

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 fevereiro de 2023.

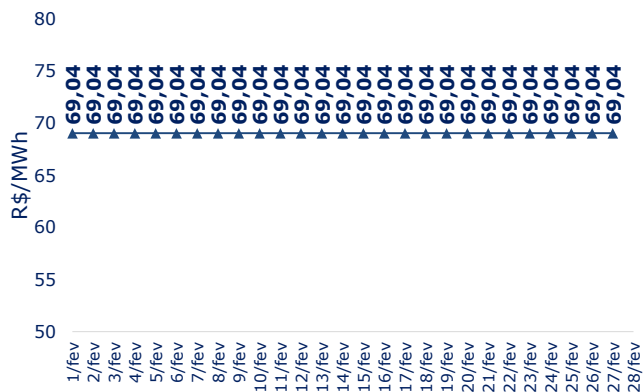


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

O Gráfico 2 apresenta o PLD em granularidade horária da quarta semana operativa, que corresponde ao período de 18 a 24 de fevereiro de 2023, obtido considerando o resultado do modelo DESSEM.

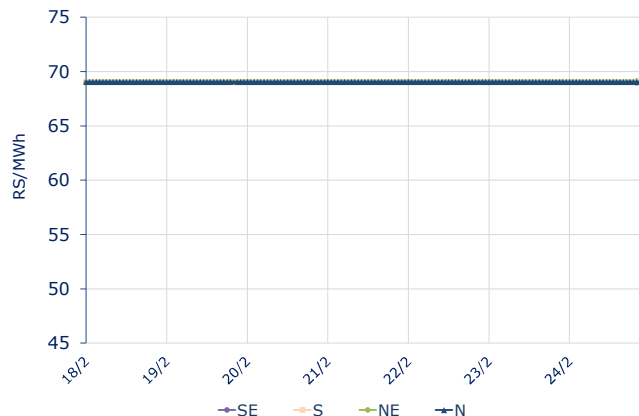


Gráfico 2 – PLD em base horária da quarta semana operativa

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 fevereiro (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 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	70.676	1.560	3.850	9.269	1.944	51.562	2.489
%	100%	2%	5%	13%	3%	73%	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 18 a 24 de fevereiro de 2023.

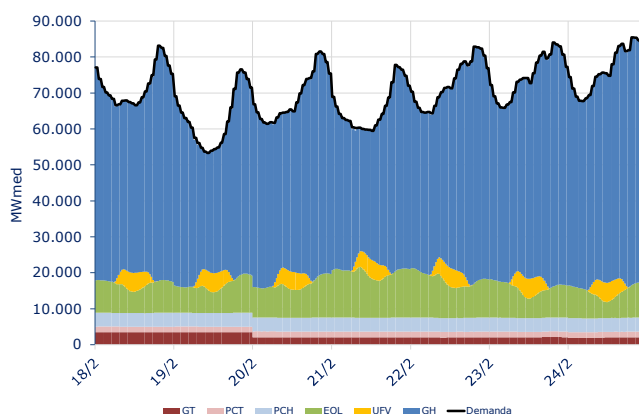


Gráfico 3 – Balanço energético do SIN para a quarta semana operativa

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 25 de fevereiro a 3 de março 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 fevereiro e da primeira semana de março.

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

Submercado	FCF		
	4ª sem - fev	1ª sem - mar	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 25 de fevereiro a 3 de março, não apresentaram variações, fechando a R\$ 0,00/MWh em todos os submercados.

Para fevereiro de 2023, espera-se que as aflúências fechem em torno de 102% da MLT para o sistema, sendo 105% no Sudeste; 90% no Sul; 95% no Nordeste e 102% no Norte.

Posteriormente, espera-se que as aflúências de março de 2023 fechem em torno de 99% da MLT para o sistema, sendo 100% no Sudeste; 110% no Sul; 64% no Nordeste e 112% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN não sofra alteração em relação a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa não apresentou variação em nenhum dos submercados.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de 2.005 MWmédios acima do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: 2.260 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -225 MWmédios no submercado Sul, 724 MWmédios no submercado Nordeste, -754 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.

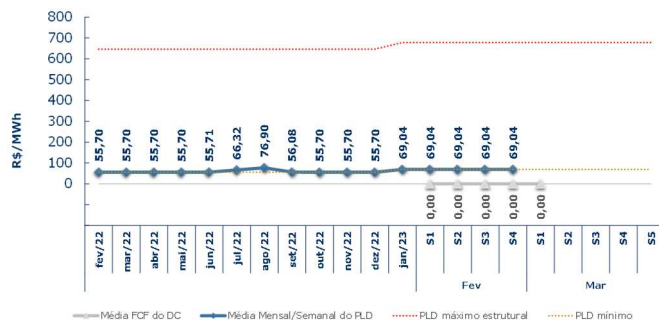


Gráfico 4 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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.

