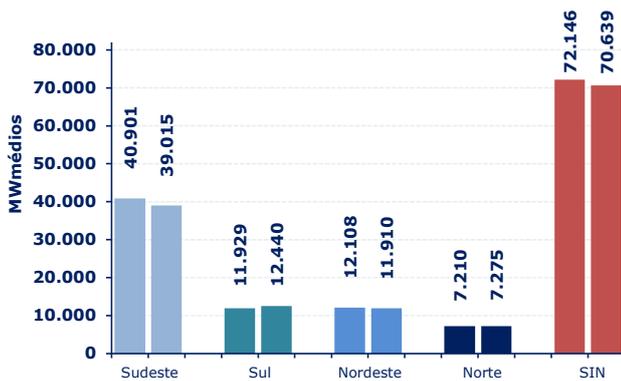


Gráfico 12 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 12 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a primeira semana operativa de junho na RV3 de maio (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RVO de junho (2ª coluna).

A Tabela 8 apresenta a variação de carga no SIN para a primeira semana operativa de junho.

Tabela 8 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.886	511	-198	65

No âmbito internacional, temos o resultado preliminar PMI Composto de maio, na Zona do Euro, atingindo +53,3 pontos, apresentando estabilidade no indicador para as principais economias europeias. Com isso, a média do indicador para o 2º trimestre de 2023 é de +53,7 pontos, apresentando avanço quando comparado com o 1º trimestre de 2023 e o 4º trimestre de 2022 (+52 pontos e +48,1 pontos, respectivamente). O PMI preliminar do setor de serviços, em maio, atingiu +55,9 pontos enquanto o PMI da indústria voltou a piorar atingindo +44,6 pontos. Nos EUA, a inflação ao consumidor acelerou, na margem, em abril, atingindo +0,40% m/m (contra +0,10% m/m em março), sendo destaque a alta dos preços de bens e serviços e a volta da alta dos preços da energia. No entanto, na média móvel trimestral tendência de desaceleração nos últimos três meses. O consumo das famílias americanas voltou a crescer em abril (+0,5% m/m) após dois meses de queda, com destaque para o avanço com gastos com bens (+0,8% m/m). No contexto doméstico, o índice de confiança do consumidor avançou +1,6% m/m em maio, atingindo +88,2 pontos, enquanto tanto o índice de confiança da construção e do da indústria recuaram, atingindo +94 pontos e +92,9 pontos, respectivamente. Os resultados podem ter sido impactados positivamente pelo ainda forte desempenho do mercado de trabalho e, negativamente pela alta inadimplência e o elevado custo do crédito. Quanto a inflação de maio, o IPCA-15 indicou desaceleração da inflação, sendo a alta de +0,51% m/m em maio (contra +0,57% m/m em abril), com destaque para a deflação dos preços dos artigos de residência (-0,28% m/m) e a inflação do item alimentos e bebidas (+0,94% m/m). Importante observar que seis dos nove itens que compõe o IPCA-15 sofreram desaceleração. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +1,2%.

O Gráfico 13a apresenta a carga de maio de 2023. Em termos mensais, o PMO de maio projetou uma carga para o SIN no valor de 72.626 MW médios, enquanto a carga verificada no PMO de junho para o mês de maio foi de 71.262 MW médios. Comparando com os valores verificados em maio de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +2.556 MW médios (+3,7%) e de +1.664 MW médios (+2,4%), respectivamente.

