

1. APRESENTAÇÃO

No mês de fevereiro, foi observada precipitação abaixo da média em quase todas as bacias hidrográficas do SIN, com exceção dos trechos baixos das bacias dos rios Xingu e Tapajós.

Na semana de 22/02 a 28/02 houve precipitação nas bacias dos rios Tocantins, Xingu, Tapajós e Madeira.

Na semana de 01/03 a 07/03 deve ocorrer precipitação nas mesmas bacias da semana anterior.

Os valores médios semanais do Custo Marginal de Operação – CMO dos subsistemas do SIN sofreram as seguintes alterações em relação à semana anterior:

- SE/CO: de R\$ 125,38/MWh para R\$ 315,49/MWh
- Sul: de R\$ 125,38/MWh para R\$ 315,49/MWh
- Nordeste: manteve-se em R\$ 0,00/MWh
- Norte: manteve-se em R\$ 0,00/MWh

Desde o dia 01/01/2020, o despacho por ordem de mérito é indicado diariamente pelos resultados do modelo DESSEM. Assim, o despacho por ordem de mérito semanal, conforme publicado nesse documento, tem caráter apenas informativo. Da mesma forma, desde o dia 01/01/2021, a formação de preço deixou o formato semanal/patamar de carga e passou a ser horário, de acordo também com os resultados do modelo DESSEM.

2. NOTÍCIAS

Nos dias 27 e 28 de março será realizada a reunião de elaboração do PMO de Abril de 2025, com transmissão ao vivo através do site do ONS.

3. INFORMAÇÕES PARA A CONSTRUÇÃO DA FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO

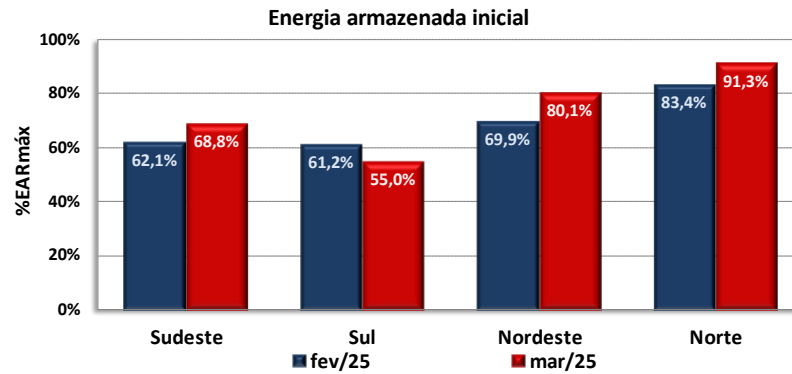
3.1. Informações Estruturais

• Armazenamentos Iniciais

Os armazenamentos iniciais equivalentes por subsistema, considerados no modelo NEWAVE, são obtidos a partir dos armazenamentos iniciais dos reservatórios individualizados, utilizados no modelo DECOMP e informados pelos Agentes de Geração para a elaboração do PMO de março/2025.

Estes valores, apresentados na Figura 1, a seguir, determinam a condição inicial de energia armazenada nos subsistemas do SIN sendo utilizada como recurso energético quando da definição da política de operação do SIN.

Figura 1 – Energia armazenada inicial em fevereiro/25 e março/25



● **Tendência Hidrológica**

Na Tabela 1 a seguir, são apresentadas as tendências hidrológicas calculadas pelo NEWAVE para o PMO de março/2025, comparadas com o PMO de Fevereiro/2025.

Tabela 1 – Tendência hidrológica para o PMO de março/2025 – NEWAVE [%MLT]

MÊS	PMO fevereiro/2025				PMO Março/2025			
	SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N
Ago/24	59	63	42	48				
Set/24	49	56	41	49	50	56	41	52
Out/24	60	82	40	44	61	82	40	47
Nov/24	115	77	72	63	116	77	72	67
Dez/24	100	212	57	73	101	212	57	78
jan/25	99	69	102	105	101	70	102	113
fev/25					88	85	87	117

* ≥100% MLT < 100% MLT

No NEWAVE, os cenários de ENA são estimados por um modelo autorregressivo de geração estocástica mensal (GEVAZP “energia”) interno ao modelo, cuja ordem máxima está limitada em 6 meses.

Assim, as ENAs verificadas nos 6 meses anteriores constituem uma informação relevante, uma vez que caracterizam a tendência hidrológica da árvore de cenários que será utilizada para a construção da Função de Custo Futuro, com influência direta nos resultados do PMO.

● **Destaques da Expansão da Oferta 2025/2029**

As principais alterações no cronograma, conforme reunião do DPME de 20/02/2025, estão apresentadas nas Figura 2, Figura 3 e Figura 4, a seguir, apresentam a evolução da oferta hidroelétrica, termoelétrica e da disponibilidade das usinas não simuladas individualmente, respectivamente, em comparação ao PMO de Fevereiro/2025.

Figura 2 - Evolução da potência instalada das UHEs

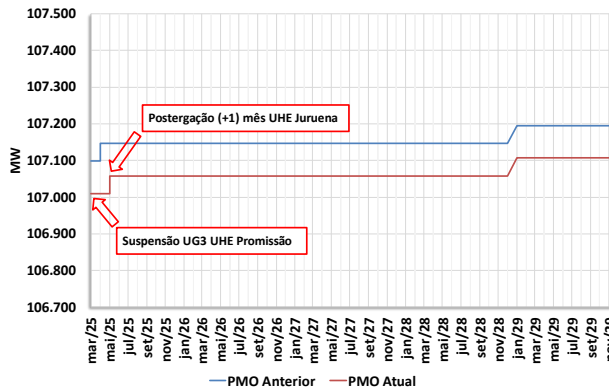


Figura 3 - Evolução da potência instalada das UTEs

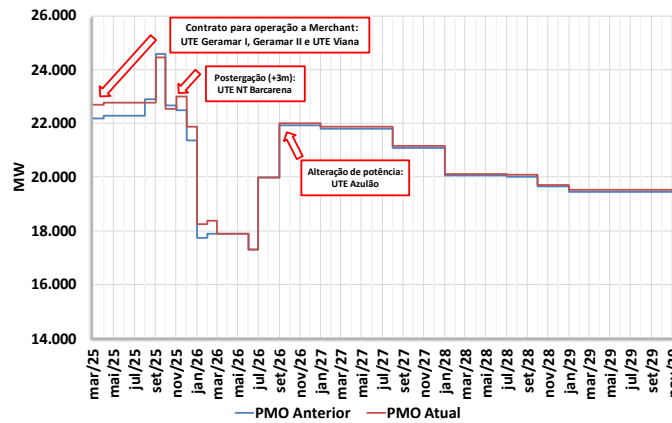
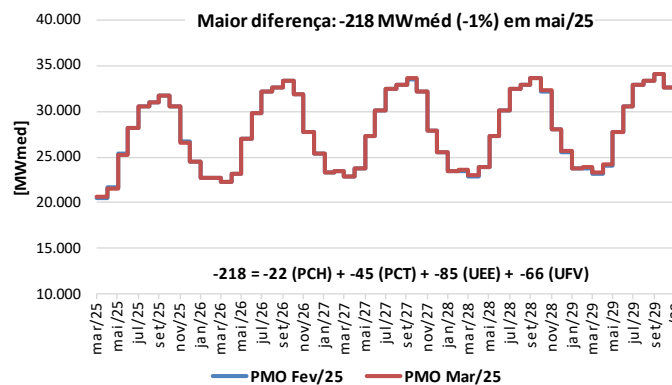


Figura 4 - Evolução da disponibilidade das usinas não simuladas



3.2. Modelagem das Restrições de Defluência do rio São Francisco

A partir do PMO de Janeiro de 2023, foi implementada a metodologia de estabelecimento da Curva de Representação dos Condicionantes Hidráulicos (CRCH) para a bacia do rio São Francisco, curva atualizada anualmente, passível de revisões quadrimestrais, e excepcionalmente mensais, que limita a defluência máxima mensal da UHE Xingó nos modelos energéticos, diante da condição de operação do reservatório de Sobradinho na faixa de normal de operação, quando seu volume útil se encontra acima de 60%, bem como a curva definida para o ano de 2023, com divulgação através de FSARH. Tal

aprimoramento representará os condicionantes e diretrizes hidráulicas da bacia do rio São Francisco (resolução ANA 2.081/2017). Destaca-se que a partir do PMO de janeiro de 2024, a modelagem do rio São Francisco segue com a mesma curva e premissas consideradas para o ano de 2023. A Tabela 2 a seguir traz os valores das defluências considerados nesse PMO.

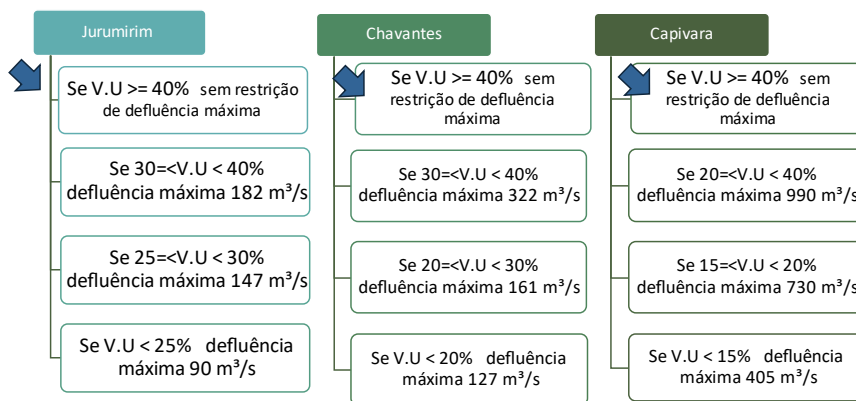
Tabela 2 – Defluência das UHEs Três Marias, Sobradinho, Itaparica, Comp. P. Afonso/Moxotó e Xingó

Vazão [m³/s]	PMO Atual					
	Dois primeiros meses				A partir de	
	Mar/25		Abr/25		Mai/25	
	Qmin	Qmáx	Qmin	Qmáx	Qmin	Qmáx
Três Marias	150	-	150	-	150	-
Sobradinho	800	-	800	-	800	-
Luiz Gonzaga (Itaparica)	800	-	800	-	800	-
Complexo P. Afonso / Moxotó	800	-	800	-	800	-
Xingó	1.100	2.300	1.100	1.800	800	-

3.3. Representação da Defluência das UHEs do Paranapanema

As restrições de defluências das UHEs do Paranapanema são definidas conforme Resolução ANA nº132/2024 de acordo com a figura abaixo.

Figura 5 - Restrições de defluências das UHEs do Paranapanema

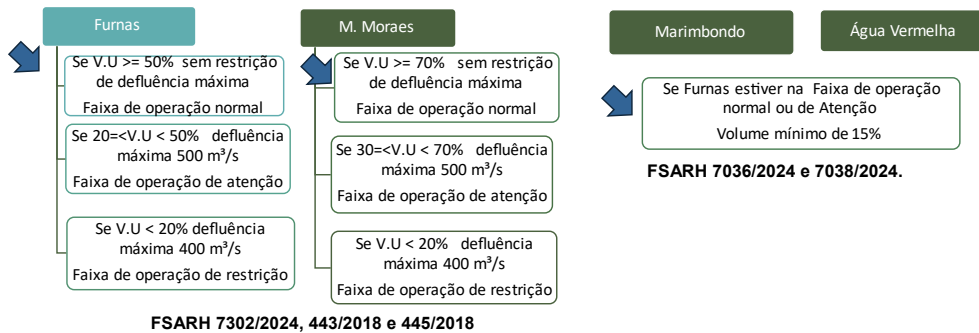


De acordo com a previsão do % do V.U. da UHEs é estabelecida a faixa na qual a usina se encontra. De acordo com a simulação hidráulica feita para esse PMO, a expectativa é de que todas as UHEs estarão na faixa de operação normal. Portanto, não há restrição de defluência máxima para as UHEs.

3.4. Representação da Defluência das UHEs do rio Grande

A partir do PMO de Dezembro de 2024 as restrições de defluências das UHEs do rio Grande foram definidas conforme Resolução ANA nº193/2024 de acordo com a figura abaixo.

Figura 6 - Restrições de defluências das UHEs do Grande



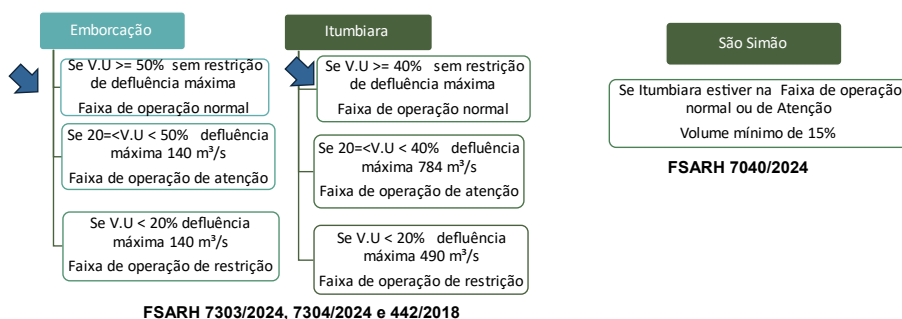
De acordo com a previsão do % do V.U das UHEs de Furnas e M. Moraes são estabelecidas as faixas nas quais as usinas se encontram. Para as UHEs Marimbondo e Água Vermelha, caso Furnas esteja na Faixa de operação normal ou de atenção, deverá ser aplicada uma restrição de volume mínimo de 15% para as hidrelétricas. Dado a expectativa de que todas as UHEs estarão na faixa de operação normal, não há restrição de defluência máxima para elas.

Para as UHEs Marimbondo e Água Vermelha foram emitidas a FSARH 7036/2024 e 7038/2024 representando a restrição de volume mínimo a serem utilizadas nos dois primeiros meses.

