

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 abril de 2025.

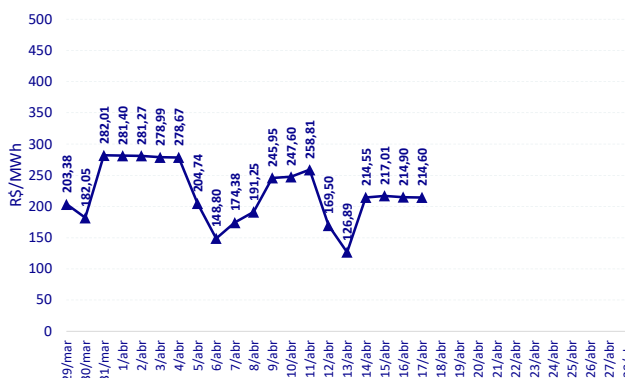


Gráfico 1 – PLD médio diário no Sudeste/Centro-Oeste

Para a 4ª semana operativa, visto que ainda há de ser publicado o PLD do dia 18 de abril, será posteriormente atualizada a versão deste boletim contendo os resultados da semana e a respectiva média semanal.

Análise da FCF do DECOMP – 4ª semana operativa

A Tabela 1 apresenta os valores de Função de Custo Futuro - FCF válido para a quarta semana operativa, que corresponde ao período de 19 a 25 de abril de 2025. 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 1 – FCF do modelo DECOMP (em R\$/MWh)

Patamar de carga	SE/CO	S	NE	N
Pesada	183,83	183,83	123,77	123,77
Média	179,39	180,81	120,37	120,37
Leve	171,80	171,80	120,37	120,37
Média semanal	176,56	177,08	120,94	120,94

A Tabela 2 traz a comparação entre a FCF média da terceira semana de abril e da quarta semana de abril.

Tabela 2 – Comparação entre a FCF da terceira semana de abril e da quarta semana de abril (em R\$/MWh)

Submercado	FCF		
	3ª sem - abr	4ª sem - abr	Variação %
SE/CO	174,52	176,56	1,2%
S	182,12	177,08	-2,8%
NE	0,00	120,94	-
N	0,00	120,94	-

Os preços médios semanais da FCF do modelo DECOMP, para o período de 19 a 25 de abril, apresentaram variações de: 1,2% no submercado Sudeste/Centro-Oeste, fechando a R\$ 176,56/MWh; -2,8% no submercado Sul, fechando a R\$ 177,08/MWh; os submercados Nordeste e Norte, fecharam a R\$ 120,94/MWh.

Os principais fatores responsáveis pela variação na FCF do modelo DECOMP foram, a diminuição nas gerações das usinas não simuladas individualmente, nos submercados Nordeste e Norte, a piora nas vazões esperadas para o mês de abril, para o submercado SE/CO e uma expectativa de redução na carga em relação à expectativa anterior, no submercado Sul.

Para abril de 2025, espera-se que as aflúncias fechem em torno de 73% da MLT para o sistema, sendo 78% no Sudeste; 66% no Sul; 31% no Nordeste e 82% no Norte.

Para a próxima semana, espera-se que a carga do SIN fique 2.127 MWmédios menor do que a previsão anterior para o modelo DECOMP. A estimativa apresentou variação de -1.356 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, -589 MWmédios no submercado Sul, -182 MWmédios no submercado Nordeste e 0 MWmédios no submercado Norte.

Os níveis dos reservatórios do SIN ficaram cerca de -624 MWmédios abaixo do esperado em relação à expectativa da semana passada. Os níveis apresentaram as seguintes variações por submercado: -1.234 MWmédios no submercado Sudeste/Centro-Oeste, 266 MWmédios no submercado Sul, 259 MWmédios no submercado Nordeste, 85 MWmédios no submercado Norte.