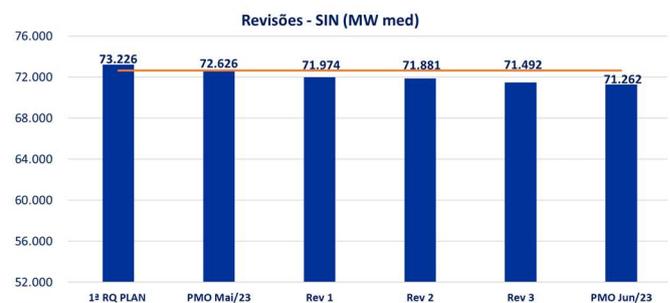


Gráfico 13a - Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de maio e junho

O Gráfico 13b apresenta a carga de junho de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 70.673 MW médios para o SIN. Comparando com os valores verificados em junho de 2021 e 2022, houve para o SIN, um aumento de +2.822 MW médios (+4,2%) e de +2.242 MW médios (+3,3%), respectivamente. O bloco de MMDG apurado na carga de junho é de 3.036 MW médios, sendo ele parte integrante da carga de 70.673 MW médios do PMO e da carga de 71.245 MW médios da 1ª RQ do PLAN.

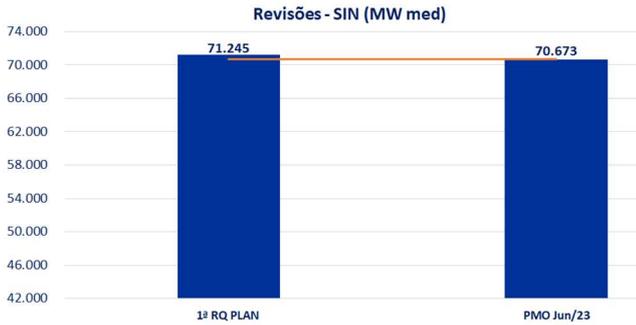


Gráfico 13b - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de junho

A Tabela 9 apresenta as variações, em MW médios e percentuais, da carga projetada do PMO de junho de 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e a 1ª RQ do PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em junho de 2022, observa-se aumento da carga em todos os submercados, sendo o Norte o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+16,4%).

Tabela 9 – Comparação entre a carga prevista para o PMO de Jun/23 e a carga observada em Jun/22 e a projeção da 1ª RQC do PLAN (23-27)

Submercado	Variação, em MW médios (%) ante	
	Junho/22	1ª RQC PLAN (23-27)
SE/CO	+472 (+1,2%)	-894 (-2,2%)
Sul	+174 (+1,4%)	+87 (+0,7%)
Nordeste	+574 (+5,2%)	+34 (+0,3%)
Norte	+1.022 (+16,4%)	+201 (+2,9%)
SIN	+2.242 (+3,3%)	-572 (-0,8%)

Na comparação com os valores projetados pela 1ª RQ do PLAN, houve redução de -894 MW médios (-2,2%) na carga projetada no submercado SE/CO e, aumento de +322 MW médios (+1,0%) no somatório das projeções das cargas dos demais submercados.

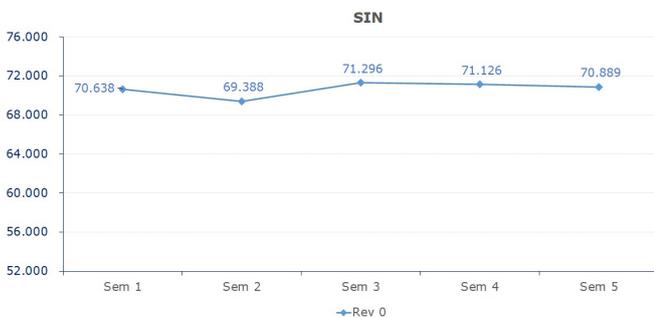


Gráfico 14 - Projeção da carga do PMO de Junho de 2023.

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de junho são apresentados no Gráfico 3, onde a carga prevista para o SIN é de 70.638 MW médios, sendo o submercado SE/CO responsável por 55,2% da carga (vide Gráfico 15).