3.5. Representação da Defluência das UHEs do rio Paranaíba

A partir do PMO de Dezembro de 2024 as restrições de defluências das UHEs do rio Paranaíba foram definidas conforme Resolução ANA nº194/2024 de acordo com a figura abaixo.

Figura 7 - Restrições de defluências das UHEs do Paranaíba



De acordo com a previsão do % do V.U das UHEs Emborcação e Itumbiara são estabelecidas as faixas nas quais as usinas se encontram. Para a UHE São Simão, caso Itumbiara esteja na Faixa de operação normal ou de atenção, deverá ser aplicada uma restrição de volume mínimo de 15% para a hidrelétrica. Dado a expectativa de que todas as UHEs estarão na faixa de operação normal, não há restrição de defluência máxima para elas. Para a UHE São Simão foi emitida a FSARH 7040/2024 representando a restrição de volume mínimo.

3.6. Restrição de escoamento das UHEs do Rio Madeira (UHE Santo Antônio e UHE Jirau)

A geração máxima da UHE Santo Antônio e UHE Jirau (Ger. MAD) é dada pela capacidade das usinas, da disponibilidade dos polos do Elo CC Madeira e back-to-back.

Assim, na modelagem energética, sem representação da rede de transmissão, esta restrição pode ser representada como:

$$\bullet \text{ Ger. MAD} \leq 6.300 + 700 + 417,6 (\leq 7.417,6 \text{ MW}).$$

Onde destaca-se que:

- 6.300 MW representa a capacidade em rede completa do Elo CC do Madeira;
- A capacidade do back-to-back é 800 MW, porém existem restrições na rede de 230 kV da região ACRO que não podem ser representadas no DECOMP. Para valores acima de 700 MW no back-to-back essas restrições limitariam a capacidade de exportação via rede de 230 kV do ACRO e limitariam a geração das usinas deste sistema, notadamente UHE Samuel, Rondon II e Santo Antonio. Adicionalmente, para rede completa, o valor de 700 MW no fluxo do back-to-back é suficiente para escoar a geração completa do complexo do Madeira;
- 417,6 MW representa a geração disponível das unidades geradoras da UHE Santo Antônio conectadas no 230 kV.

Os valores de restrição adotados neste PMO constam na Tabela 4 a seguir:

Tabela 3 - Modelagem da restrição de escoamento do rio madeira associada às UHEs Santo Antônio e Jirau via geração hidráulica máxima em comparação com o PMO anterior

		Restrição Geração [MW]	
UHEs	Cronograma	PMO fev/2025	PMO mar/2025
Santo Antônio e Jirau	1º e 2º mês	7.417,6 / 7.417,4 (fev/25 e mar/25)	7.417,6 / 7.409,84 (mar/25 e abr/25)

(*) Representação conforme Nota Técnica de Limites de Curto Prazo, compatibilizada com o DECOMP

3.7. Demais Atualizações

Adicionalmente, neste PMO ocorreram os seguintes destaques:

- Horizonte de estudo: março de 2025 a dezembro de 2029;
- Cronograma de Obras – Reunião de Monitoramento da Expansão da Oferta de 20/fevereiro/2025;
- CVUs das UTEs vendedoras em leilão;
- CVU das UTEs Canoas, Ibirité, Nova Piratininga, Seropédica, Juiz de Fora, Termobahia, Três Lagoas, Parnaíba IV, W. Arjona, Uruguaiana, Araucária, Nortefluminense, Termorio, Termoceará, Viana, Geramar I e Geramar II, conforme Despachos ANEEL nºs 2.752/2024, 2.760/2024, 2.762/2024, 2.763/2024, 2.743/2024, 2.883/2024, 2.863/2024, 2.880/2024, 3.254/2024, 3.385/2024, 3.386/2024, 3.572/2024, 3.896/2024, 3.897/2024, 394/2025, 424/2025 e 411/2025 com atualização pela CCEE e aplicação da REN ANEEL nº 1.093/2024;
- Atualização do CVU da UTE Jorge Lacerda, conforme o Despacho ANEEL nº 379/2025;
- Alteração de titularidade das UTEs Viana, Viana 1, Povoação 1 e Luiz Oscar Rodrigues de Melo para a ENEVA S.A., conforme o Despacho ANEEL nº 3.855/2024;

- Alteração da Potência da UTE Azulão, conforme o Despacho ANEEL nº 489/2025;
- Alteração de titularidade da UHE Corumbá III para a Neoenergia, conforme o REA ANEEL nº 15.758/2025;
- Suspensão da operação comercial da UG3 da UHE Promissão, conforme o Despacho ANEEL nº 455/2025;
- Revisão de volumes de Espera do Plano Anual de Prevenção de Cheias - Ciclo 2024-2025;
- Alteração de restrição operativa para as Três Marias, Sobradinho, Xingó, Itaparica, Serra da Mesa e Porto Primavera de acordo com os FSARHs enviados pelos Agentes responsáveis;
- Compatibilização da disponibilidade e inflexibilidade das usinas termoelétricas para os dois primeiros meses de acordo com informação da programação mensal;
- Compatibilização dos valores dos dois primeiros meses da geração hidráulica mínima das UHEs Itaipu e Tucuruí de acordo com os utilizados na programação mensal;
- Compatibilização dos estágios de deplecionamento das UHEs do Paraíba do Sul de acordo com informação da programação mensal;
- Limites de Intercâmbio com valores segundo Relatório Mensal de Limites de Intercâmbio RT-ONS DPL 0075/2025
- Consideração no primeiro mês das previsões obtidas com o modelo WEOL-SM como estimativa de geração das usinas eólicas não simuladas individualmente para os subsistemas Sul, Nordeste e Norte;
- Previsões de carga consolidada para os dois primeiros meses.

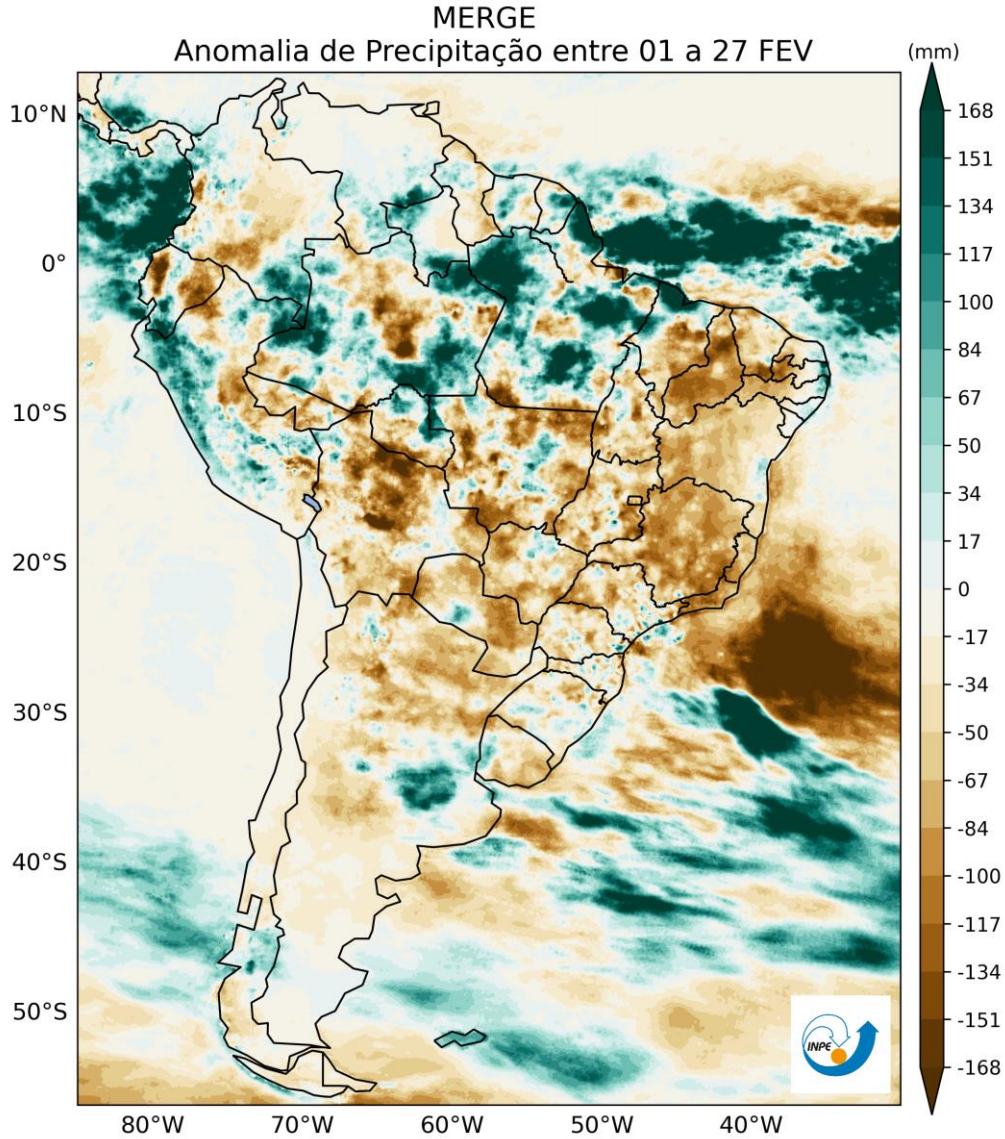
4. INFORMAÇÕES CONJUNTURAIIS PARA ELABORAÇÃO DO PMO

4.1. Informações hidrometeorológicas

4.1.1. Condições antecedentes

O mês de fevereiro foi caracterizado pelo predomínio da atuação do sistema de alta pressão na Região Sudeste, com ocorrência de baixos totais precipitação nesta Região. Na primeira semana, ocorreu a configuração de um episódio da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) nas Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Norte, favorecendo a ocorrência de precipitação nestas regiões. Na terceira semana, a passagem de uma frente fria pela Região Sul ocasionou precipitação nas bacias hidrográficas desta Região, no entanto, os totais foram abaixo da média. A partir da configuração observada, o mês de fevereiro apresentou totais pluviométricos abaixo da média em quase todas as bacias hidrográficas do SIN, com exceção dos trechos baixos das bacias dos rios Xingu e Tapajós (Figura 8).

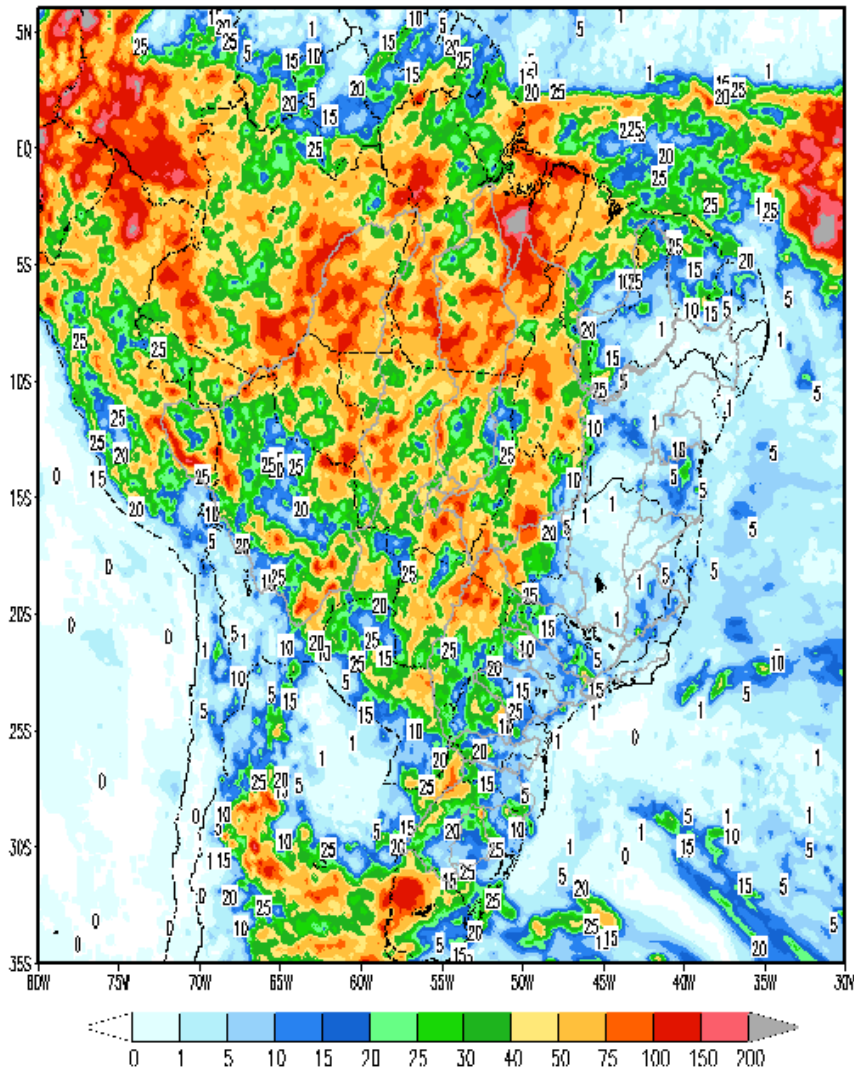
Figura 8 - Mapa de anomalia da precipitação acumulada (mm) – Fevereiro/2025



A condição de pancadas de chuva permaneceu nas bacias hidrográficas das Regiões Centro-Oeste e Norte, com os maiores totais de precipitação ocorrendo nas bacias dos rios Tocantins, Xingu, Tapajós e Madeira (Figura 9).

Figura 9 - Precipitação observada (mm) no período de 22 a 27/02/2025

GPM / Brasil
Precipitação (mm) acumulada entre 22/Feb/2025 a 27/Feb/2025



A Tabela 1 apresenta as energias naturais afluentes das semanas recentes. São apresentados os valores verificados na semana 15/02/2025 a 21/02/2025 e os estimados para fechamento da semana de 22/02/2025 a 28/02/2025.