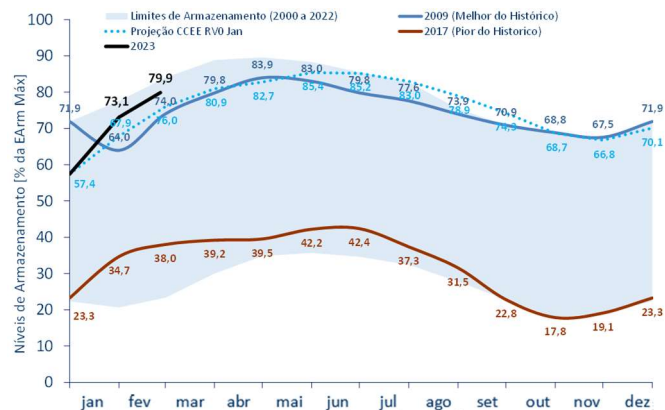


Gráfico 5 - Energia armazenada do SIN

No Gráfico 5, é possível observar a recuperação dos reservatórios no primeiro bimestre do ano de 2023.

Quando comparamos os níveis de armazenamento, do dia 26 de fevereiro de 2023, com os verificados no final de janeiro de 2023, observamos as seguintes variações: 8,9% para o Sudeste, -0,8% para o Sul, 10,0% para o Nordeste e 8,9% para o Norte.

Realizando a comparação entre o dia 26 de fevereiro de 2023 com o mesmo período do ano anterior, observa-se as seguintes variações nos

submercados: 19,4% no Sudeste, 57,8% no Sul, 3,5% no Nordeste e -2,0% 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 fevereiro e março 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 fevereiro e março de 2023 (em %) – por submercado

Mês	SE/CO	S	NE	N
fev/23	68,3%	86,6%	74,5%	88,1%
mar/23	76,3%	85,7%	84,2%	94,6%
Diferenças	8,0%	-0,9%	9,7%	6,5%

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 março, bem como o valor médio dos cenários gerados para este mês. A tendência hidrológica considerada para a construção dos cenários de afluência para março, está igual ou acima da MLT para os REEs Paraná, Paranapanema, Iguaçu, 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, com exceção do REE Itaipu.

Tabela 6 – ENAs passadas (em % da MLT)

REE	SET	OUT	NOV	DEZ	JAN	FEV	Ordem	Previsão Março % da MLT
Sudeste						86	1	94
Madeira	74	84	68	63	70	83	6	87
Teles Pires						97	1	97
Itaipu				95	73	132	3	98
Paraná						110	1	105
Paranapanema						136	1	115
Sul						70	1	85
Iguaçu			117	132	109	108	4	105
Nordeste						96	1	97
Norte						88	1	93
Belo Monte						113	1	106
Manaus						201	1	167

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 alterações em relação ao PMO anterior.

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

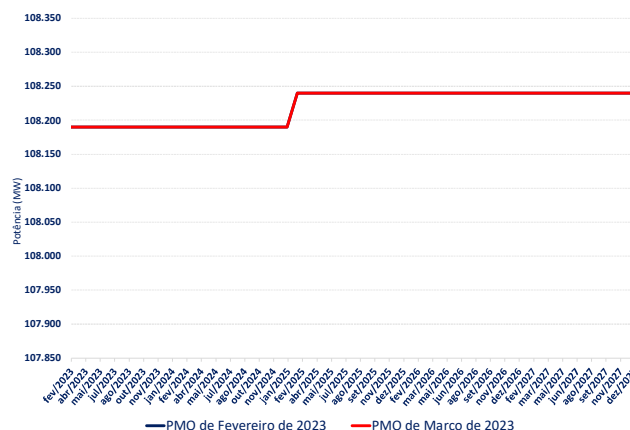


Gráfico 6 - Oferta de Usinas Hidroelétricas

Conforme Gráfico 7, a oferta térmica considerou antecipação da UTE Marlim Azul, postergação da UTE Oeste Canoas I e retirada da configuração UTE R. Silveira.

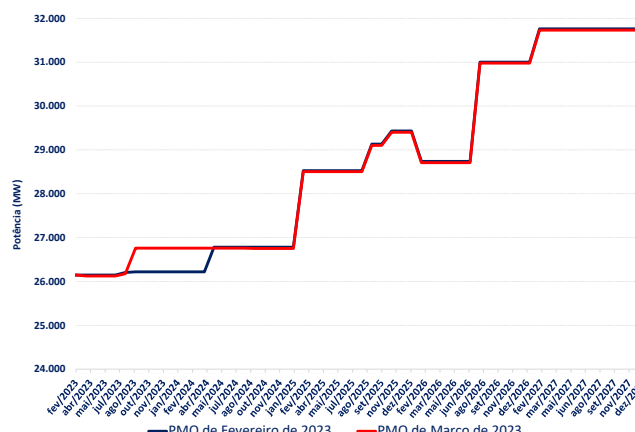


Gráfico 7 - Oferta de Usinas Térmicas

Carga - NEWAVE

A comparação entre a carga considerada para o Programa Mensal da Operação - PMO e cálculo do PLD, de fevereiro e março 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 1516 MW médios para o primeiro mês, e 235 MW médios no segundo mês.