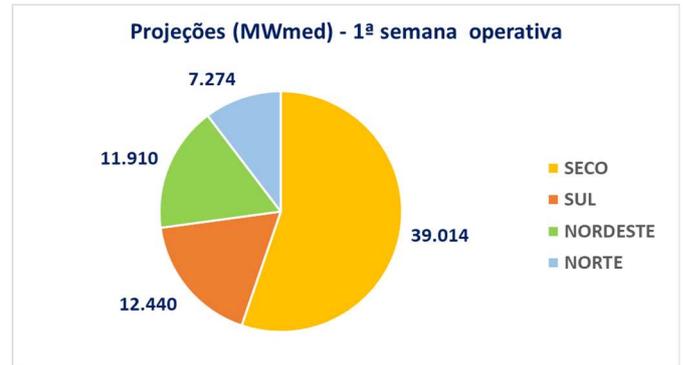


Gráfico 15 – Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de Junho por submercado.

A Tabela 10 ilustra os valores de carga previstos para o SIN, por semana operativa.

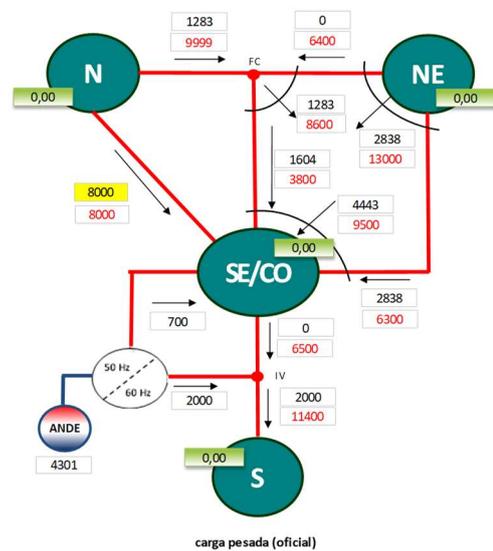
Tabela 10 – Carga prevista para o mês de Junho de 2023.

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	70.638	69.388	71.296	71.126	70.889

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 16, Gráfico 17 e Gráfico 18 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.



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 Pesado

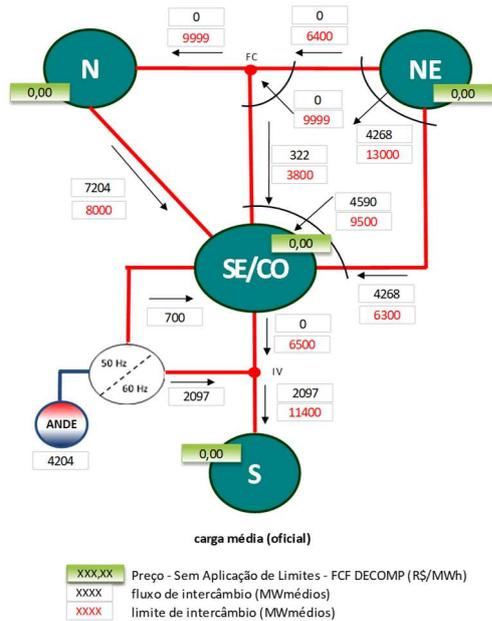


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

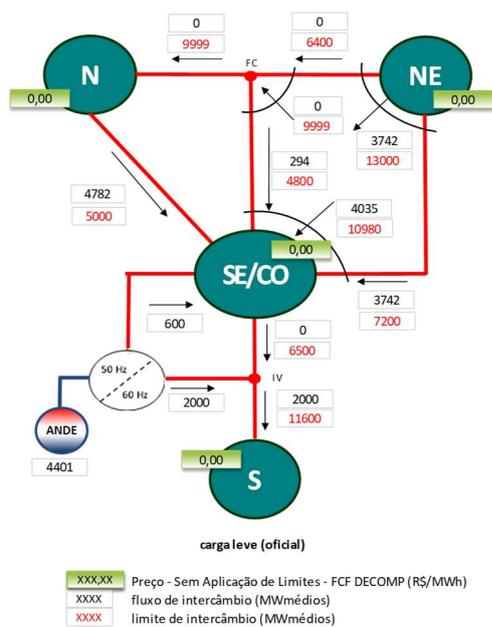


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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 19 ilustra os principais impactos na FCF.