O Gráfico 2 ilustra a evolução para os anos de 2024 e 2025 dos preços semanais do modelo DECOMP e da média semanal do PLD (obtido pelo modelo DESSEM) para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

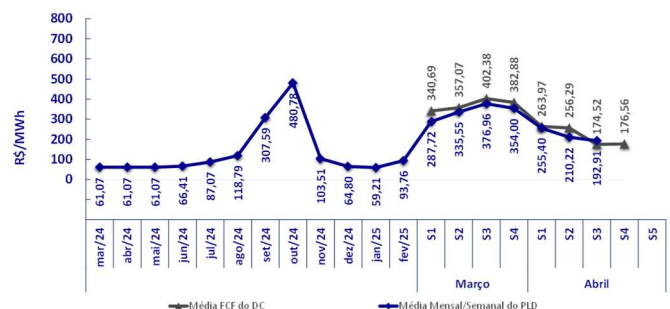


Gráfico 2 – Evolução dos preços semanais do modelo DECOMP no Sudeste/Centro-Oeste (em R\$/MWh)

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

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 3 é apresentada a expectativa de ENA no SIN a cada revisão do mês.

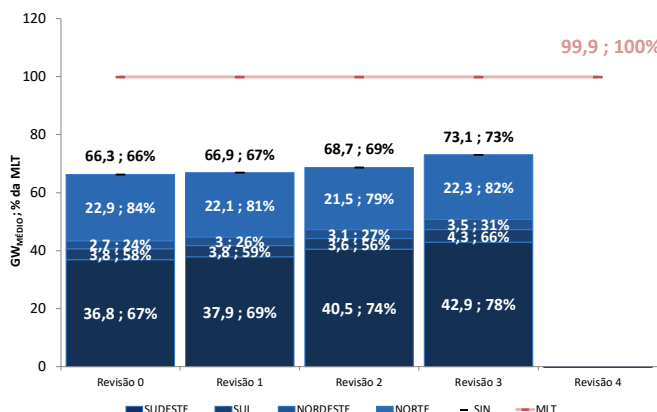


Gráfico 3 - ENA prevista para o SIN a cada revisão

No Gráfico 4 é apresentada a abertura da expectativa de ENA no SIN por semana operativa ao longo de cada revisão do mês.

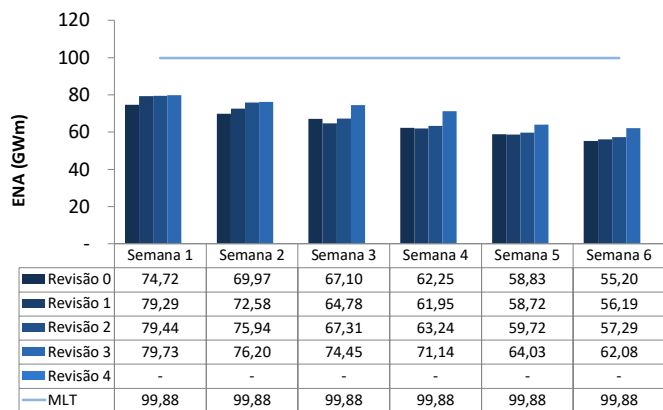


Gráfico 4 - ENA prevista para o SIN por semana operativa

O Gráfico 5 ilustra a evolução da ENA desde março de 2025. Para março, os valores da ENA de acoplamento apresentaram valores em torno de 75.000 MWh médios. Já para abril, os valores de afluências ficaram próximos aos 63.100 MWh médios na terceira semana, com expectativa para a próxima semana em torno de 66.400 MWh médios.