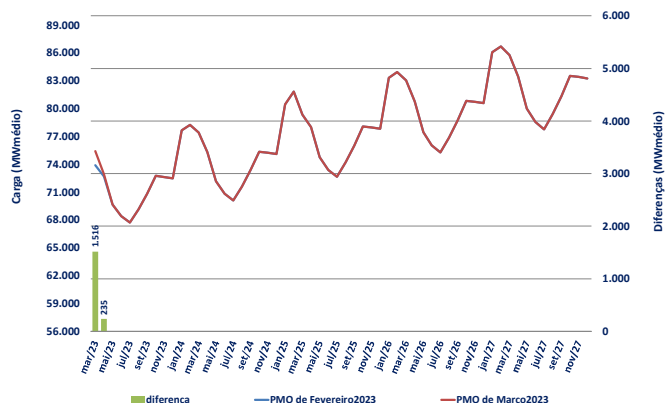


Gráfico 8 - Carga no NEWAVE - SIN

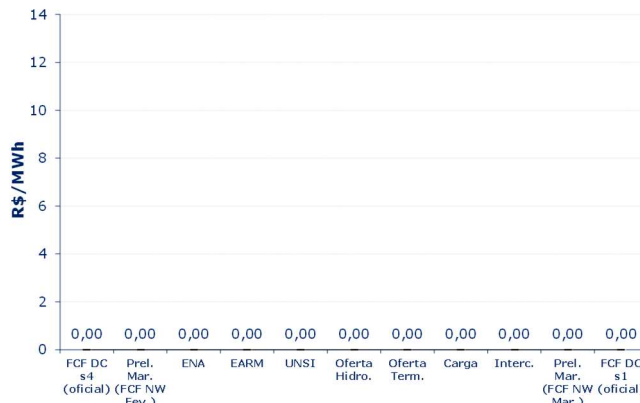


Gráfico 10 - Decomposição da variação do PLD devido a FCF para os submercado Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte

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 fevereiro e março é ilustrada no Gráfico 9.

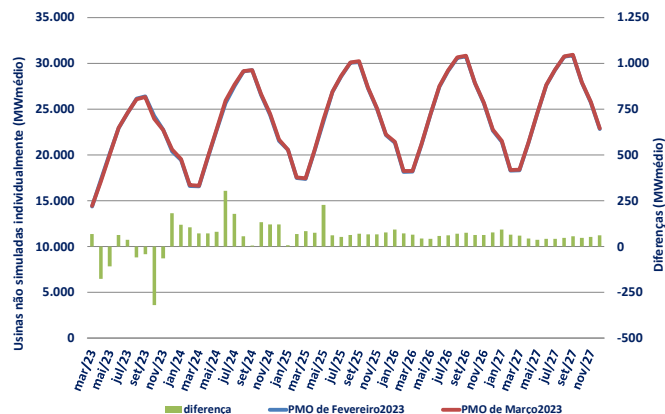


Gráfico 9 - Expectativa de geração das usinas não simuladas individualmente

Para o período, observa-se uma elevação média de 57 MWmédios de geração de usinas não simuladas individualmente - UNSI, com maior variação de -319 MWmédios em outubro/2023.

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 9 ilustra a evolução do preço quando realizadas as atualizações das variáveis referentes à FCF da primeira semana de março 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 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.

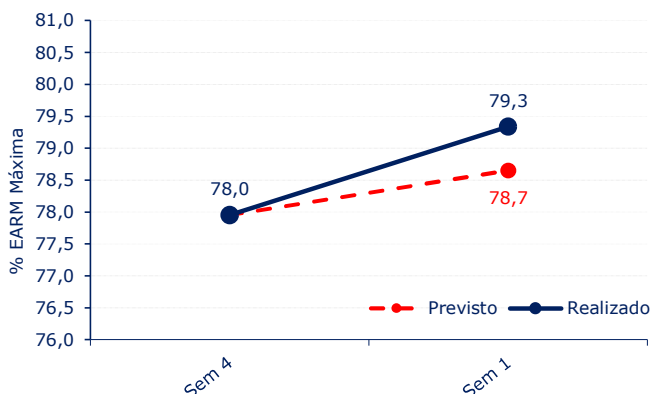


Gráfico 11 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 78,7% (Energia Armazenada de 229.819 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 79,3% (Energia Armazenada de 231.824 MWmês), o que representou um aumento de 2.005 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 março

Submercado	RV0 - previsto		RV0 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	75,3%	154.713	76,4%	156.973	1,1%	2.260
S	86,8%	17.759	85,7%	17.534	-1,1%	-225
NE	82,8%	42.823	84,2%	43.547	1,4%	724
N	98,6%	14.524	94,6%	13.770	-5,1%	-754
SIN	78,7%	229.819	79,3%	231.824	0,7%	2.005

Carga - DECOMP

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

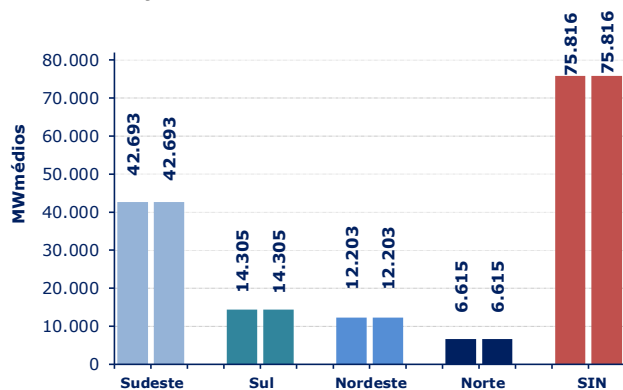


Gráfico 12 - Carga no SIN

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 março na RV3 de fevereiro (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV0 de março (2ª coluna).