Tabela 4 – Tendência hidrológica da ENA do PMO de Março/2025

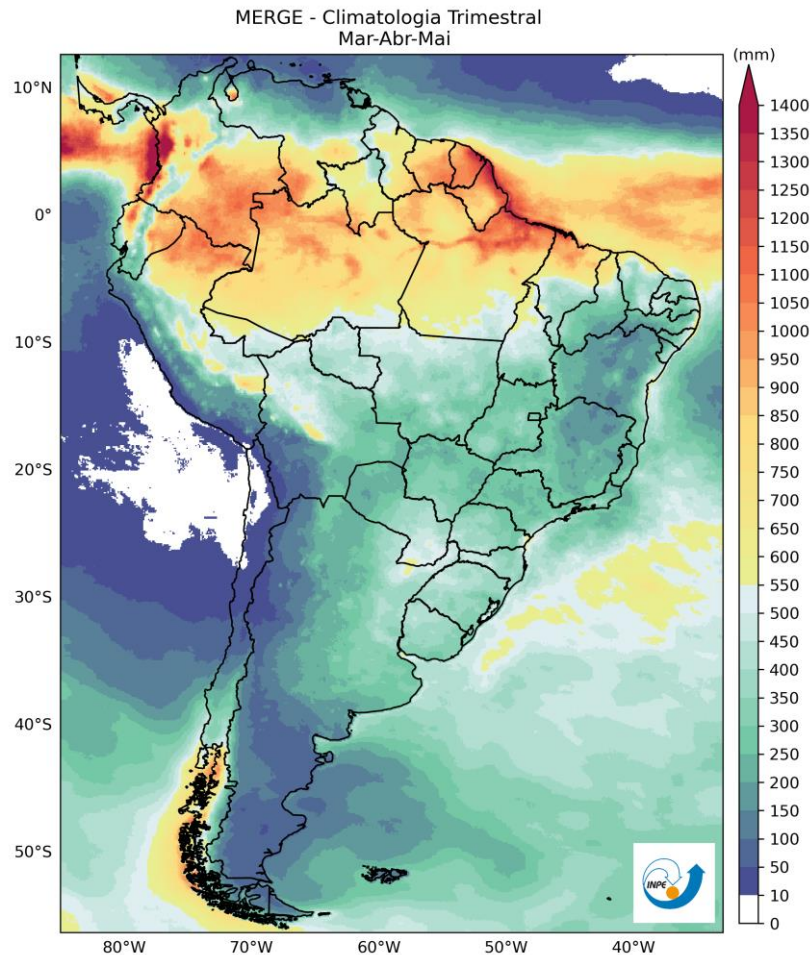
PMO de Março/2025 - ENAs verificadas e estimadas				
Subsistema	15/02 a 21/02/2025		22/02 a 28/02/2025	
	MWmed	%MLT	MWmed	%MLT
SE/CO	55.604	78	47.978	67
S	8.209	99	6.551	79
NE	10.833	76	9.688	68
N	26.406	116	26.844	118

4.1.2. Climatologia para o trimestre março-abril-maio de 2025

Para o trimestre março-abril-maio (MAM) de 2025, o cenário mais provável é de precipitação abaixo da média nas bacias das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, e entre a média e acima da média nas bacias da Região Norte.

Climatologicamente, no decorrer do trimestre MAM os maiores totais de precipitação recuam para a Região Norte, e esse período é caracterizado pelo início da estação seca na Região Sudeste e no interior do Nordeste (Figura 10).

Figura 10 - Climatologia de precipitação para o trimestre março-abril-maio

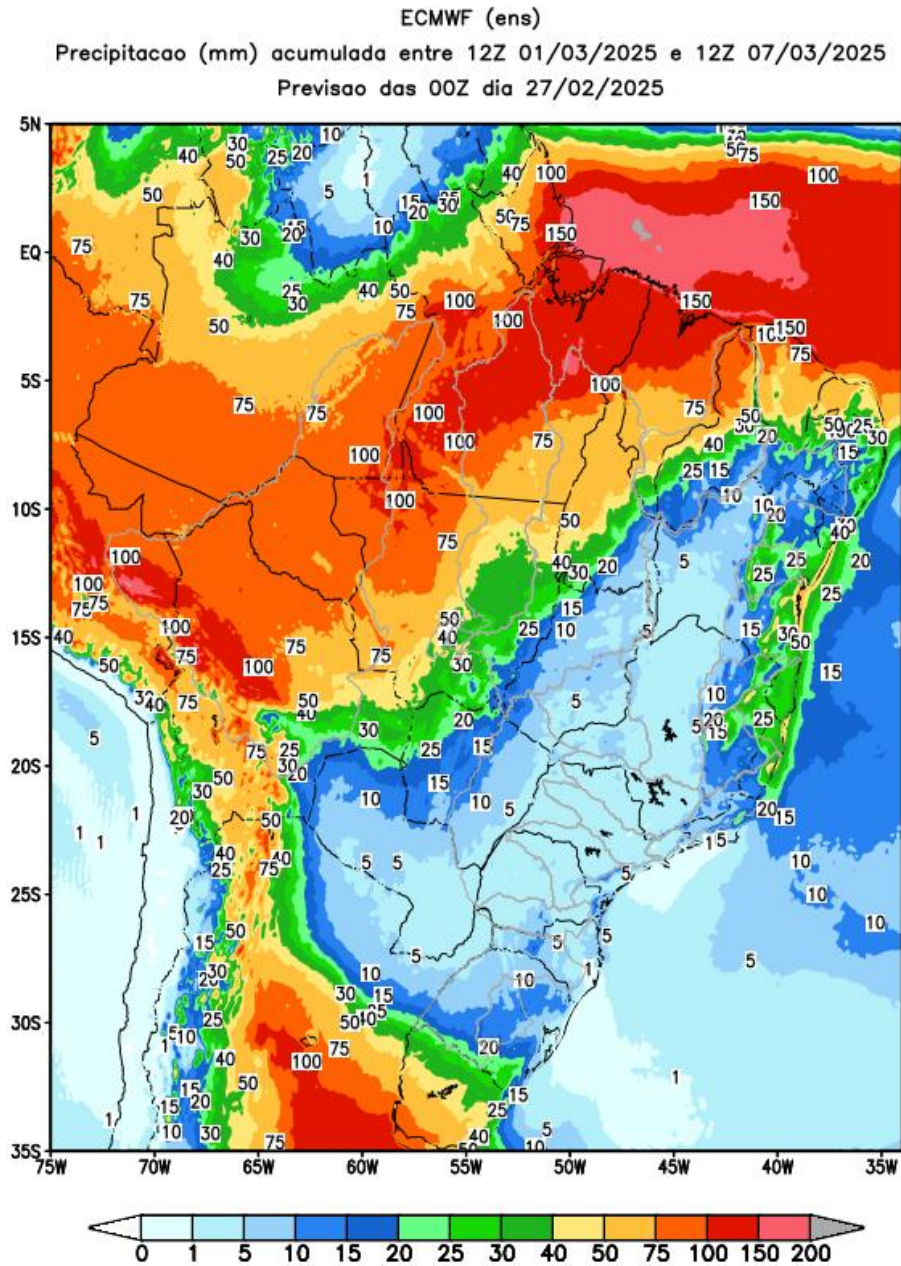


Fonte: Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC.

4.1.3. Previsão para a próxima semana

A condição de pancadas de chuva permanece nas regiões Centro-Oeste e Norte, sendo que os maiores totais de precipitação são esperados nas bacias dos rios Tocantins, Xingu, Tapajós e Madeira (Figura 11).

Figura 11 - Precipitação acumulada prevista pelo modelo ECMWF - período de 01 a 07/03/2025



Em comparação com os valores estimados para a semana em curso, prevê-se para a próxima semana operativa recessão nas afluições de todos os subsistemas. A previsão mensal para março indica a ocorrência de afluições abaixo da média histórica para todos os subsistemas.

Tabela 5 – Previsão de ENAs do PMO de Março/2025

PMO de Março/2025 - ENAs previstas				
Subsistema	01/03 a 07/03/2025		Mês de março	
	MWmed	%MLT	MWmed	%MLT
SE/CO	42.556	61	44.847	65
S	4.470	63	3.909	55
NE	5.486	39	3.955	28
N	26.481	98	25.542	95

As figuras a seguir ilustram as ENAs semanais previstas no PMO de Março/2025.

Figura 12 - Energias Naturais Afluentes ao Subsistema Sudeste/Centro-Oeste do PMO de Março/2025

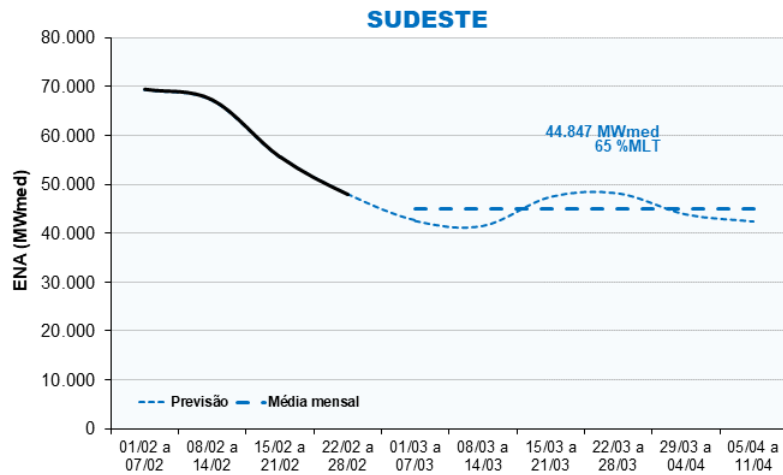


Figura 13 - Energias Naturais Afluentes ao Subsistema Sul do PMO de Março/2025

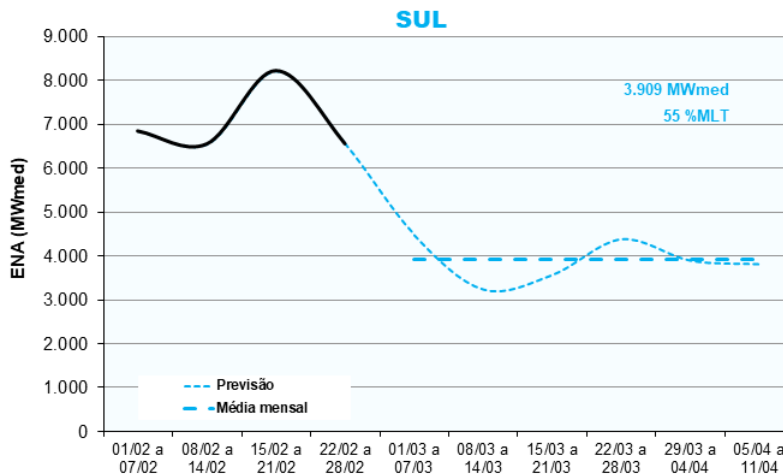


Figura 14 - Energias Naturais Afluentes ao Subsistema Nordeste do PMO de Março/2025

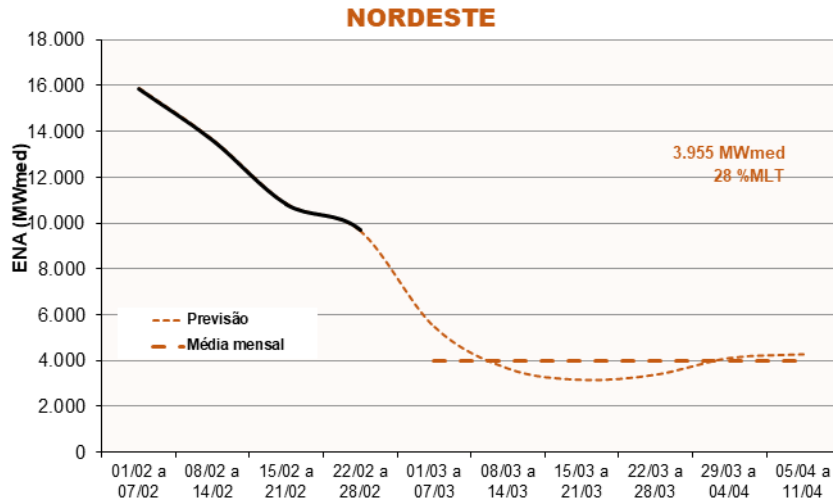
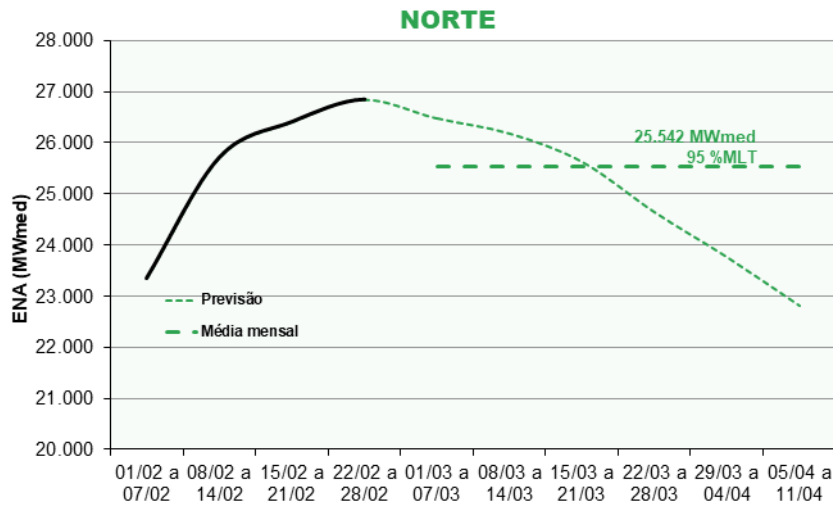


Figura 15 - Energias Naturais Afluentes ao Subsistema Norte do PMO de Março/2025



4.1.4. Cenários de ENAs para o PMO de Março/2025

As figuras a seguir apresentam as características dos cenários de energias naturais afluentes gerados no PMO de Março/2025, para acoplamento com a FCF do mês de abril/2025. São mostradas, para os quatro subsistemas, as amplitudes e as Funções de Distribuição Acumulada dos cenários de ENA.