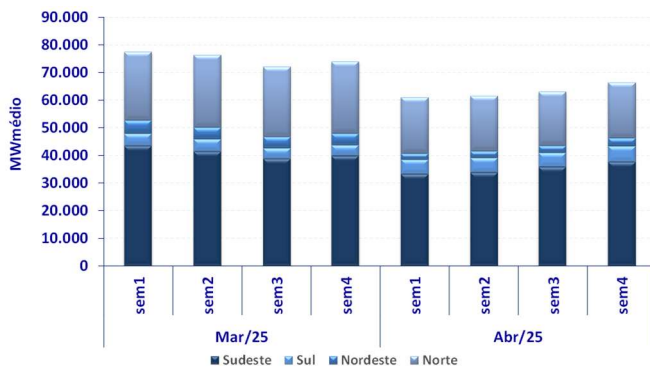


Gráfico 5 - Variação da ENA de acoplamento do SIN - março e abril de 2025

O Gráfico 6 apresenta a variação da ENA média de acoplamento do SIN na quarta semana operativa de abril.



Gráfico 6 - ENA de acoplamento média do SIN

A Tabela 3 traz a contribuição de cada um dos submercados para a variação da ENA média de acoplamento entre a terceira semana de abril e a quarta semana de abril considerada no horizonte de DECOMP.

Tabela 3 - ENA de acoplamento média no SIN (MWh médios)

SE/CO	S	NE	N
1.829	559	401	529

Armazenamento inicial

O Gráfico 7 ilustra o armazenamento inicial no SIN considerado pelo modelo DECOMP.

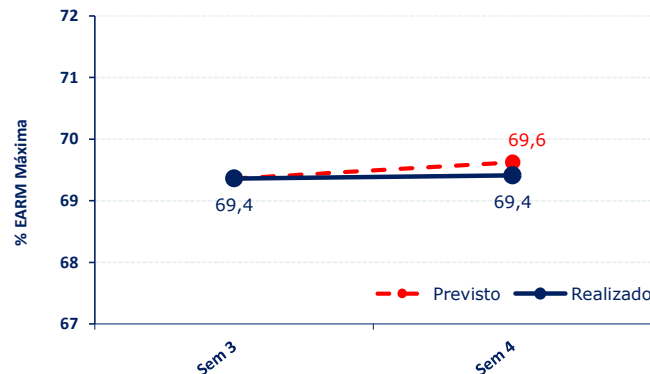


Gráfico 7 - Energia armazenada no SIN

O processamento do DECOMP na semana anterior indicava armazenamento de 69,6% (Energia Armazenada de 203.240 MWmês) no SIN para o início desta semana. Em termos percentuais o nível realizado ficou em 69,4% (Energia Armazenada de 202.616 MWmês), o que representou uma queda de -624 MWmês em relação à expectativa da semana anterior. A Tabela 4 ilustra o nível de armazenamento por submercado.

Tabela 4 – EARM (MWmês) prevista e realizada para a quarta semana operativa de abril

Submercado	RV3 - previsto		RV3 - realizado		Diferença	
	%	MWmês	%	MWmês	%	MWmês
SE/CO	69,0%	141.845	68,4%	140.611	-0,6%	-1.234
S	40,2%	8.225	41,5%	8.491	1,3%	266
NE	76,6%	39.616	77,1%	39.875	0,5%	259
N	95,7%	13.554	96,3%	13.639	0,6%	85
SIN	69,6%	203.240	69,4%	202.616	-0,2%	-624

Carga - DECOMP

O Gráfico 8 apresenta a variação da carga prevista para a quarta semana de abril.

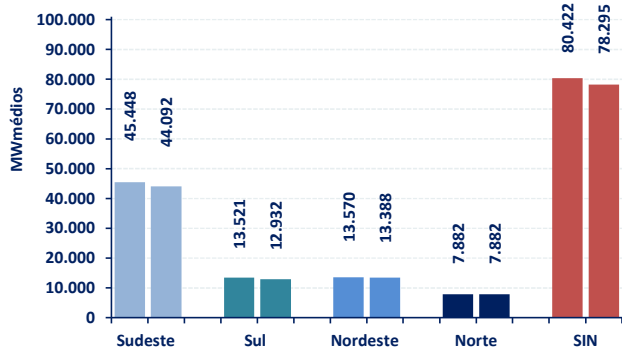


Gráfico 8 - Carga no SIN

Ressaltamos que os dados do Gráfico 8 consideram apenas a carga prevista para a semana em análise. Nesse caso, comparamos o que estava previsto para a quarta semana operativa de abril na RV2 de abril (1ª coluna) com o previsto para a mesma semana na RV3 de abril (2ª coluna). A Tabela 5 apresenta a variação de carga no SIN para a quarta semana operativa de abril.