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

Tabela 8 - Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-	-	-	-

No âmbito internacional, na Zona do Euro, o PMI do setor de serviços de fevereiro indica crescimento da atividade no setor compensando, assim, o momento de continuidade de contração da indústria. O PMI do setor de serviços atingiu +53 pontos, demonstrando tendência altista, enquanto o PMI da indústria atingiu +48,5 pontos. A fragilidade e contração no PMI da indústria é observada também nas principais economias europeias. Com isso, o PMI Composto atingiu +52,3 pontos em fevereiro contra +50,3 pontos em janeiro, como reflexo da demanda reprimida no setor de serviços, redução dos custos da energia e gradual desaceleração da inflação. Temos desaceleração na margem e na taxa anual da inflação em janeiro na Zona do Euro, de -0,20% m/m e +8,6% a.a. (contra +9,2% a.a. em dezembro). Nos Estados Unidos, a inflação ao consumidor em janeiro avançou +0,6% na margem (contra +0,2% m/m em dezembro) e os gastos das famílias cresceram +1,1% m/m. No contexto doméstico, temos queda nos índices de confiança do consumidor (-1,5% m/m) e da indústria, atingindo +84,5 pontos e +93,1 pontos, respectivamente. O índice de confiança da construção teve uma alta suave na margem (+0,9% m/m), atingindo +94,4 pontos. Quanto a inflação de fevereiro, o IGP-M aponta deflação da inflação, atingindo -0,06% m/m contra +0,21% m/m em janeiro. Merece destaque a deflação dos preços agropecuários (-0,47%) e industriais (-0,10%). O IPCA-15 de fevereiro apresentou alta de +0,76% m/m contra +0,55% m/m em janeiro. Segundo o Relatório Focus, as perspectivas do PIB para 2023 são de um crescimento em torno de +0,80%.

O Gráfico 14 apresenta a carga de fevereiro de 2022. Em termos mensais, o PMO de fevereiro projetou uma carga para o SIN no valor de 73.221 MWmédios, enquanto a carga verificada no PMO de março para o mês de fevereiro foi de 75.349 MWmédios. Comparando com os valores verificados em fevereiro de 2021 e 2022, houve para o SIN um aumento +2.378 MWmédios (+3,3%) e de +1.015 MWmédios (+1,4%), respectivamente.

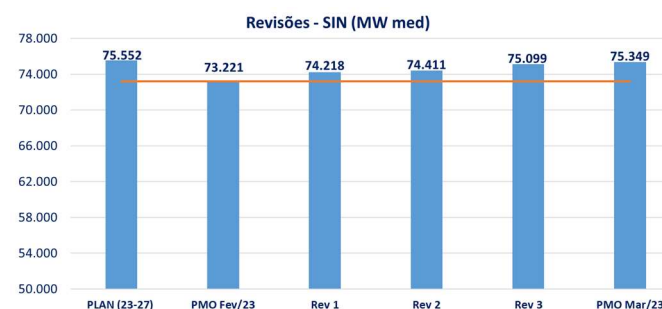


Gráfico 13 - Previsões oficiais de carga para o SIN e dos PMOs de fevereiro e março

O Gráfico 14 apresenta a carga de março de 2023. Em termos mensais, o PMO indicou uma expectativa de carga no valor de 75.421 MWmédios para o SIN. Comparando com os valores verificados em março de 2021 e 2022, houve para o SIN um aumento de +2.676 MWmédios (+3,7%) e de +342 MWmédios (+0,5%), respectivamente.

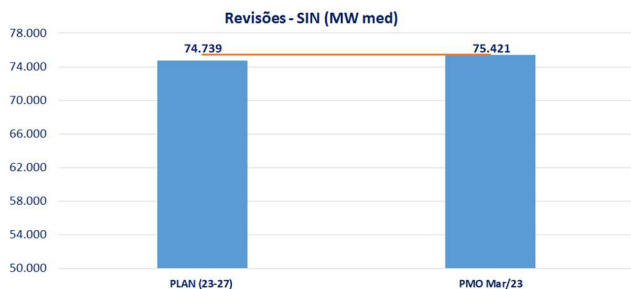


Gráfico 14 - Previsões oficiais de carga para o SIN e PMO de março

A Tabela 9 apresenta as variações, em MWmédios e percentuais, da carga projetada do PMO de março 2023 em relação ao mesmo mês do ano anterior e ao PLAN 2023-2027. Comparando as previsões do PMO com os valores verificados em março de 2022, observa-se um aumento de +1.587 MWmédios (+5,2%) na carga dos submercados Sul, Nordeste e Norte e uma redução de -1.245 MWmédios (-2,8%) na carga do submercado Sudeste-Centro-Oeste. O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (+13,6%).

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

Submercado	Variação, em MWmédios (%) ante	
	Mar/22	PLAN (23-27)
SE/CO	-1.245 (-2,8%)	+430 (+1,0%)
Sul	+383 (+2,9%)	+435 (+3,3%)
Nordeste	+424 (+3,7%)	+211 (+1,8%)
Norte	+780 (+13,6%)	-394 (-5,7%)
SIN	+342 (+0,5%)	+682 (+0,9%)

Na comparação com os valores projetados pelo PLAN, todos os submercados apresentaram aumento, exceto o Norte, no qual houve redução da carga projetada em -394 MWmédios (-5,7%). O somatório do aumento na carga projetada no Sudeste-Centro-Oeste, Sul e Nordeste é de +1.076 MWmédios (+1,6%). O Norte é o submercado que apresentou maior variação percentual absoluta (-5,7%).