Figura 16 - Amplitude dos Cenários de ENA para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, em %MLT, para o PMO de Março/2025

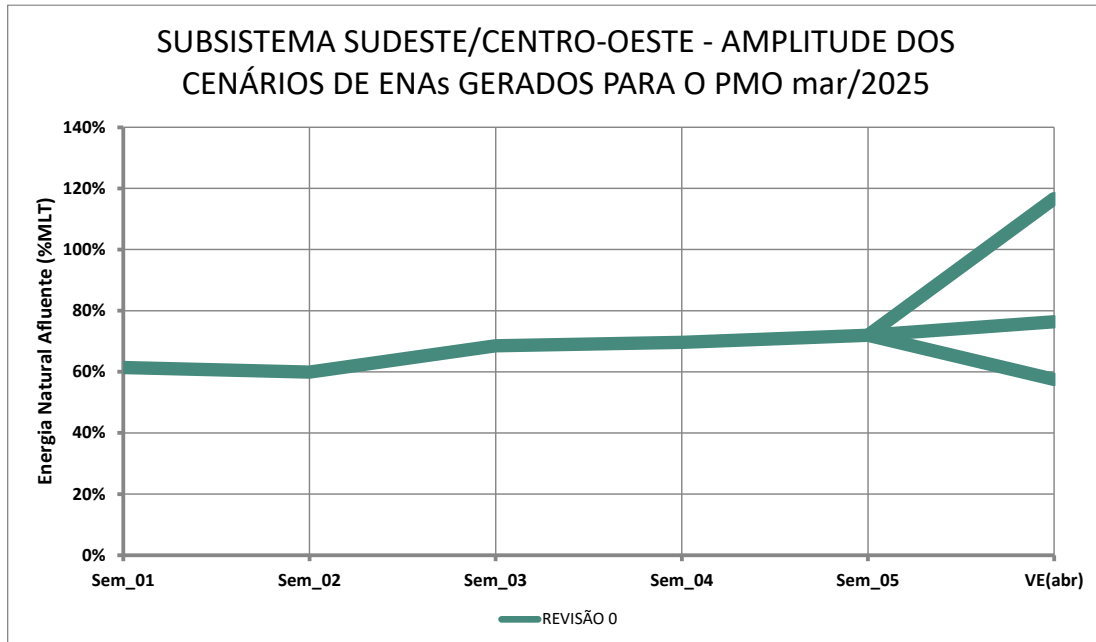


Figura 17 - Função de Distribuição Acumulada dos Cenários para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o PMO de Março/2025

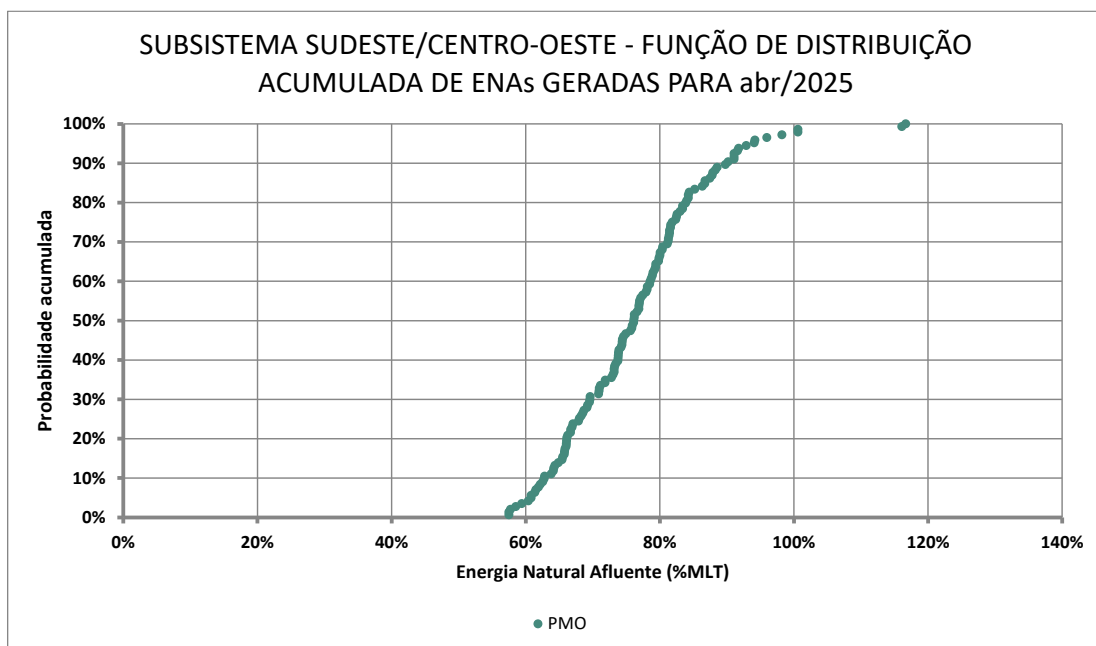


Figura 18 - Amplitude dos Cenários de ENA para o Subsistema Sul, em %MLT, para o PMO de Março/2025

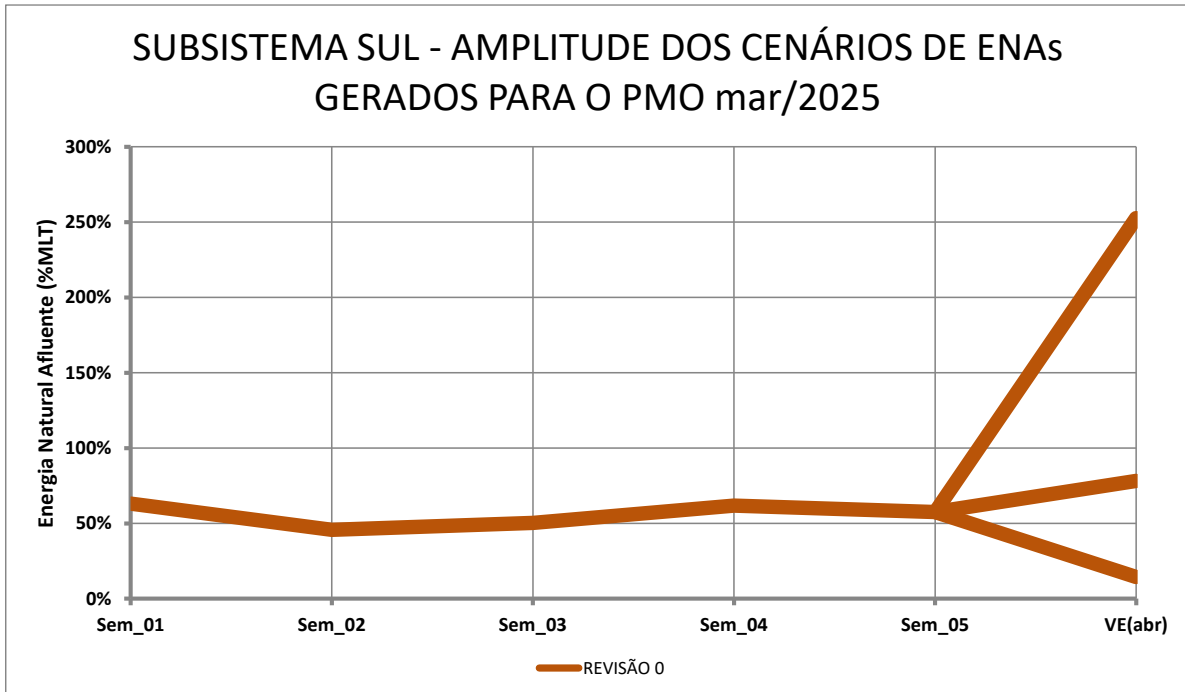


Figura 19 - Função de Distribuição Acumulada dos Cenários para o Subsistema Sul para o PMO de Março/2025

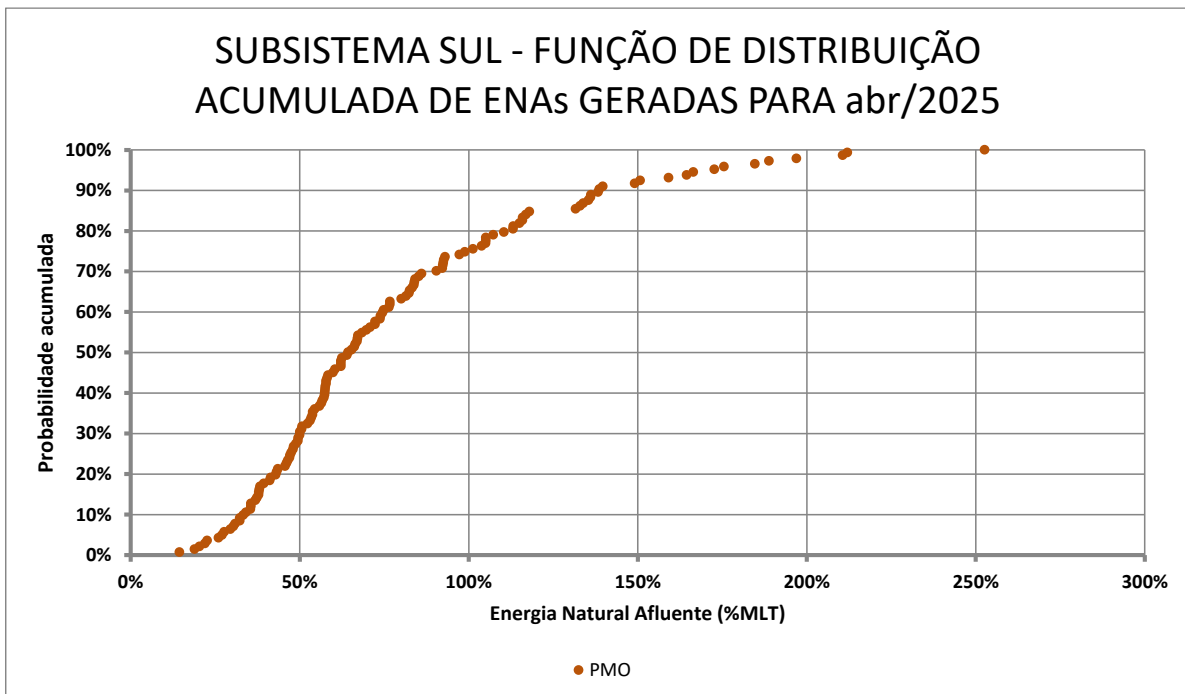


Figura 20 - Amplitude dos Cenários de ENA para o Subsistema Nordeste em %MLT, para o PMO de Março/2025

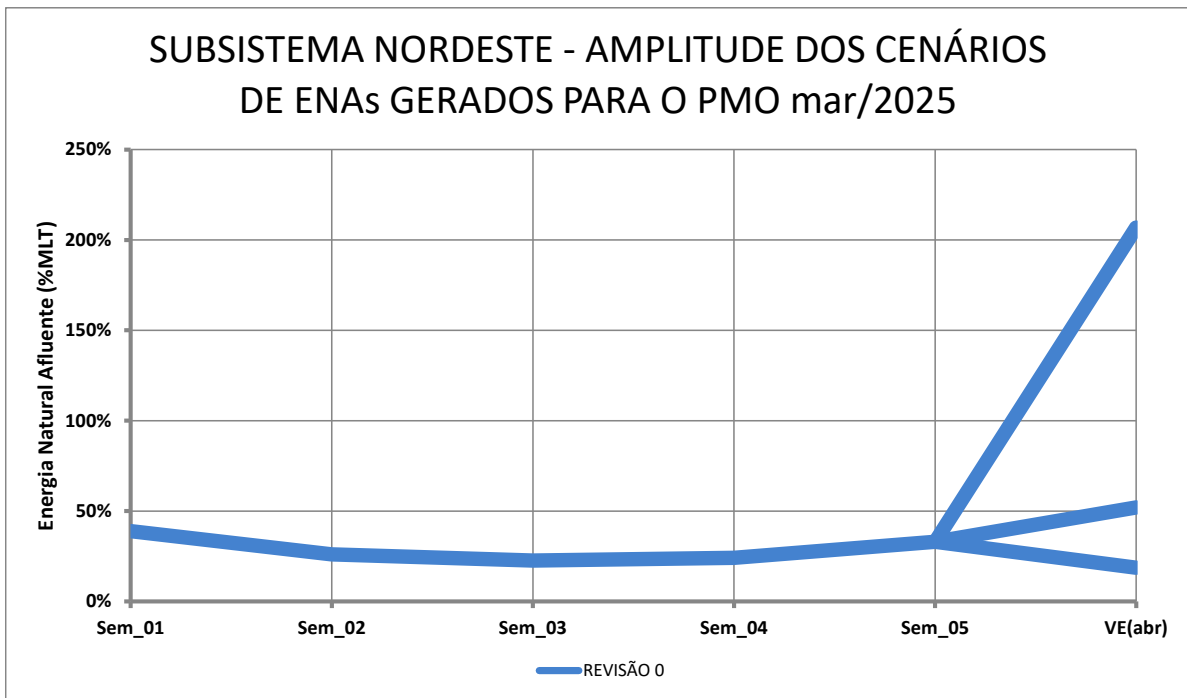


Figura 21 - Função de Distribuição Acumulada dos Cenários para o Subsistema Nordeste para o PMO de Março/2025