Tabela 5 – Carga (MWmédios)

SE/CO	S	NE	N
-1.356	-589	-182	0

Até o momento de publicação deste boletim, a avaliação semanal da carga não foi finalizada. Tão breve quanto disponibilizada, uma nova versão deste boletim será publicada.

Intercâmbio entre submercados

Os Gráfico 9, Gráfico 10 e Gráfico 11 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.

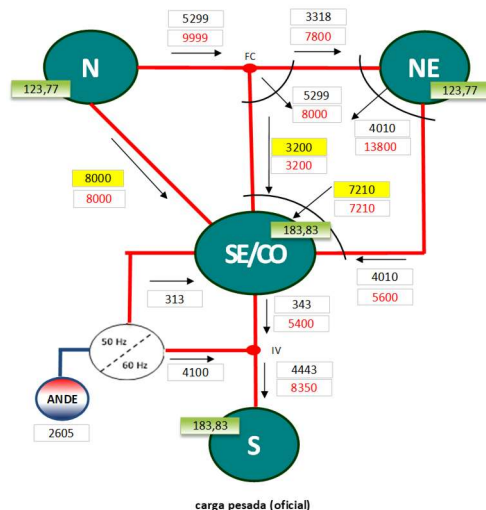


Gráfico 9 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Pesado

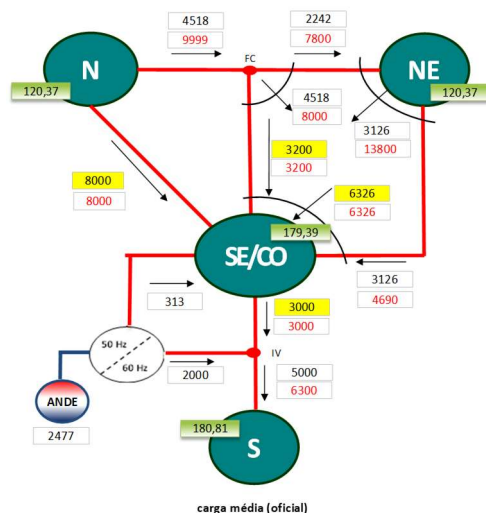


Gráfico 10 - Fluxo de Intercâmbio - Patamar Médio

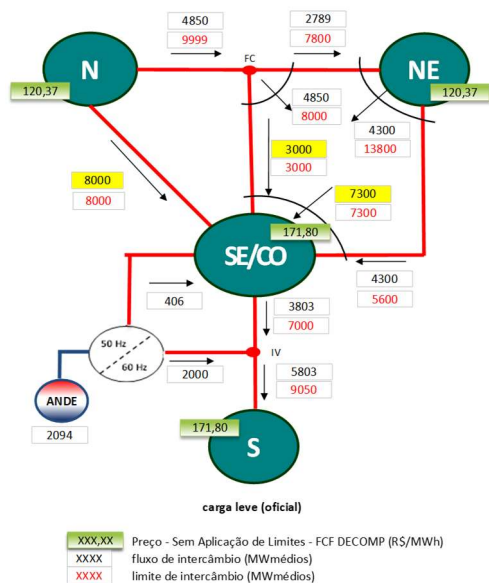


Gráfico 11 - Fluxo de Intercâmbio – Patamar Leve

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 6 as declarações de CVU para a quarta semana operativa de abril de 2025.