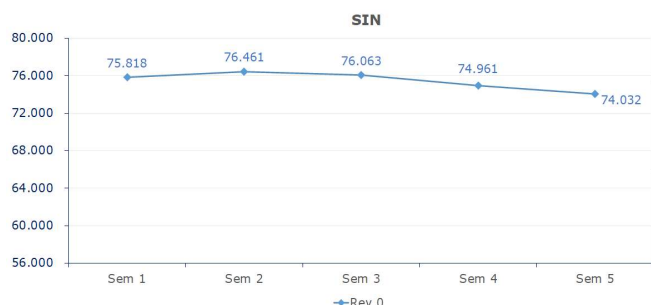


Gráfico 15 - Projeção da carga do PMO de março de 2023

Os valores estimados no PMO, por submercado, para a 1ª semana operativa de março são apresentados no Gráfico 16, onde a carga prevista para o SIN é de 75.818 MWmédios, sendo o Sudeste-Centro-Oeste responsável por 57% da carga.

Projeções (MWmed) - 1ª semana operativa

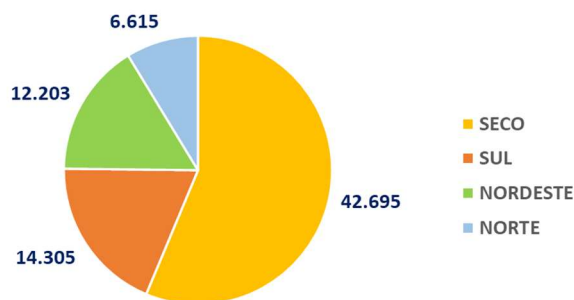


Gráfico 16 - Previsões oficiais da 1ª semana operativa do PMO de março por submercado.

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

Tabela 10 - Carga prevista para o mês de março de 2023

SIN	Sem1	Sem2	Sem3	Sem4	Sem5
RVO	75.818	76.461	76.063	74.961	74.032

Essas projeções estão embasadas em sinalizações econômicas e meteorológicas.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 17, Gráfico 18 e Gráfico 19 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.

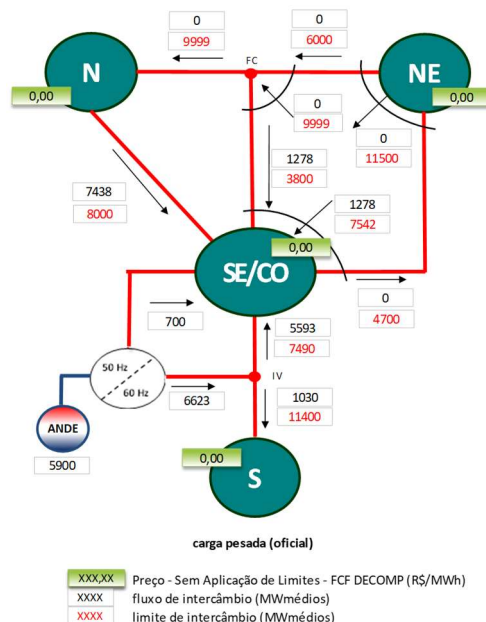


Gráfico 17 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

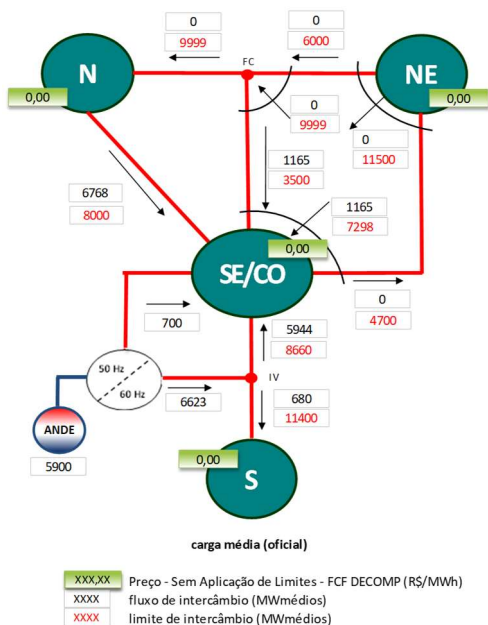


Gráfico 18 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

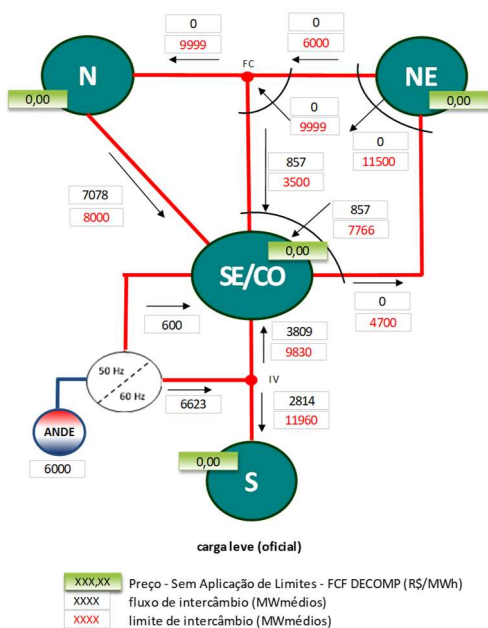


Gráfico 19 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Leve

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.