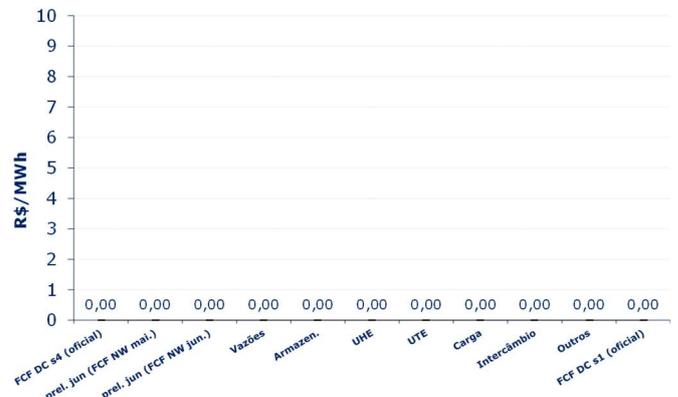


Gráfico 19 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira 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.

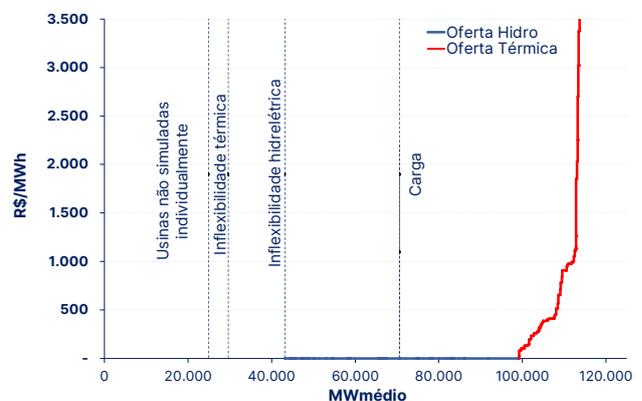


Gráfico 20 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

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 primeira semana operativa de junho não foi verificada declaração de CVU ao ONS e a CCEE.

Estimativa de ESS - maio e junho de 2023

O Gráfico 21 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de maio de 2023.



Gráfico 21 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de maio

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

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

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00						
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00						
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00						
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 21 e na Tabela 11 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O Gráfico 22 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de junho de 2023.

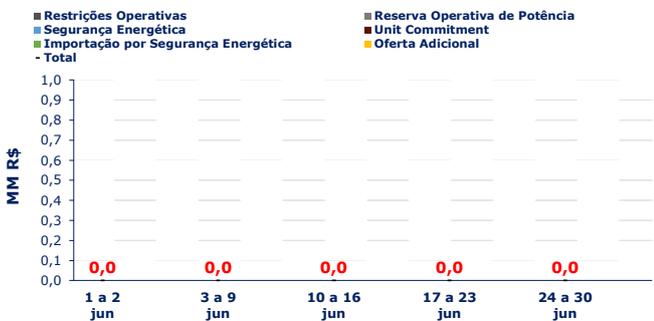


Gráfico 22 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de junho

A Tabela 12 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de junho.

Tabela 12 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de junho

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Total	0,00						
Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						
Reserva Operativa de Potência (R\$ MM)							
Total	0,00						
Unit Commitment (R\$ MM)							
Total	0,00						
Oferta Adicional (R\$ MM)							
Total	0,00						
Importação por Segurança Energética (R\$ MM)							
Total	0,00						

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 22 e na Tabela 12 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de maio a 25 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de maio são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação – IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 29 de maio são idênticos aos do dia 28.

A expectativa para o período de 30 de maio a 30 de junho 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 0 de junho 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 maio é apresentada no Gráfico 23.

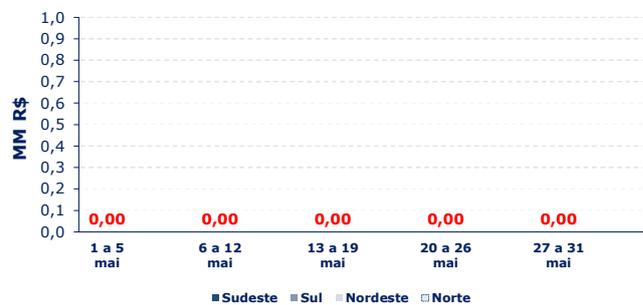


Gráfico 23 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de maio de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para maio.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para junho é apresentada no Gráfico 24.