Tabela 6 - Declaração de CVU para a quarta semana operativa de

Nome	CVU Declarado (R\$/MWh)	CVU Original (R\$/MWh)
NORTEFLU	912,39	1.246,55

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 12 ilustra os principais impactos na FCF.



Gráfico 12 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Sudeste/Centro-Oeste

Para a quarta semana operativa, observa-se que uma expectativa de aumento nas afluições diminuiu a FCF em aproximadamente R\$ 29/MWh. Além disso, uma expectativa de redução na carga do submercado em relação à expectativa anterior contribuiu com uma redução em cerca de R\$ 7/MWh.

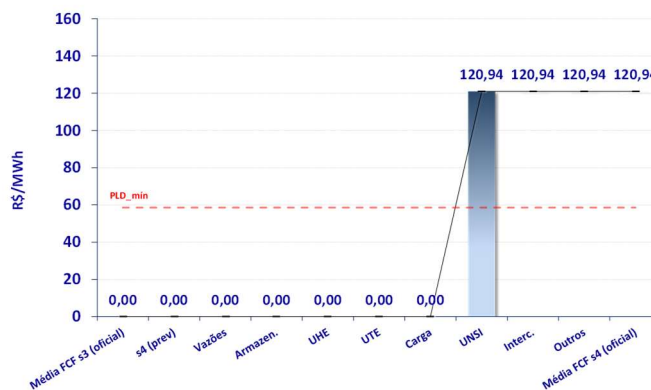


Gráfico 13 - Decomposição da variação da FCF para os submercados Nordeste e Norte

Para os submercados nordeste e norte, uma redução na geração das usinas não simuladas individualmente elevou a FCF aproximadamente R\$ 120/MWh.

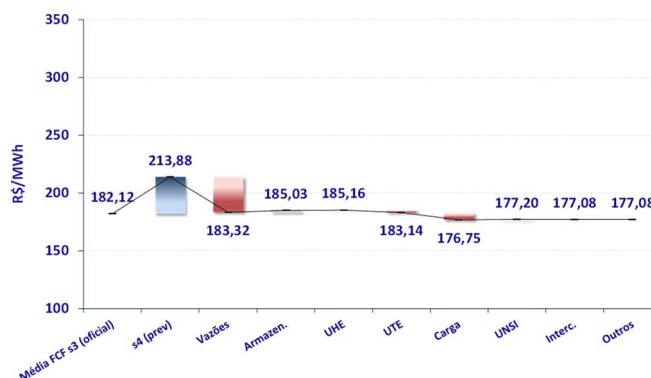


Gráfico 14 - Decomposição da variação da FCF para os submercado Sul

No submercado Sul, o comportamento das principais variáveis da FCF impactou em diminuição de R\$ 30/MWh devido ao aumento nas vazões, diminuição de aproximadamente R\$ 7/MWh devido a uma expectativa de redução na carga em relação à expectativa anterior.

As demais variáveis apresentaram influências menos significativas na variação da FCF do DECOMP.

Oferta e demanda

As curvas de oferta e demanda para os submercados são apresentadas nos gráficos a seguir. Observa-se que, até o valor da demanda, a curva de oferta é formada nesta ordem: usinas não-despachadas individualmente; geração inflexível; e geração por ordem de mérito para todos os submercados.