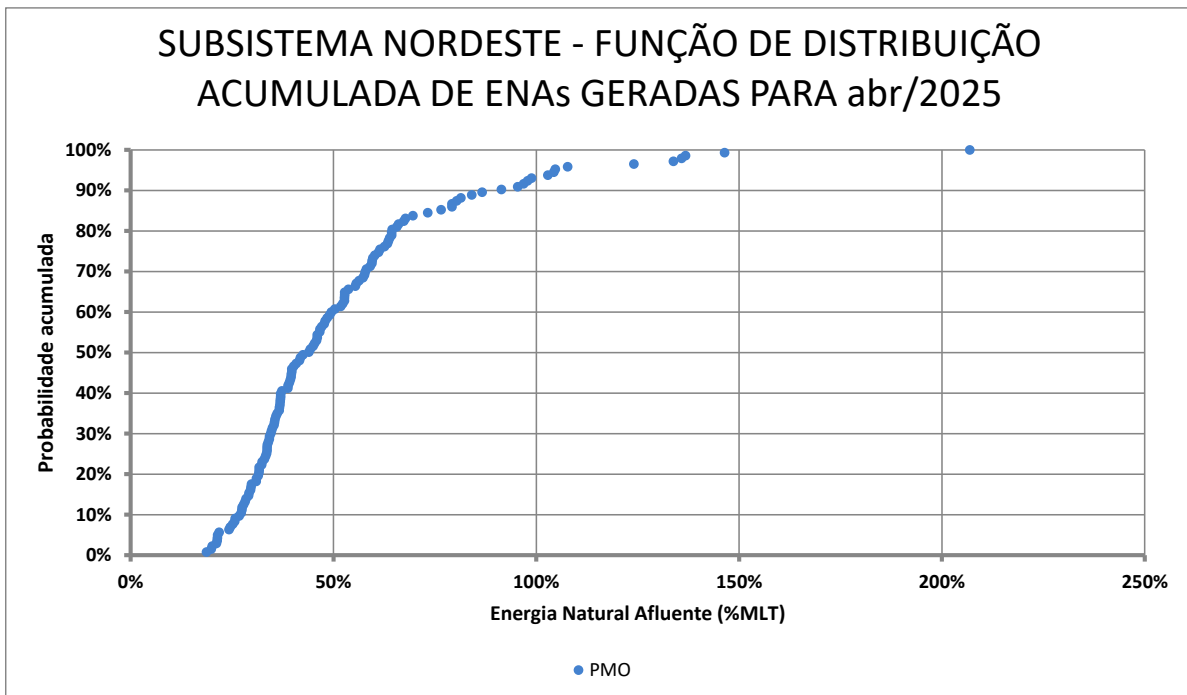


Figura 22 - Amplitude dos Cenários de ENA para o Subsistema Norte, em %MLT, para o PMO de Março/2025

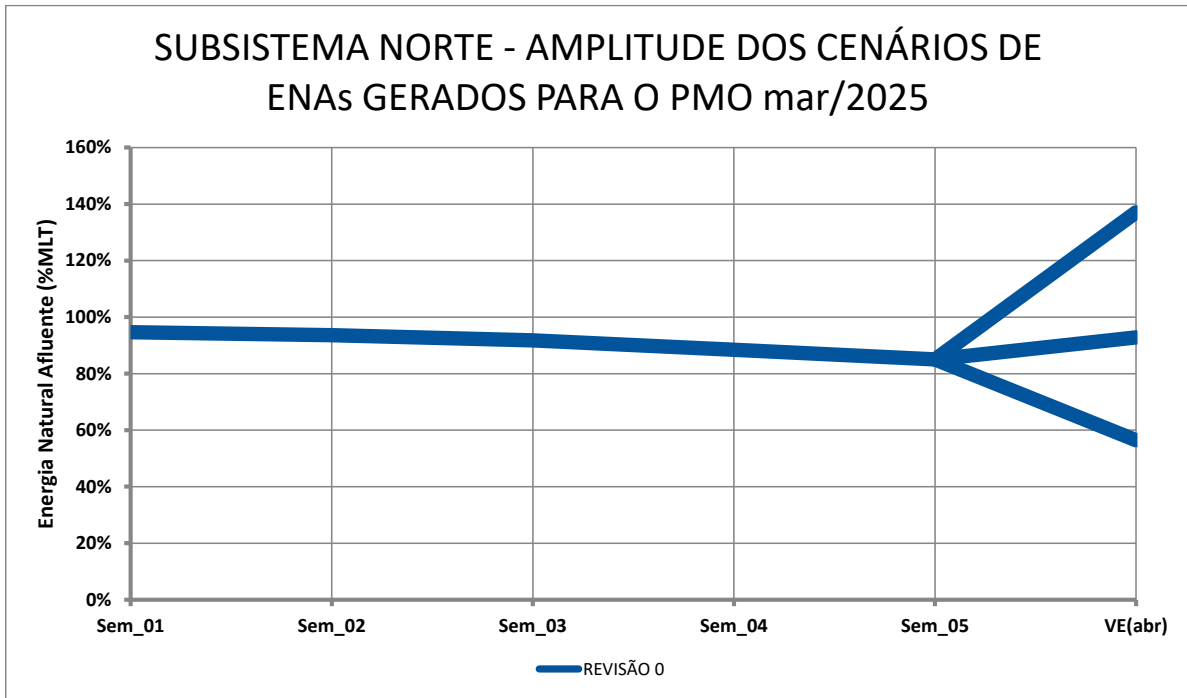
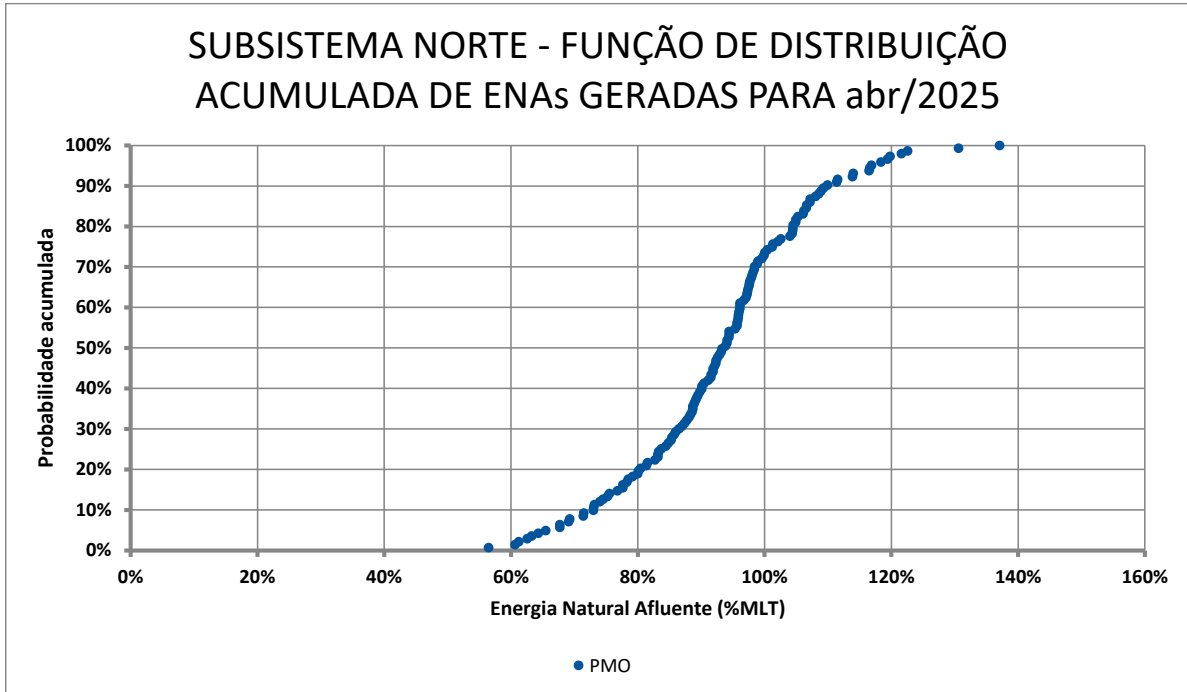


Figura 23 - Função de Distribuição Acumulada dos Cenários para o Subsistema Norte para o PMO de Março/2025



Os valores da MLT (Média de Longo Termo) das energias naturais afluentes para os meses de março/2025 e abril/2025 são apresentados na tabela a seguir.

Tabela 6 – MLT da ENA nos meses de março/2025 e abril/2025

MLT das ENAs (MW/med)		
Subsistema	março	abril
SE/CO	69.259	54.797
S	7.077	6.541
NE	14.080	11.371
N	26.978	27.173

4.2. Limites de Intercâmbio entre Subsistemas

Os limites elétricos de intercâmbio de energia entre subsistemas são de fundamental importância para o processo de otimização energética, sendo determinantes para a definição das políticas de operação e do CMO para cada subsistema. Estes limites são influenciados por intervenções na malha de transmissão, notadamente na primeira semana operativa. O diagrama a seguir ilustra os fluxos notáveis do SIN e os limites aplicados neste PMO.

Figura 24 – Interligações entre regiões

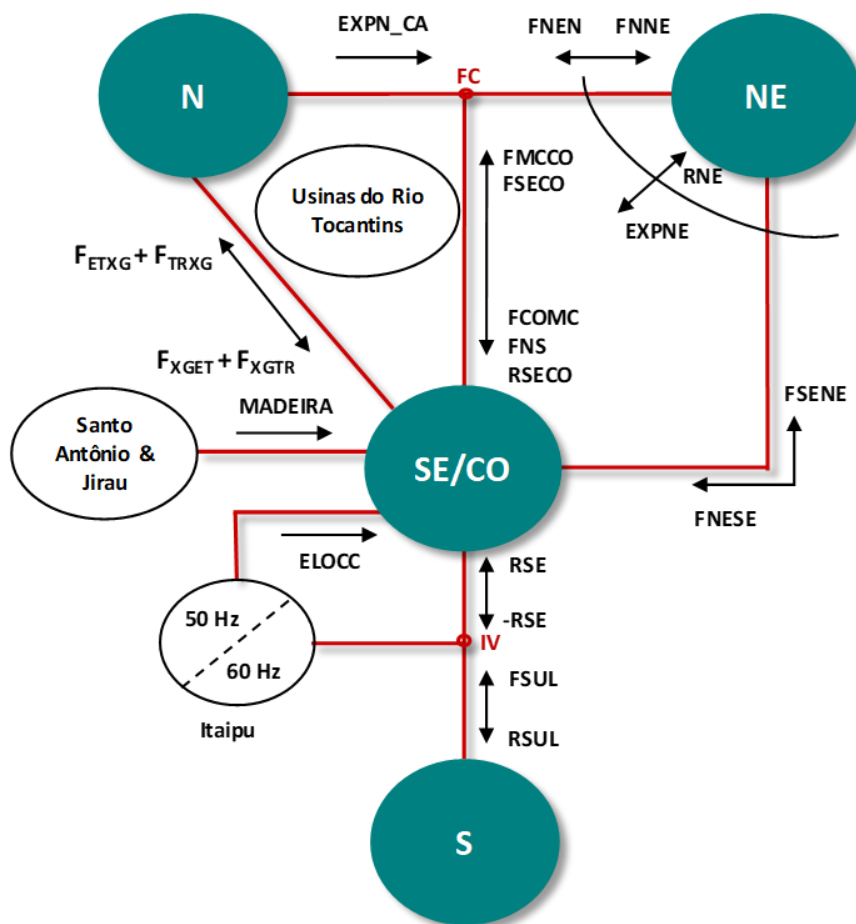


Tabela 7 – Limites considerados nesta semana operativa para intercâmbio de energia

Limites de Intercâmbio (MWmed)			
Fluxo	Patamar	01/03 a 07/03/2025	Demais Semanas
RNE	Pesada	11.000	11.000
	Média	11.000	11.000
	Leve	11.000	11.000
FNS	Pesada	3.200	3.200
	Média	3.200	3.200
	Leve	3.200	3.200
FNNE	Pesada	4.800	7.800
	Média	4.800 (A)	7.800
	Leve	4.800	7.800
EXPORT. NE	Pesada	13.800	13.800
	Média	13.800	13.800
	Leve	13.800	13.800
FMCCO	Pesada	4.400	5.000
	Média	4.663 (B)	5.000
	Leve	4.939	5.000
FSENE	Pesada	6.000	6.000
	Média	6.000	6.000
	Leve	6.000	6.000
FNS + FNESE	Pesada	7.278	7.278
	Média	6.207	6.207
	Leve	7.700	7.700
RSE	Pesada	8.101	8.120
	Média	8.083 (C)	8.120
	Leve	9.126	9.130
FORNEC. SUL	Pesada	7.000	7.000
	Média	7.000	7.000
	Leve	7.000	7.000

Limites de Intercâmbio (MWmed)			
Fluxo	Patamar	01/03 a 07/03/2025	Demais Semanas
RECEB. SUL	Pesada	8.791	8.800
	Média	7.582 (C)	7.600
	Leve	9.898	9.900
ELO CC 50 Hz	Pesada	6.240	6.264
	Média	6.168 (D)	6.264
	Leve	6.264	6.264
ITAIPU 60 Hz	Pesada	7.500	7.500
	Média	7.500	7.500
	Leve	7.500	7.500
EXP. N CA	Pesada	8.000	8.000
	Média	8.000	8.000
	Leve	8.000	8.000
FETXG + FTRXG	Pesada	4.200	4.200
	Média	4.200	4.200
	Leve	4.200	4.200
FXGET + FXGTR	Pesada	8.000	8.000
	Média	8.000	8.000
	Leve	8.000	8.000
FNESE	Pesada	5.500	5.500
	Média	4.449	4.449
	Leve	5.500	5.500
FNEN	Pesada	4.800	5.600
	Média	4.800 (A)	5.600
	Leve	4.800	5.600
Ger_MADEIRA	Pesada	6.968	7.418
	Média	6.975 (E)	7.418
	Leve	7.002	7.418

- (A) SGI 3.922-25
- (B) SGI 11.404-25
- (C) SGI 10.340-25
- (D) SGI 11.801-25
- (E) SGI 9.368-25

4.3. Previsão de carga

Considerando os indicadores econômicos apresentados na reunião do PMO de Março/25, no mês de fevereiro, a prévia de inflação (IPCA-15) apresentou uma aceleração significativa, atingindo 1,23%, bem acima da taxa de 0,11% registrada em janeiro. O principal destaque foi o grupo Habitação, que avançou 4,34% e exerceu o maior impacto no índice geral (0,63 p.p.), impulsionado pela alta expressiva de 16,33% na energia elétrica residencial, após a retirada do bônus de Itaipu aplicado no mês anterior. A Educação também se destacou, com avanço de 4,78%, refletindo os reajustes típicos do início do ano letivo, especialmente nos cursos regulares. A inflação de Alimentação e Bebidas desacelerou para 0,61%, com recuo nos preços de itens essenciais como batata-inglesa e arroz, embora alguns produtos tenham apresentado elevações expressivas, como a cenoura. No setor de Transportes, o aumento de 1,88% nos combustíveis, puxado pela alta do etanol e da gasolina, foi compensado por uma queda expressiva de 20,42% nas passagens aéreas. O avanço da inflação reflete reajustes pontuais e a dinâmica dos preços administrados, influenciando o orçamento das famílias.