Com a finalidade de apresentar os valores de CVU declarado ao ONS e à CCEE, são apresentadas na Tabela 11 as declarações de CVU para a primeira semana operativa de março de 2023.

Tabela 11 - Declaração de CVU para a primeira semana operativa de março

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
SAO SEPE	103,39	103,40
B.BONITA I	650,00	708,84

Decomposição da FCF do DECOMP

Com o objetivo de demonstrar o impacto da atualização de todas as variáveis na formação da FCF referentes ao DECOMP, o Gráfico 20 ilustra os principais impactos na FCF.

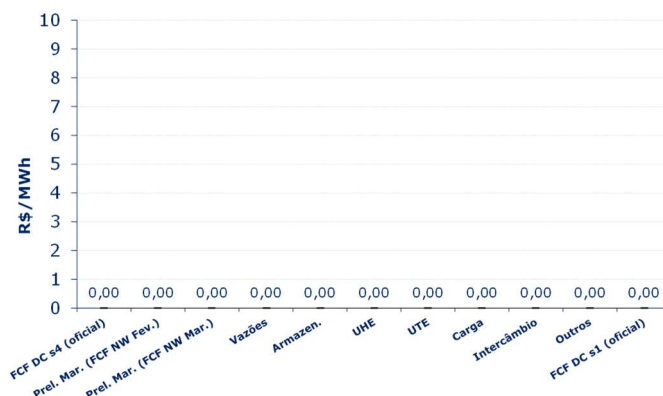


Gráfico 20 - Decomposição da variação da FCF para todos os submercados

Para a primeira semana operativa, não houve variação em relação a 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.

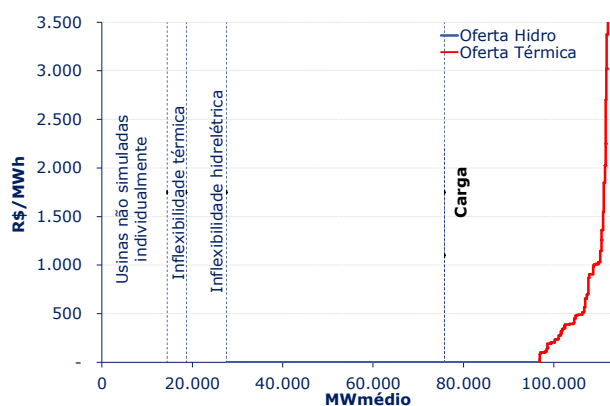


Gráfico 21 - Oferta e demanda de energia para todos os submercados

Estimativa de ESS - fevereiro e março de 2023

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



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

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

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

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

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

O Gráfico 23 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de março de 2023.

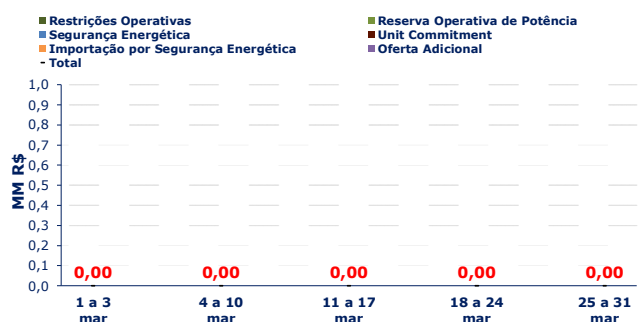


Gráfico 23 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de março

A Tabela 13 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de março.

Tabela 13 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de março

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

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 23 e na Tabela 13 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões.

O valor estimado de geração para o período de 1º de fevereiro a 23 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Para os dias 24 a 26 de fevereiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 27 de fevereiro são idênticos aos do dia 26.

A expectativa para o período de 28 de fevereiro a 31 de março 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 março 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 fevereiro é apresentada no Gráfico 24.

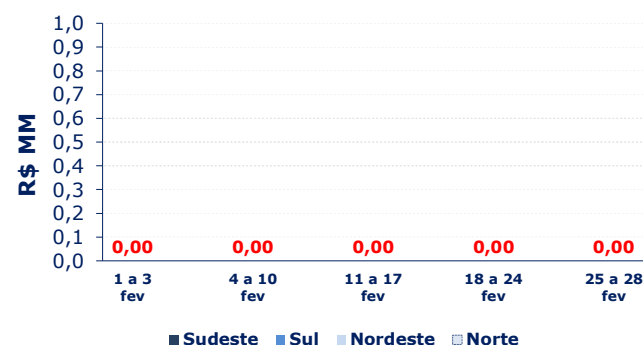


Gráfico 24 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de fevereiro de 2023

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 fevereiro.

A estimativa de custos decorrentes do descolamento entre CMO e PLD para março é apresentada no Gráfico 25.