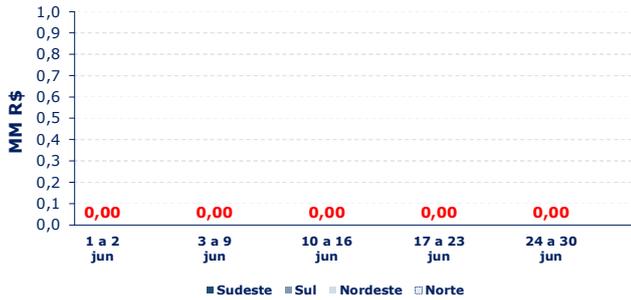


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de junho de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 24 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para junho.

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

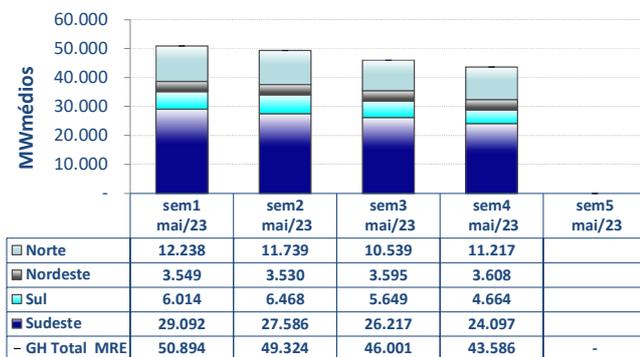


Gráfico 25 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 26 e no Gráfico 27 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para maio e junho de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2023 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais - março/2023", publicado em 15 de maio 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 de maio a 25 de maio pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 26 a 28 de maio são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação - IPDO, também disponibilizados no site do ONS. Os dados do dia 29 de maio são idênticos aos do dia 28.

A expectativa para o período de 30 de maio a 30 de junho 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 0 de junho 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 maio de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para maio e junho, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

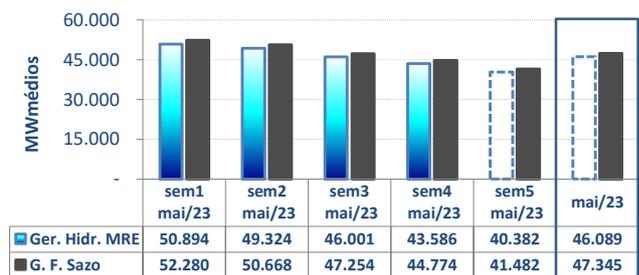


Gráfico 26 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de maio de 2023

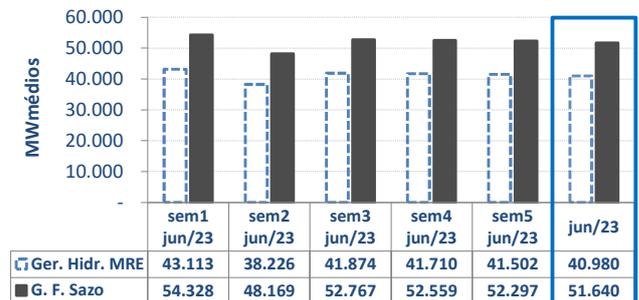


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de junho de 2023

O Gráfico 28 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de maio e junho de 2023 (ainda não contabilizados).