Em relação a carga, a estimativa do fechamento da semana operativa atual (22/02 a 28/02) foi impactada pelas altas temperaturas e baixa precipitação nas capitais do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul, resultando em altos valores. Espera-se que nos Subsistemas Nordeste e o Norte se confirmem os maiores valores semanais ao longo do mês de fevereiro, contribuindo para um total de aproximadamente 92.000 MW médios para o SIN na semana atual.

De forma geral, fevereiro tem apresentado crescimento na carga, em função das ondas de calor em capitais de alto consumo de energia, principalmente na região Sudeste. No Subsistema Nordeste, o início do mês de fevereiro começou abaixo do esperado, mas houve recuperação nas semanas seguintes, alcançando os valores previstos. No Subsistema Norte, a carga foi influenciada pelo grande volume de chuvas nas capitais da região.

As projeções de carga para março indicam acréscimos de 3,6% no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 5,6% no Subsistema Sul, 0,8% no Subsistema Nordeste e 3,4% no Subsistema Norte em relação ao mesmo mês do ano anterior. Os principais fatores serão descritos a seguir. O mês de março deste ano apresenta menos dias úteis, dada a ocorrência do Carnaval, que tende a reduzir as atividades econômicas e o consumo de energia em diversos setores da economia. Além disso, por ser um mês de transição entre estações, março pode apresentar temperaturas mais amenas, diminuindo a demanda por refrigeração, especialmente no Sudeste e Sul.

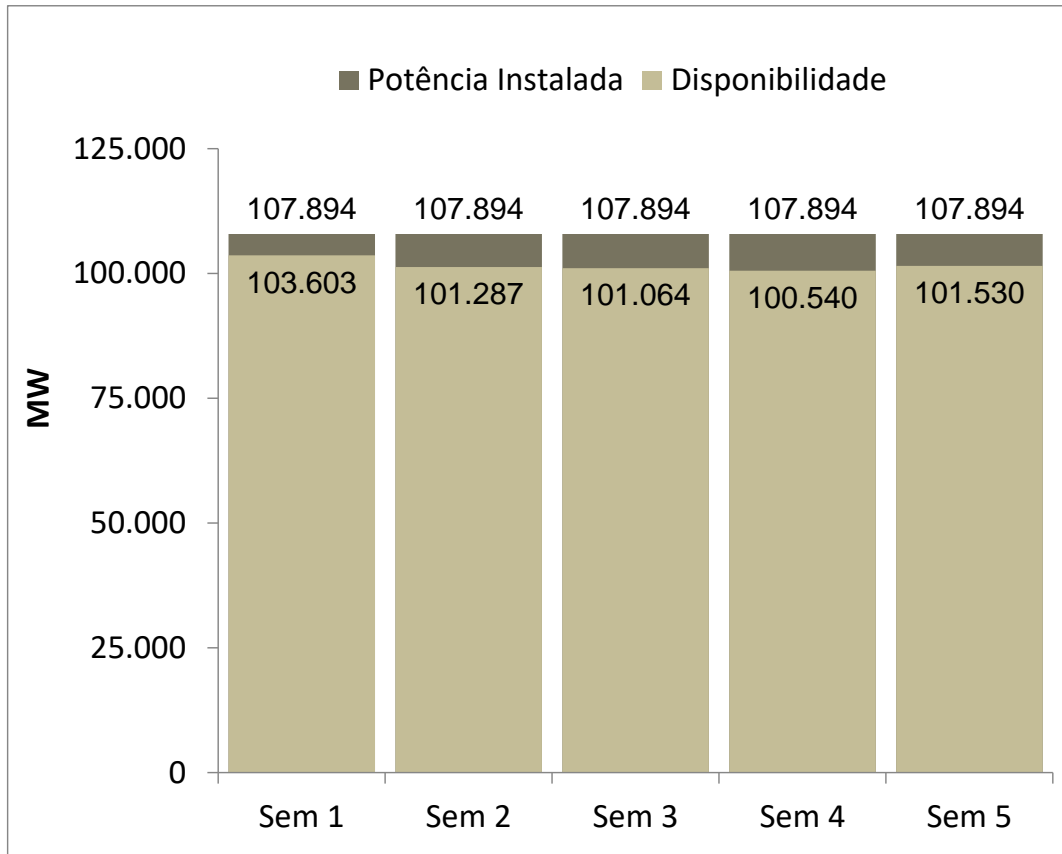
Tabela 8 – Evolução da carga do PMO de Março de 2025

Subsistema	CARGA SEMANAL (MWmed)					CARGA MENSAL (MWmed)	
	1ª Sem	2ª Sem	3ª Sem	4ª Sem	5ª Sem	mar/25	Var. (%) mar/25 -> mar/24
SE/CO	50.354	50.312	49.001	48.888	48.504	49.529	3,6%
Sul	16.152	16.056	15.302	14.930	14.637	15.516	5,6%
Nordeste	13.643	13.811	13.756	13.698	13.666	13.721	0,8%
Norte	7.633	7.674	7.651	7.642	7.634	7.648	3,4%
SIN	87.782	87.853	85.710	85.158	84.441	86.414	3,5%

4.4. Potência Hidráulica Total Disponível no SIN

O gráfico a seguir mostra a disponibilidade hidráulica total do SIN, para este mês, de acordo com o cronograma de manutenção informado pelos agentes para este PMO.

Figura 25 – Potência hidráulica disponível no SIN



4.5. Armazenamentos Iniciais por Subsistema

Tabela 9 – Armazenamentos iniciais, por subsistema, considerados para esta semana operativa

Armazenamento (%EAR _{máx}) - 0:00 h do dia 01/03/2025		
Subsistema	Nível previsto na Revisão 3 do PMO Mar/2025	Partida informada pelos Agentes para a Revisão 0 do PMO Mar/2025
SE/CO	69,7	68,5
S	53,6	55,0
NE	80,8	80,1
N	95,9	91,3

A primeira coluna da tabela acima corresponde ao armazenamento previsto na Revisão 3 do PMO de Fevereiro de 2025, para a 0:00 h do dia 01/03/2025. A segunda coluna apresenta os armazenamentos obtidos a partir dos níveis de partida informados pelos Agentes de Geração para seus aproveitamentos com reservatórios.

5. PRINCIPAIS RESULTADOS

5.1. Política de Operação Energética

Para esta semana operativa, está prevista a seguinte política de intercâmbio de energia entre regiões:

Região SE/CO:

- Geração dimensionada para controle de nível e atendimento nos períodos de carga média e pesada;
- Alocação da Folga de Potência Monitorada nas usinas de cabeceira dos rios Grande e Paranaíba.

Região Sul:

- Geração dimensionada para controle de nível e atendimento da carga pesada;
- Alocação da Folga de Potência Monitorada nas usinas dos rios Uruguai e Iguazu.

Região NE:

- Geração reduzida para replecionamento dos reservatórios e alocação de geração dos subsistemas Norte e renováveis.

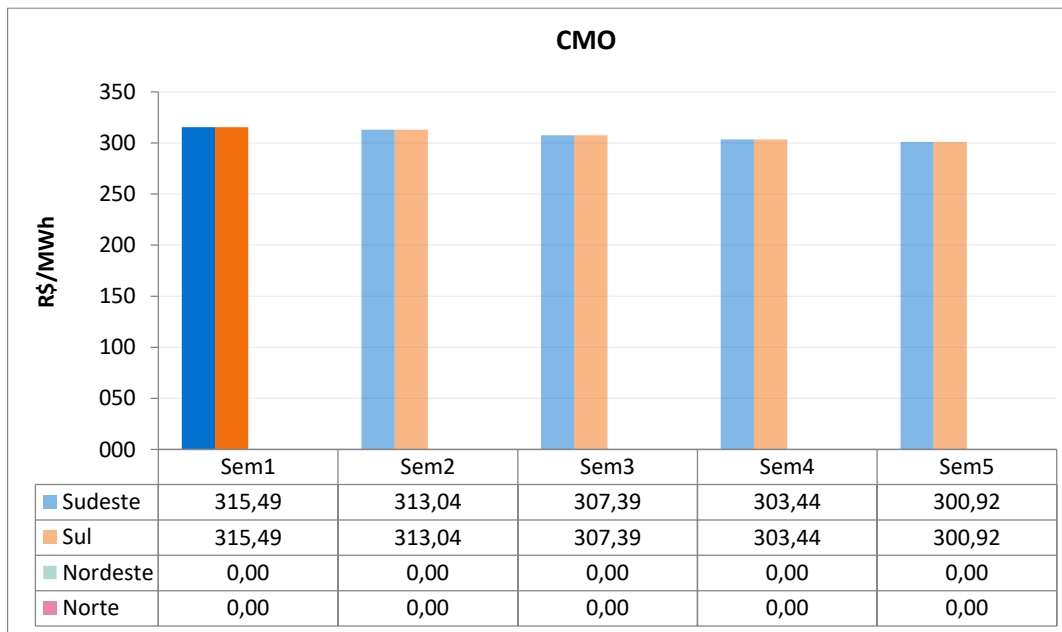
Região Norte:

- Exploração dos recursos energéticos em todos os patamares de carga.

5.2. Custo Marginal de Operação – CMO

A figura a seguir apresenta os Custos Marginais de Operação, em valores médios semanais, para as semanas operativas deste mês.

Figura 26 – CMO em valores médios



A tabela a seguir apresenta o custo marginal de operação, por subsistema e patamar de carga, para a próxima semana operativa.

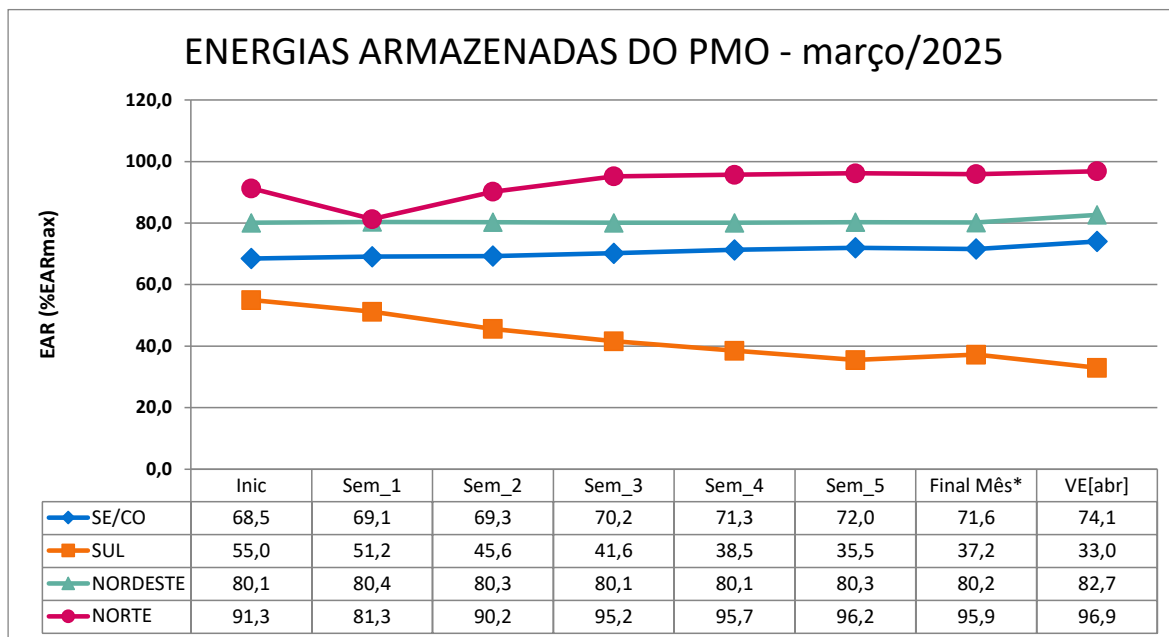
Tabela 10 – CMO para esta semana operativa

Patamares de Carga	CMO (R\$/MWh)			
	SE/CO	S	NE	N
Pesada	325,05	325,05	0,00	0,00
Média	317,50	317,50	0,00	0,00
Leve	310,17	310,17	0,00	0,00
Média Semanal	315,49	315,49	0,00	0,00

5.3. Energia Armazenada

O processo de otimização realizado pelo programa DECOMP indicou os armazenamentos mostrados na figura a seguir para as próximas semanas operativas do mês de março/2025.

Figura 27 – Energias Armazenadas nas semanas operativas do mês de março/2025



Os armazenamentos da figura anterior estão expressos em percentual da Energia Armazenável Máxima de cada subsistema, que são mostradas na tabela a seguir.