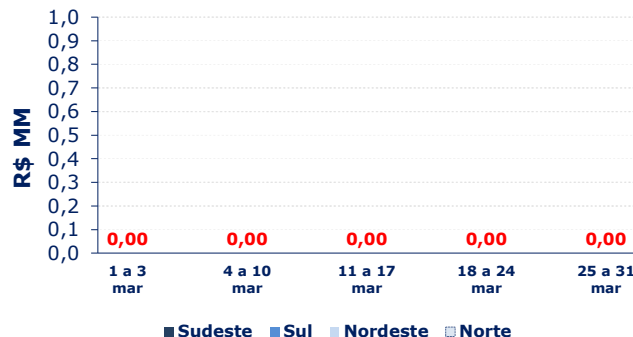


Gráfico 25 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de março de 2023

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 25 resulta na expectativa de R\$ 0,00 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para março.

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

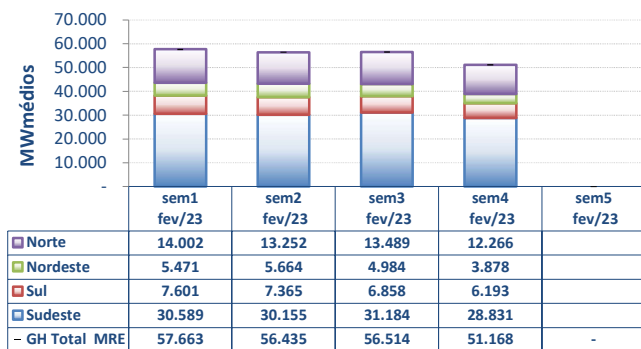


Gráfico 26 - Estimativa de realização da geração hidráulica das usinas participantes do MRE por submercado

No Gráfico 27 e no Gráfico 28 é apresentada a previsão da geração hidráulica das usinas participantes do MRE comparada com a garantia física sazonalizada preliminar para fevereiro e março de 2023.

A garantia física sazonalizada de 2022 está de acordo com o valor divulgado pelo "InfoMercado - Dados e Análises Gerais Preliminar - 2023", publicado em 8 de fevereiro 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 fevereiro a 23 de fevereiro pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação - BDO,

disponível no site do ONS. Para os dias 24 a 26 de fevereiro são considerados os valores apresentados no Informativo Preliminar Diário da Operação. Os dados do dia 27 de fevereiro são idênticos aos do dia 26.

A expectativa para o período de 28 de fevereiro a 31 de março 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 março 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 fevereiro de 2023. Também foi considerado o perfil de modulação da garantia física. Além dos valores mensais para fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste exibidas em base semanal para ambos os meses.

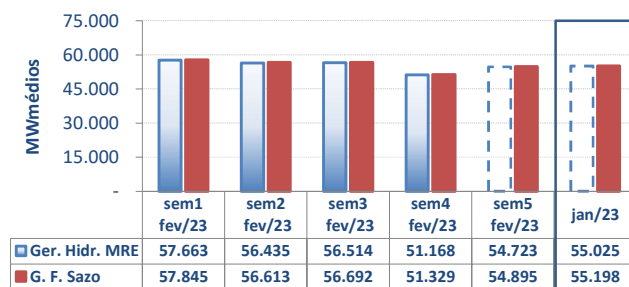


Gráfico 27 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de fevereiro de 2023

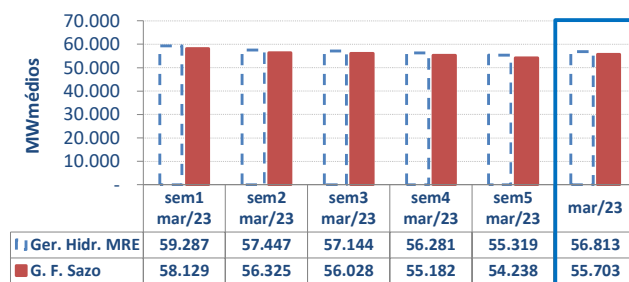


Gráfico 28 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física sazonalizada de março de 2023

O Gráfico 29 apresenta o histórico do fator de ajuste do MRE bem como a estimativa de fevereiro e março de 2023 (ainda não contabilizados).

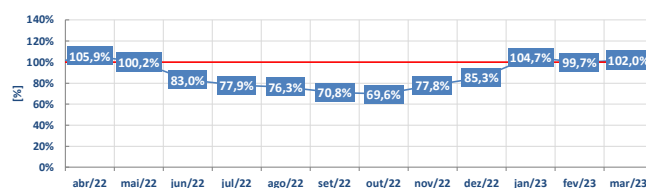


Gráfico 29 - Estimativa do fator de ajuste do MRE

Por fim, de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11 de dezembro de 2015, no Gráfico 30 e no Gráfico 31 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 fevereiro e março, as estimativas do fator de ajuste são exibidas em base semanal para ambos os meses.

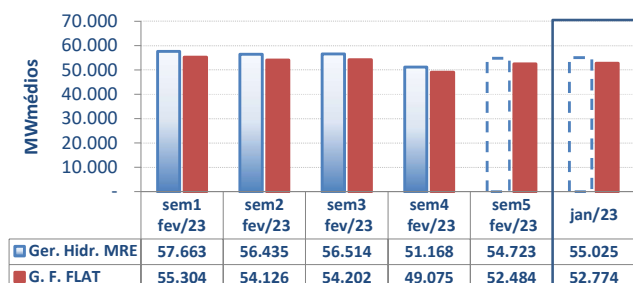


Gráfico 30 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de fevereiro de 2023

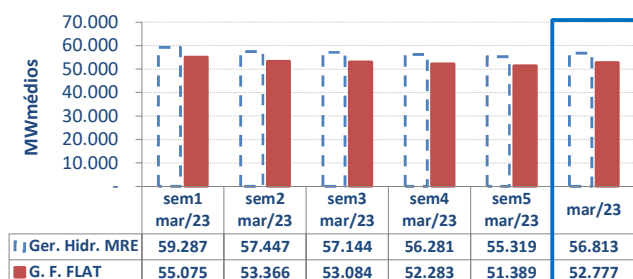


Gráfico 31 - Estimativa de geração hidráulica das usinas participantes do MRE e garantia física flat de março de 2023

O Gráfico 32 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 fevereiro e março de 2023 (ainda não contabilizados).