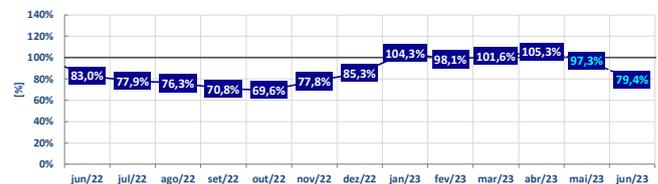


Gráfico 28 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 29 e no Gráfico 30 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 maio e junho, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

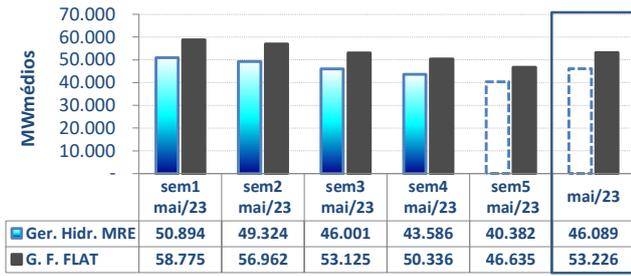


Gráfico 29 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de maio de 2023

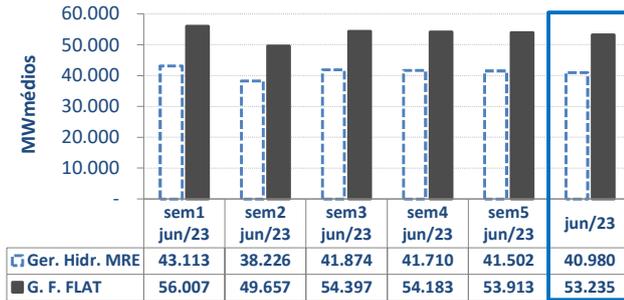


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de junho de 2023

O Gráfico 31 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 maio e junho de 2023 (ainda não contabilizados).

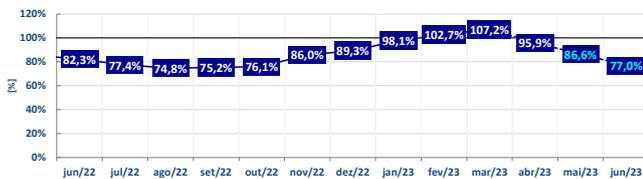


Gráfico 31 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

Projeção do PLD

A projeção de PLD apresentada neste boletim é realizada com base na projeção de ENA por Redes Neurais Artificiais - RNA, considerando o horizonte dos próximos 14 meses.

O Gráfico 32 até o Gráfico 35 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de junho de 2023 a julho de 2024.

Além da projeção por redes neurais para este mês, são apresentadas duas sensibilidades: Limite Superior (LS) e Limite Inferior (LI) da realização de ENA do mês de junho de 2023.