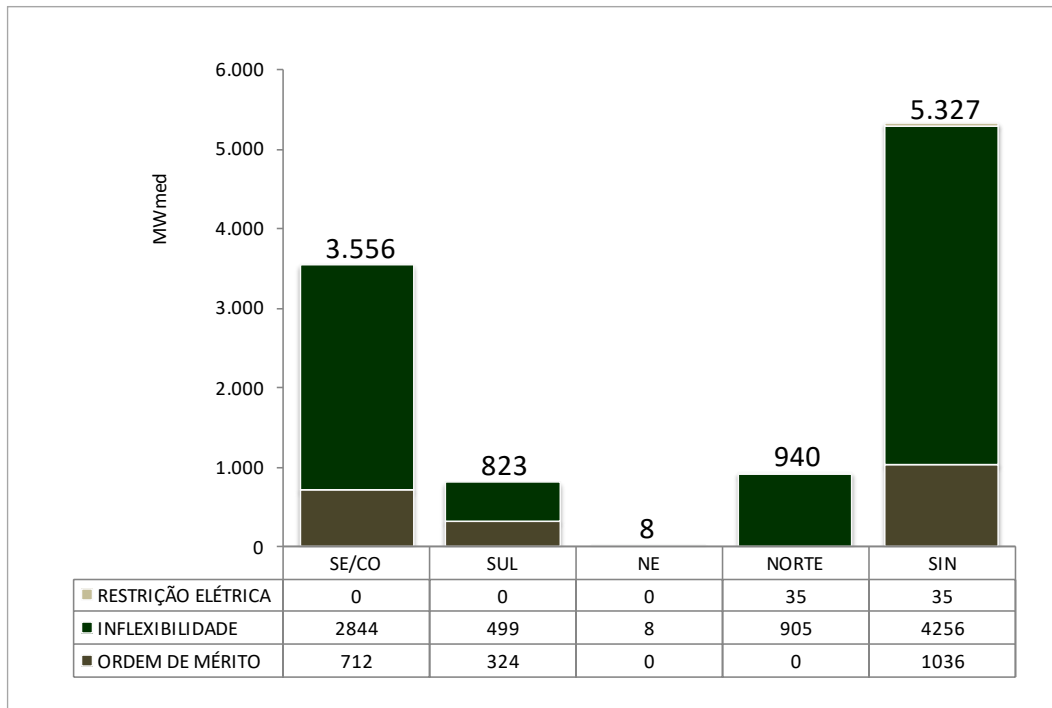
Tabela 11 – Energia Armazenável Máxima por subsistema no PMO de Março/2025

ENERGIA ARMAZENÁVEL MÁXIMA (MWmed)		
Subsistema	março	abril
SE/CO	205.569	205.569
S	20.458	20.458
NE	51.718	51.718
N	14.171	14.379

6. GERAÇÃO TÉRMICA

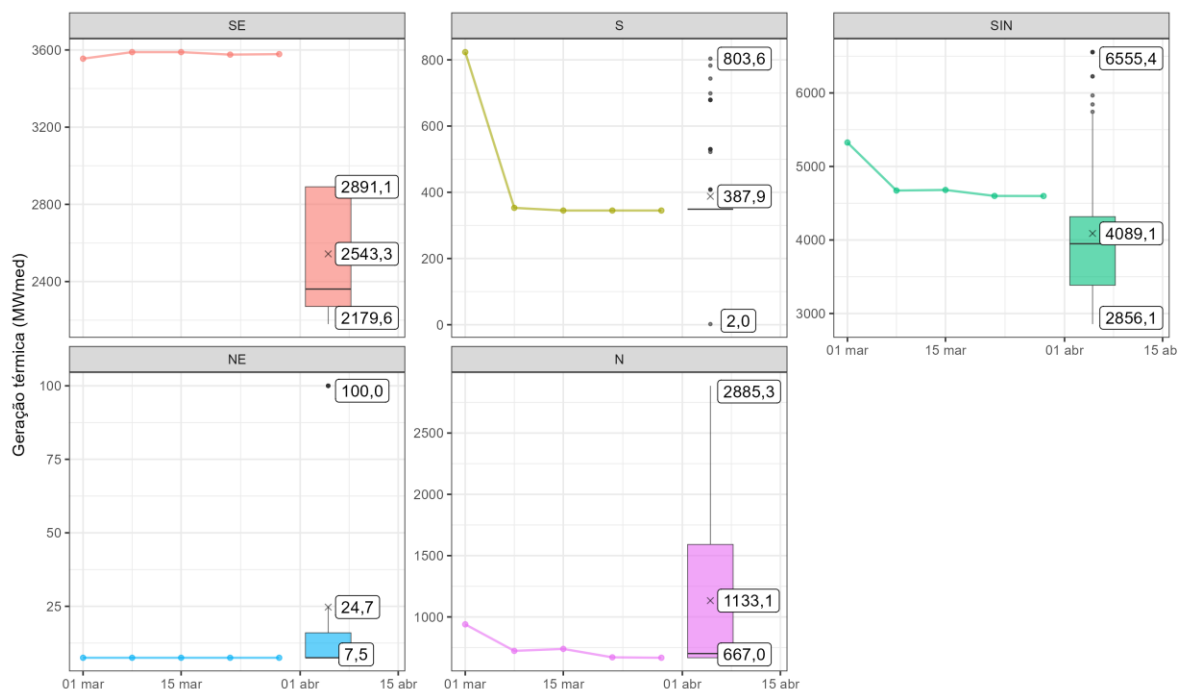
A Figura 28 apresenta, para cada subsistema do SIN, o despacho térmico por modalidade indicado pelo Decomp para esta semana operativa.

Figura 28 – Geração térmica para a próxima semana operativa



O gráfico a seguir apresenta, em atendimento à Portaria Normativa nº 62/GM/MME, de 30 de março de 2023, a expectativa de despacho Térmico para os dois meses do horizonte de estudo.

Figura 29 – Expectativa de despacho térmico para o horizonte de dois meses



Na tabela abaixo segue a Indicação de despacho antecipado por ordem de mérito de custo para a semana de 03/05/2025 a 09/05/2025.

Tabela 12 – UTEs com contrato de combustível GNL

UTE			Benefício (R\$/MWh)			Despacho antecipado por mérito		
Nome	Código	CVU (R\$/MWh)	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve	Carga Pesada	Carga Média	Carga Leve
SANTA CRUZ	86	268,00	232,70	225,42	218,67	Não	Não	Não
LUIZORMELO	15	408,50	232,70	225,42	218,67	Não	Não	Não
PSERGIPE I	224	398,34	173,67	168,80	167,91	Não	Não	Não

Assim sendo, não há previsão de despacho antecipado por ordem de mérito de custo para as UTE Santa Cruz, Luiz O. R. Melo e Porto Sergipe I, para a semana de 03/05/2025 a 09/05/2025.

7. RESUMO DOS RESULTADOS DO PMO

As figuras a seguir apresentam um resumo dos resultados do PMO de março/2025, com informações da Energia Natural Afluente (ENA), da Energia Armazenada (EAR) e do Custo Marginal de Operação (CMO) nos subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN). São apresentados os valores semanais observados e previstos e o valor esperado dos cenários gerados para o mês de abril/2025.

Figura 30 – Resumo de março/2025 para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

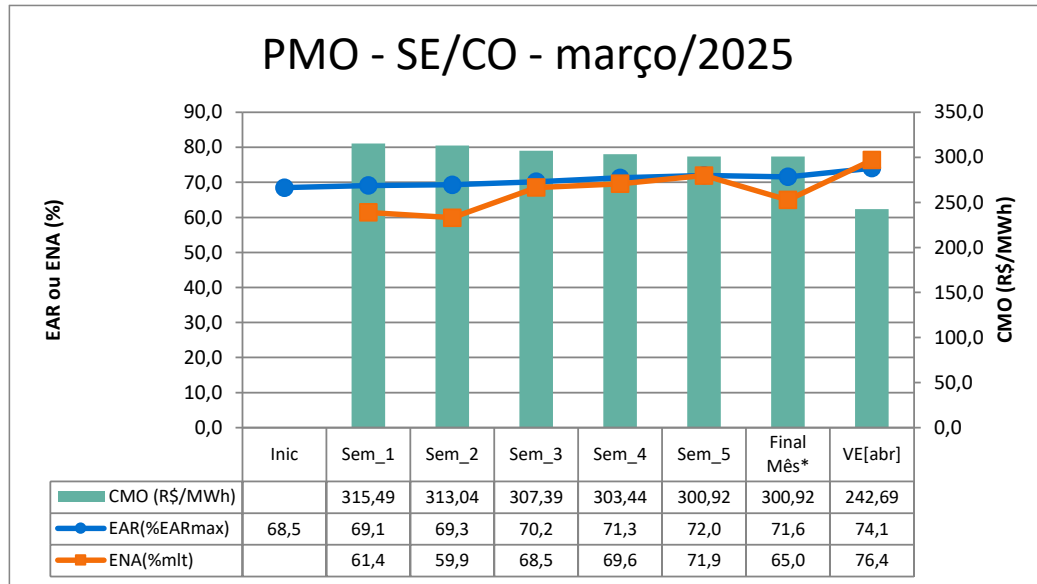


Figura 31 – Resumo de março/2025 para o Subsistema Sul

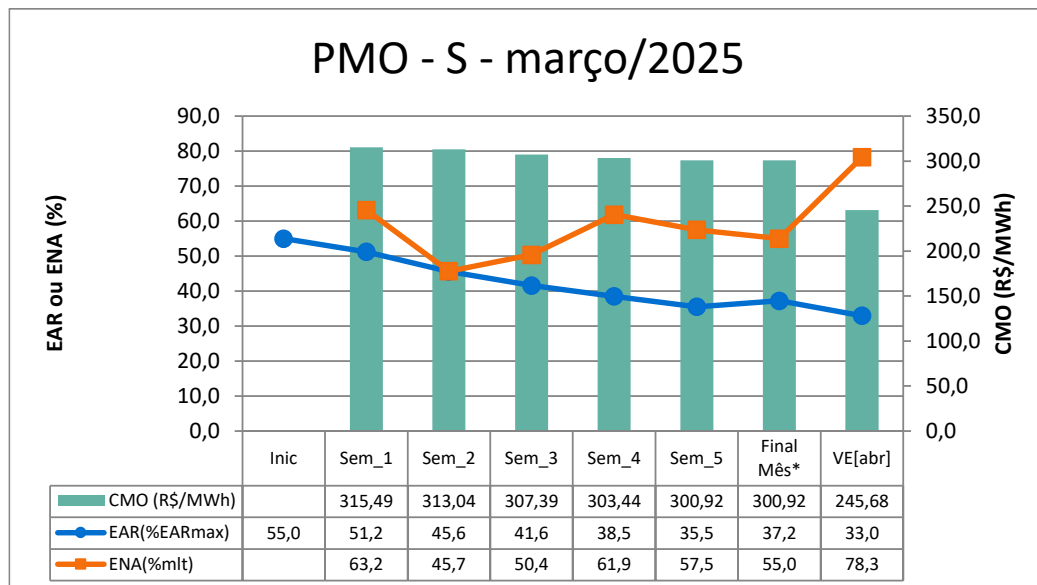


Figura 32 – Resumo de março/2025 para o Subsistema Nordeste

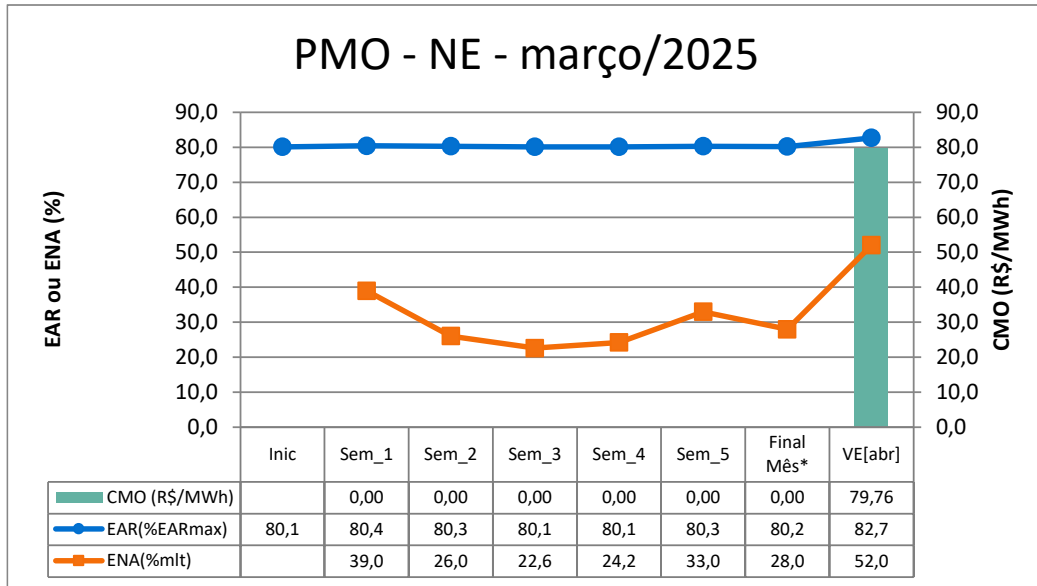
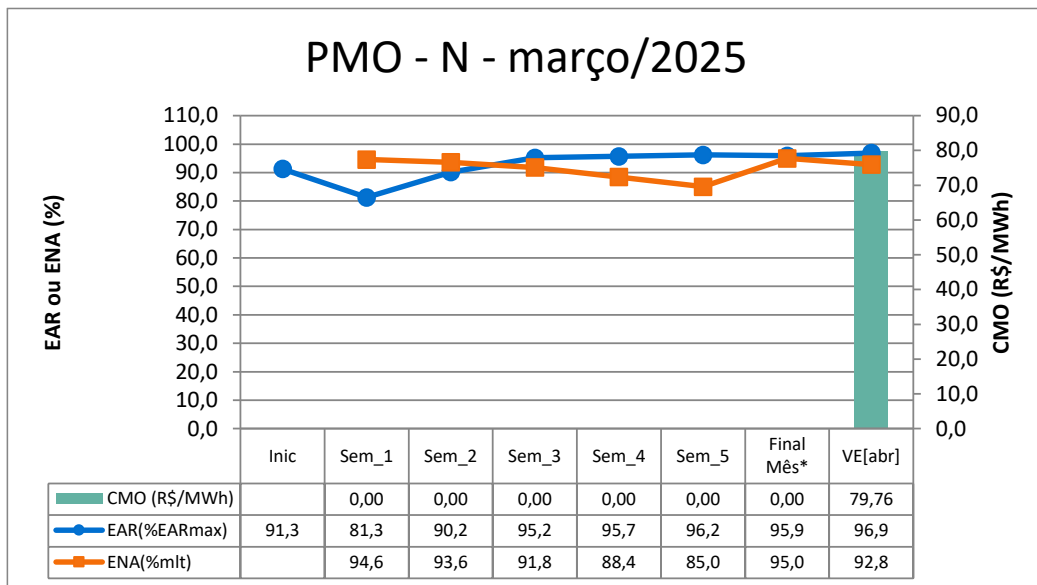


Figura 33 – Resumo de março/2025 para o Subsistema Norte



8. ARMAZENAMENTOS OPERATIVOS

Para uma melhor avaliação de diversos cenários hidrometeorológicos, notadamente, aqueles de curto prazo e suas influências nas previsões de vazões nos subsistemas, os resultados deste PMO contemplam cenários de afluências visando melhor representar a ocorrência de precipitação e, conseqüentemente, seus efeitos sobre as afluências e armazenamentos.