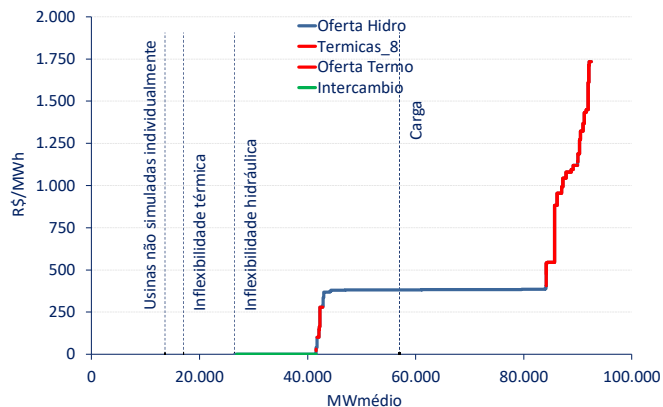


Gráfico 15 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul

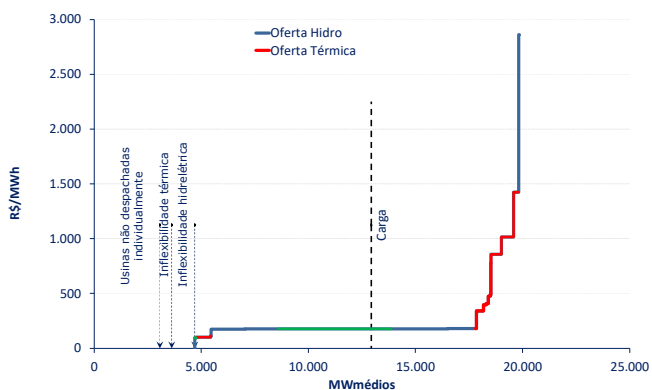


Gráfico 16 - Oferta e demanda de energia para os submercados Sul

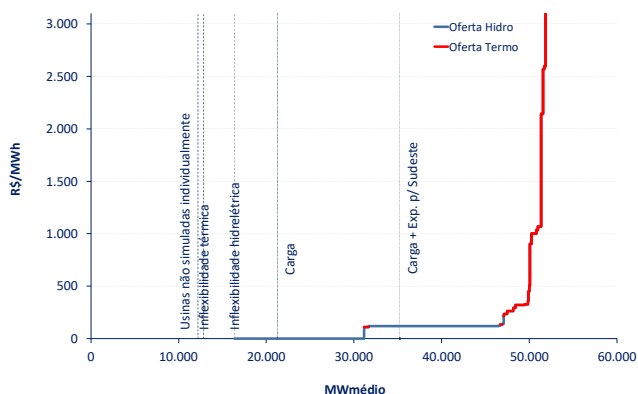


Gráfico 17 - Oferta e demanda de energia para os submercados Nordeste e Norte

Estimativa preliminar de ESS – abril de 2025

O Gráfico 18 mostra a estimativa de ESS por tipo de despacho para o mês de abril de 2025.

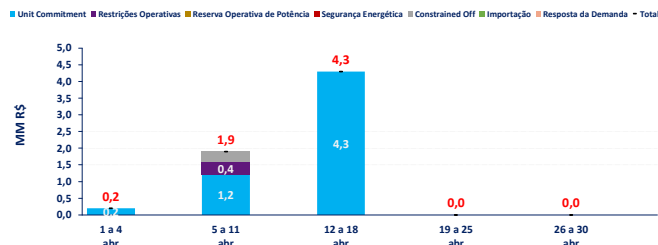


Gráfico 18 - Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho para o mês de abril

A Tabela 7 apresenta a expectativa de ESS por submercado para o mês de abril.

Tabela 7 – Estimativa de ESS para o SIN por razão de despacho e por submercado para o mês de abril

Subm.	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Total
Restrição operativa (R\$ MM)							
Sudeste	-	0,40	-	-	-	-	0,40
Norte	-	0,01	-	-	-	-	0,01
Total	0,00	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41
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)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Unit Commitment (R\$ MM)							
Sudeste	0,02	0,06	0,68	-	-	-	0,76
Sul	-	0,31	0,19	-	-	-	0,50
Norte	0,13	0,81	3,40	-	-	-	4,34
Total	0,15	1,18	4,27	0,00	0,00	0,00	5,60
Constrained Off (R\$ MM)							
Norte	-	0,32	-	-	-	-	0,32
Total	0,00	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
Importação (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Resposta da Demanda (R\$ MM)							
Subm.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

O total dos valores apresentados no Gráfico 18 e na Tabela 7 resulta na expectativa de R\$ 6,33 milhões, R\$ 5,60 milhões por *unit commitment*, R\$ 0,32 milhões devido ao constrained-off térmico, R\$ 0,41 milhões devido a restrições.