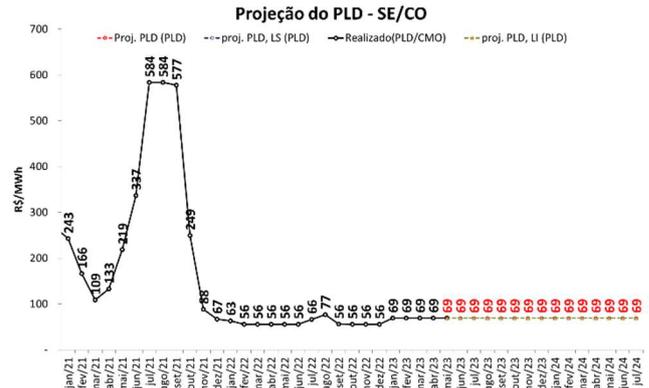


Gráfico 32 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

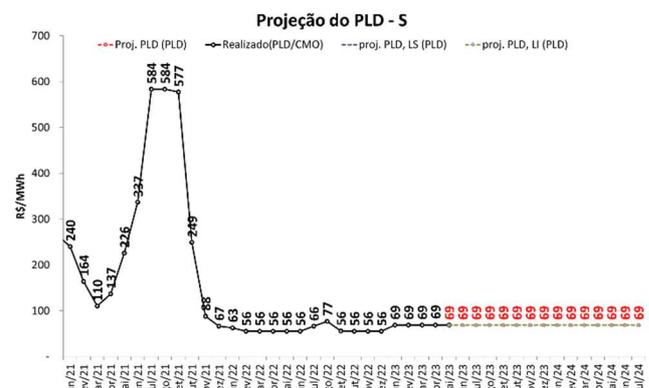


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sul

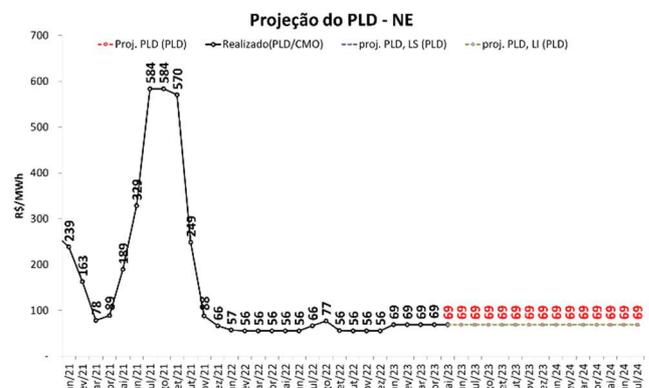


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Nordeste

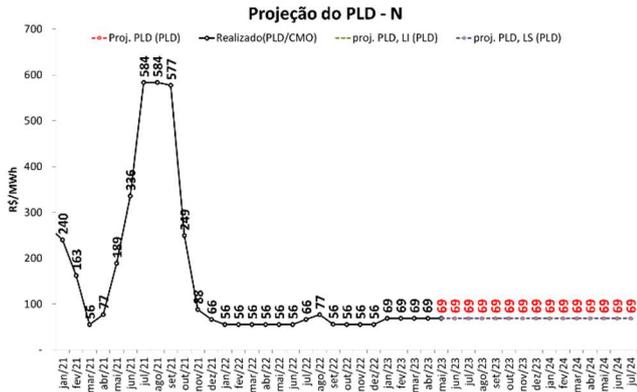


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 13 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de junho de 2023 a julho de 2024.

SE/CO	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24
Proj. PLD	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LS	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE VE	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
S	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Proj. PLD	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LS	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE VE	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
NE	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Proj. PLD	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LS	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE VE	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
W	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
Proj. PLD	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LS	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE VE	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
proj. PLD, SMAPE LI	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69

Tabela 13 – Resultados da Projeção do PLD

Disclaimer - A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. Assim, não cabe atribuir à CCEE qualquer responsabilidade pela tomada de decisões administrativas e empresariais relacionadas ao tema. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente material sem a identificação da fonte.

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 quarta semana operativa de maio de 2023 foi identificada a seguinte inconsistência que impacta o cálculo do PLD:

- 1 – A restrição 914 possui um limite máximo representado por $nc-783$, em que nc ($4 \leq nc \leq 8$) é o número de conversores em operação. Quando há alguma manutenção que afeta este limite, o nc pode diminuir, reduzindo o limite máximo da restrição. Caso a manutenção ocorra fora da usina (após a medição da CCEE) e interna ao submercado, ela não é considerada pela CCEE. Se for anterior à medição da CCEE, a manutenção é considerada pela CCEE para o cálculo do PLD. Entretanto, devido ao tratamento automatizado realizado no deck da CCEE para

consideração das restrições lineares por parte e por tabela no primeiro dia do horizonte (substituição da vigência inicial D+1 para D), para o caso sem rede, ocorreu à alteração da duração das restrições, impactando erroneamente na duração que deveria vigor durante parte do estudo, permanecendo a última linha como o valor vigente para todo o horizonte do estudo no deck de DESSEM da CCEE.

As correções foram implementadas no deck de dados do modelo em conformidade com a determinação da Resolução Normativa nº 1.032 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), de 26 de junho de 2022, que indica, em seu Art. 27, que: “Na hipótese de identificação de erro no processo de formação do PLD, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a CCEE deverão corrigi-lo, produzindo-se efeito no dia subsequente à identificação”.

Histórico de versões

Versão 2 – Ajustados os valores de geração hidráulica e garantias físicas sazonalizada e flat de maio, apresentada nos Gráficos 26 e 29.