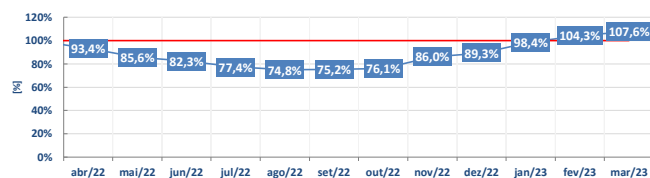


Gráfico 32 - Estimativa do fator de ajuste do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

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 33 até o Gráfico 36 ilustram, na linha tracejada vermelha, os PLDs projetados para o período de março de 2023 a abril de 2024.

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

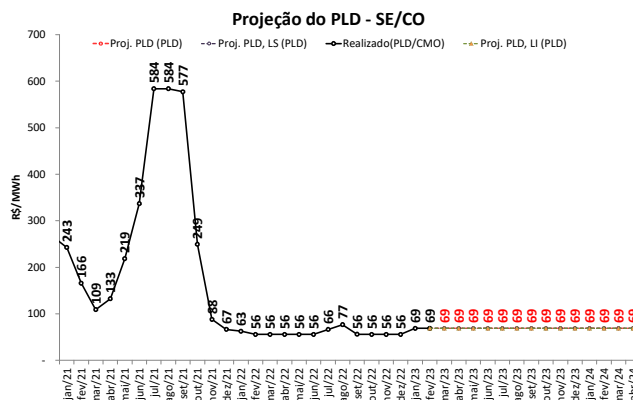


Gráfico 33 - Projeção do PLD do Sudeste/Centro-Oeste

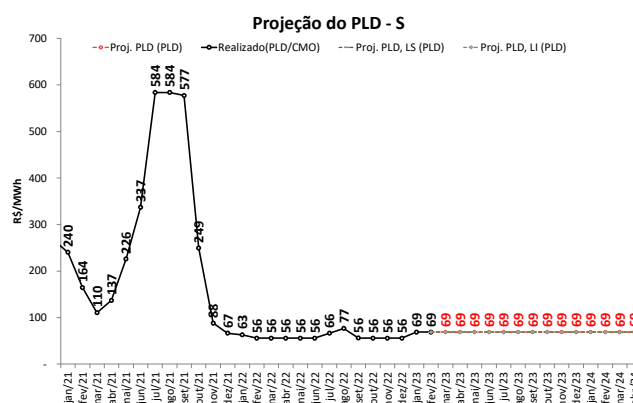


Gráfico 34 - Projeção do PLD do Sul

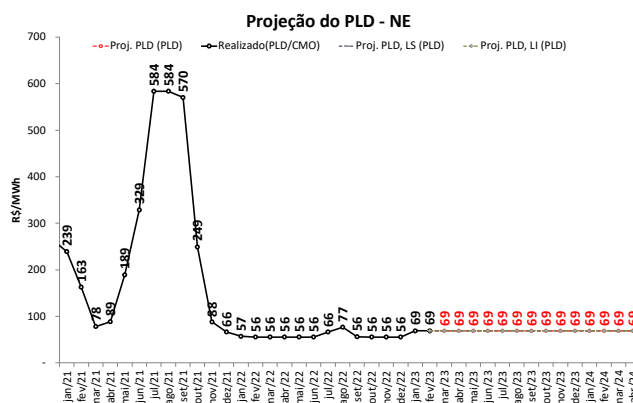


Gráfico 35 - Projeção do PLD do Nordeste

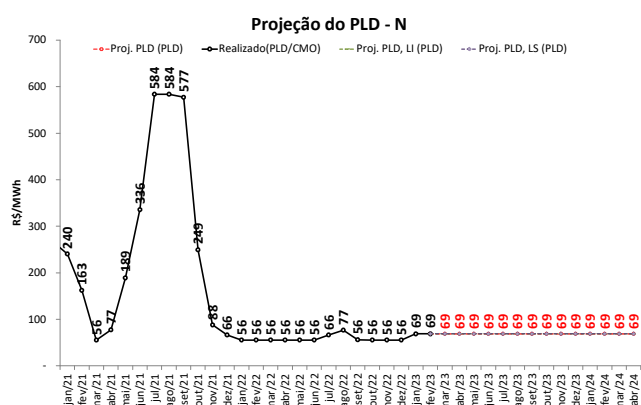


Gráfico 36 - Projeção do PLD do Norte

A Tabela 14 apresenta os valores dos PLDs projetados por submercado para o período de março de 2023 a abril de 2024.

SE/CO	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/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
S	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/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
NE	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/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
N	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/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

Tabela 14 – 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 fevereiro de 2023 não foram identificadas inconsistências.