O valor estimado de geração para o período de 1º de março a 17 de abril pode ser encontrado no Boletim Diário da Operação – BDO, disponível no site do ONS. Os dados do dia 18 de abril são idênticos aos do dia 17.

A expectativa para o período de 19 de abril a 30 de abril de 2025 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 abril de 2025.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. Além disso, não foram realizadas estimativas de cobranças de ESS para as demais variáveis não apresentadas nesse boletim.

Estimativa preliminar do custo do 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.

Ressaltamos que os valores previstos neste boletim são estimativas realizadas de forma preliminar, ou seja, não apresentam os resultados consolidados após contabilização. 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 abril é apresentada no Gráfico 19.

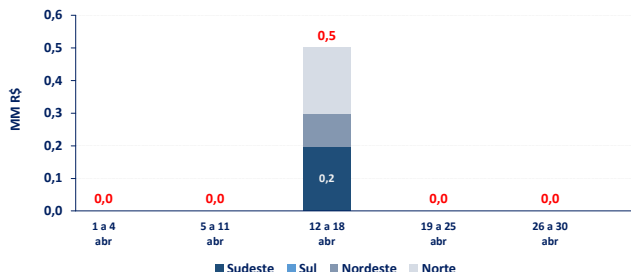


Gráfico 19 - Estimativa de Custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para o mês de abril de 2025

A consolidação dos valores apresentados no Gráfico 19 resulta na expectativa de R\$ 0,50 milhões em custo devido ao descolamento entre CMO e PLD para abril.

Fator de Ajuste do MRE

Para a 4ª semana operativa, visto que ainda há de ser publicado os dados de operação do dia 18 de abril, será posteriormente atualizada a versão deste boletim contendo os resultados da semana.

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 abril de 2025 não foram identificadas inconsistências

Previsibilidades aplicadas no cálculo do PLD

A Resolução CNPE nº 22, de 05 de outubro de 2021, estabeleceu as diretrizes visando garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo Ministério de Minas e Energia, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Em seu Art. 6º, parágrafo 2º, têm-se os direcionamentos para alterações nos dados de entrada que não decorrem da correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, para as quais deve ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO.

Para a terceira semana operativa de abril, foram consideradas as seguintes previsibilidades:

- UHE Itaparica:**
Restrição: Vazão bombeada
Valores CCEE: Resolução ANA nº 226
Valores ONS: Resolução ANA nº 246
Modelos afetados: NEWAVE, DECOMP e DESSEM
Documento: Resolução ANA nº 246
Consideração no PLD: PMO de maio de 2025
- UHE Jurumirim:**
Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7806 e 7807

Consideração no PLD: -

- UHE Paranapanema:**
Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7820 e 7821

Consideração no PLD: -

- UHE Piraju:**
Restrição: Defluência mínima e máxima

Valores CCEE: - m³/s

Valores ONS: 170 m³/s

Modelos afetados: DECOMP e DESSEM

Documento: FSARH 7822 e 7823

Consideração no PLD: -

Atos regulatórios associados ao PLD

Para a terceira semana operativa de abril, foram publicados no Diário Oficial da União (D.O.U.) os seguintes documentos regulatórios que impactam o PLD:

- DSP ANEEL 1.130/2025 (DOU: 17/04):** prorrogar o término do período de suprimento dos CCEARs:
 - UTE Maranhão IV: 50 dias;
 - UTE Maranhão V: 87 dias;
 - UTE N.Venécia 2: 295 dias.

No momento, não existem Consultas Públicas ou Tomadas de Subsídios que impactam a formação do PLD.