Apresentamos a seguir as correspondentes energias naturais afluentes e os resultados obtidos com a aplicação do cenário de afluência utilizado no estudo.

Tabela 13 – Previsão de ENA do caso de valor esperado das previsões de afluência

Subsistema	ENERGIAS NATURAIS AFLUENTES			
	Previsão Semanal		Previsão Mensal	
	(MWmed)	%MLT	(MWmed)	%MLT
SE/CO	42.556	61	44.847	65
Sul	4.470	63	3.909	55
Nordeste	5.486	39	3.955	28
Norte	26.481	98	25.542	95

Tabela 14 – Previsão de %EARmáx para o final do mês

Subsistema	% EARmáx 28/02	% EARmáx - 31/03
	NÍVEL INICIAL	NÍVEL PMO
SE/CO	68,5	71,6
Sul	55,0	37,2
Nordeste	80,1	80,2
Norte	91,3	95,9

9. RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES DE ENERGIA

A seguir são apresentadas as previsões de Energia Natural Afluyente para a próxima semana operativa e para o mês de março, bem como as previsões de Energia Armazenada nos Reservatórios Equivalentes de Energia – REE, do PMO de Março de 2025.

Tabela 15 – Previsão de ENA por REE

Valor Esperado das Energias Naturais Afluentes				
REE	Previsão Semanal		Previsão Mensal	
	01/03/2025 a 07/03/2025		mar-25	
	(MWmed)	%MLT	(MWmed)	%MLT
Sudeste	5.091	51	5.084	51
Madeira	12.173	100	13.421	110
Teles Pires	3.716	88	4.091	97
Itaipu	2.041	53	1.837	48
Paraná	17.773	50	18.746	52
Paranapanema	1.745	55	1.651	52
Sul	1.856	58	1.793	56
Iguaçu	2.614	67	2.116	54
Nordeste	5.485	39	3.955	28
Norte	12.192	82	11.038	74
Belo Monte	12.179	112	12.340	114
Manaus	1.154	96	1.297	108

Tabela 16 – Previsão de %EARMáx por REE

% Energia Armazenável Máxima		
REE	Previsão Semanal	Previsão Mensal
	07-mar	31-mar
	(%EARMáx)	(%EARMáx)
Sudeste	71,1	73,5
Madeira	94,7	99,8
Teles Pires	71,4	98,2
Itaipu	28,9	20,3
Paraná	68,1	71,8
Paranapanema	73,4	61,4
Sul	40,4	33,0
Iguaçu	61,9	41,4
Nordeste	80,4	80,2
Norte	84,9	99,7
Belo Monte	100,0	69,1
Manaus	20,4	32,4

10. DESPACHO TÉRMICO POR MODALIDADE, PATAMAR DE CARGA E USINA

Nas tabelas abaixo, a diferenciação entre geração por inflexibilidade e por ordem de mérito tem caráter informativo, com o objetivo de detalhar a informação de inflexibilidade enviada pelos respectivos agentes para o PMO. Ressalta-se que nas etapas de Programação Diária e Tempo Real, o montante despachado nas usinas termelétricas indicadas por ordem de mérito é plenamente intitulado como ordem de mérito.

Tabela 17 – Despachos de Geração Térmica

REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE																	
Térmicas Potência (MW)	Combustível	CVU	Inflexibilidade			Ordem de Mérito			Total Mérito e INFL.			Razão Elétrica			Total UTE		
			P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L
ATLAN_CSA (255)	Resíduos	0,00	114,1	114,1	114,1				114,1	114,1	114,1				114,1	114,1	114,1
DAIA (44)	Diesel	---															
TNORTE 2 (349)	Óleo	---															
W.ARJONA O (177)	Diesel	---															
XAVANTES (54)	Diesel	---															
ANGRA 2 (1350)	Nuclear	20,12	1350,0	1350,0	1350,0	0,0	0,0	0,0	1350,0	1350,0	1350,0				1350,0	1350,0	1350,0
ANGRA 1 (640)	Nuclear	31,17	640,0	640,0	640,0	0,0	0,0	0,0	640,0	640,0	640,0				640,0	640,0	640,0
O.PINTADA (50)	Biomassa	145,52				50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0				50,0	50,0	50,0
UTE STA VI (41)	Biomassa	157,20				41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0				41,0	41,0	41,0
M.AZUL (566)	Gás	178,92	475,0	475,0	475,0	90,5	90,5	90,5	565,5	565,5	565,5				565,5	565,5	565,5
ATLANTICO (235)	Resíduos	251,47	218,7	218,7	218,7	0,0	0,0	0,0	218,7	218,7	218,7				218,7	218,7	218,7
BAIXADA FL (530)	Gás	263,95				530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0				530,0	530,0	530,0
SANTA CRUZ (500)	GNL	268,00															
ST.CRUZ 34 (436)	Óleo	310,41				0,0	0,0										
LUIZORMELO (204)	GNL	408,50															
PIRAT.12 O (200)	Gás	470,34															
UTE GNA I (1338)	Gás	515,01															
CUBATAO (216)	Gás	535,40															
NORTEFLU (826)	Gás	954,00															
T.MACAE (922)	Gás	954,73															
IBIRITE (235)	Gás	984,23															
TERMORIO (989)	Gás	1069,98															
KARKEY 013 (259)	Gás	1085,76	30,0	30,0	30,0				30,0	30,0	30,0				30,0	30,0	30,0
KARKEY 019 (116)	Gás	1085,76															
T.LAGOAS (350)	Gás	1177,96															
PORSUD II (78)	Gás	1264,60															
PORSUD I (116)	Gás	1267,14															
CUIABA CC (529)	Gás	1310,74															
J.FORA (87)	Gás	1422,31															
VIANA (175)	Óleo	1432,56															
PALMEIR_GO (176)	Diesel	1436,97															
SEROPEDICA (360)	Gás	1439,02															
PAULINIA (16)	Gás	1557,89	15,7	15,7	15,7				15,7	15,7	15,7				15,7	15,7	15,7
LORM_PCS (36)	Gás	1595,79															
POVOACAO I (75)	Gás	1595,79															
VIANA I (37)	Gás	1595,79															
NPIRATINGA (572)	Gás	1720,29															
W.ARJONA (177)	Gás	1847,46															
TOTAL SE/CO (13316)			2843,5	2843,5	2843,5	711,5	711,5	711,5	3555,0	3555,0	3555,0	0,0	0,0	0,0	3555,0	3555,0	3555,0
REGIÃO SUL																	
Térmicas Potência (MW)	Combustível	CVU	Inflexibilidade			Ordem de Mérito			Total Mérito e INFL.			Razão Elétrica			Total UTE		
			P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L
CANDIOTA_3 (350)	Carvão	---															
PAMPA SUL (345)	Carvão	101,20	8,2	57,5	8,2	336,8	287,5	336,8	345,0	345,0	345,0				345,0	345,0	345,0
SAO SEPE (8)	Biomassa	113,53	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	8,0	8,0	8,0				8,0	8,0	8,0
FIGUEIRA (20)	Carvão	330,64															
J.LACER. C (330)	Carvão	341,04	300,0	300,0	300,0				300,0	300,0	300,0				300,0	300,0	300,0
J.LACER. B (220)	Carvão	397,24	44,0	46,0	35,0				44,0	46,0	35,0				44,0	46,0	35,0
J.LAC. A2 (110)	Carvão	406,63	100,0	100,0	100,0				100,0	100,0	100,0				100,0	100,0	100,0
J.LAC. A1 (80)	Carvão	475,13	32,0	34,0	26,0				32,0	34,0	26,0				32,0	34,0	26,0
B.BONITA I (10)	Gás	778,35															
ARAUCARIA (484)	Gás	956,04															
URUGUAIANA (640)	Gás	1119,76															
CANOAS (249)	Gás	1364,49															
TOTAL SUL (2846)			488,2	541,5	473,2	340,8	291,5	340,8	829,0	833,0	814,0	0,0	0,0	0,0	829,0	833,0	814,0

O conteúdo desta publicação foi produzido pelo ONS com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes 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, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

REGIÃO NORDESTE																		
Térmicas Potência (MW)	Combustível	CVU	Inflexibilidade			Ordem de Mérito			Total Mérito e INFL.			Razão Elétrica			Total UTE			
			P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	
CAMPINA_GR (169)	Óleo	---																
GLOBAL I (149)	Óleo	---																
GLOBAL II (149)	Óleo	---																
MARACANAU (168)	Óleo	---																
PETROLINA (136)	Óleo	---																
POTIGUAR (53)	Diesel	---																
POTIGUAR_3 (66)	Diesel	---																
TERMOCABO (50)	Óleo	---																
TERMONE (171)	Óleo	---																
TERMOPB (171)	Óleo	---																
ERB CANDEI (17)	Biomassa	113,61	3,5	3,5	3,5				3,5	3,5	3,5				3,5	3,5	3,5	
PROSP_I (28)	Gás	214,28																
PROSP_III (56)	Gás	218,33																
P.PECEM1 (720)	Carvão	377,23																
P.PECEM2 (365)	Carvão	383,07																
PSERGIPE I (1593)	GNL	398,34																
PROSP_II (37)	Gás	398,72	4,0	4,0	4,0				4,0	4,0	4,0				4,0	4,0	4,0	
VALE ACU (110)	Gás	450,86																
PERNAMBUCO_3 (201)	Óleo	1051,26																
TERMOPE (550)	Gás	1094,73																
T.BAHIA (186)	Gás	1106,03																
SUAPE II (381)	Óleo	1246,77																
TERMOCEARA (223)	Gás	2040,21																
C.MURICY 2 (144)	Óleo	2966,67																
PECEM 2 (144)	Óleo	2997,80																
TOTAL NE (5749)			7,5	7,5	7,5	0,0	0,0	0,0	7,5	7,5	7,5	0,0	0,0	0,0	7,5	7,5	7,5	
REGIÃO NORTE																		
Térmicas Potência (MW)	Combustível	CVU	Inflexibilidade			Ordem de Mérito			Total Mérito e INFL.			Razão Elétrica			Total UTE			
			P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	P	M	L	
C. ROCHA (85)	Gás	0,00	65,0	65,0	65,0				65,0	65,0	65,0				65,0	65,0	65,0	
JARAQUI (75)	Gás	0,00	63,0	63,0	63,0				63,0	63,0	63,0				63,0	63,0	63,0	
MANAUARA (73)	Gás	0,00	73,0	73,0	73,0				73,0	73,0	73,0				73,0	73,0	73,0	
PONTA NEGR (73)	Gás	0,00	64,0	64,0	64,0				64,0	64,0	64,0				64,0	64,0	64,0	
TAMBAQUI (93)	Gás	0,00	63,0	63,0	63,0				63,0	63,0	63,0				63,0	63,0	63,0	
MARANHAO3 (519)	Gás	110,91																
APARECIDA (166)	Gás	128,22	75,0	75,0	75,0				75,0	75,0	75,0				75,0	75,0	75,0	
UTE MAUA 3 (591)	Gás	128,22	264,0	264,0	264,0				264,0	264,0	264,0	92,4	50,8		356,4	314,8	264,0	
MARANHAO V (338)	Gás	247,22	75,0	60,0	45,0				75,0	60,0	45,0				75,0	60,0	45,0	
MARANHAOIV (338)	Gás	247,22	75,0	60,0	45,0				75,0	60,0	45,0				75,0	60,0	45,0	
PARNAIBA_V (386)	Vapor	248,15	110,0	85,0	65,0				110,0	85,0	65,0				110,0	85,0	65,0	
N.VENECIA2 (270)	Gás	300,53	45,0	35,0	25,0				45,0	35,0	25,0				45,0	35,0	25,0	
P. ITAQUI (360)	Carvão	374,93																
PARNAIBA_IV (56)	Gás	558,26	20,0	15,0	10,0				20,0	15,0	10,0				20,0	15,0	10,0	
GERAMAR2 (166)	Óleo	---																
GERAMAR1 (166)	Óleo	3332,39																
TOTAL NORTE (4045)			992,0	922,0	857,0	0,0	0,0	0,0	992,0	922,0	857,0	92,4	50,8	0,0	1084,4	972,8	857,0	