

encontro

pld

ccee

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos

01/12/2025

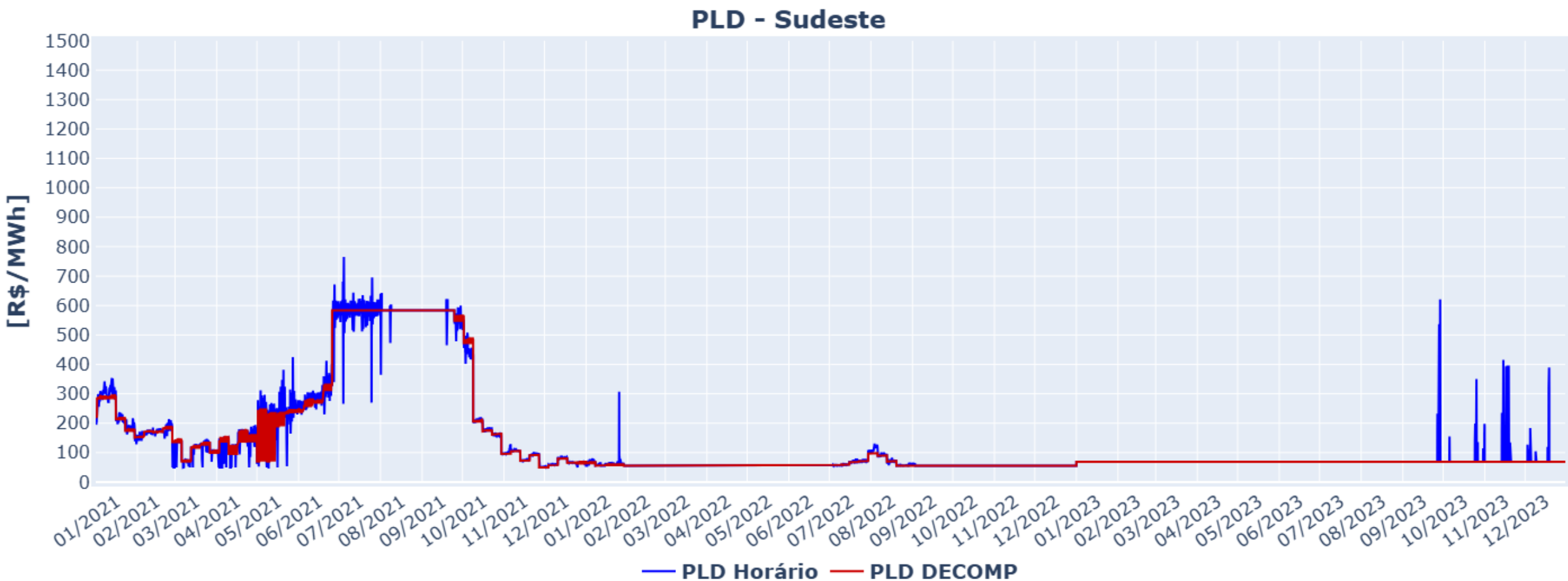


- Os agentes que acompanham o Encontro do PLD por meio da transmissão ao vivo poderão encaminhar suas dúvidas através do e-mail: *preco@ccee.org.br*, enquanto os que acompanham presencialmente podem solicitar o microfone.
- O e-mail estará disponível apenas durante a transmissão e serão respondidas somente dúvidas referentes aos assuntos tratados no evento. Outros temas e questões enviadas após o término do Encontro do PLD deverão ser encaminhadas para a Central de Atendimento da CCEE (pelo e-mail: *atendimento@ccee.org.br* ou pelo telefone **0800-591-4185**)

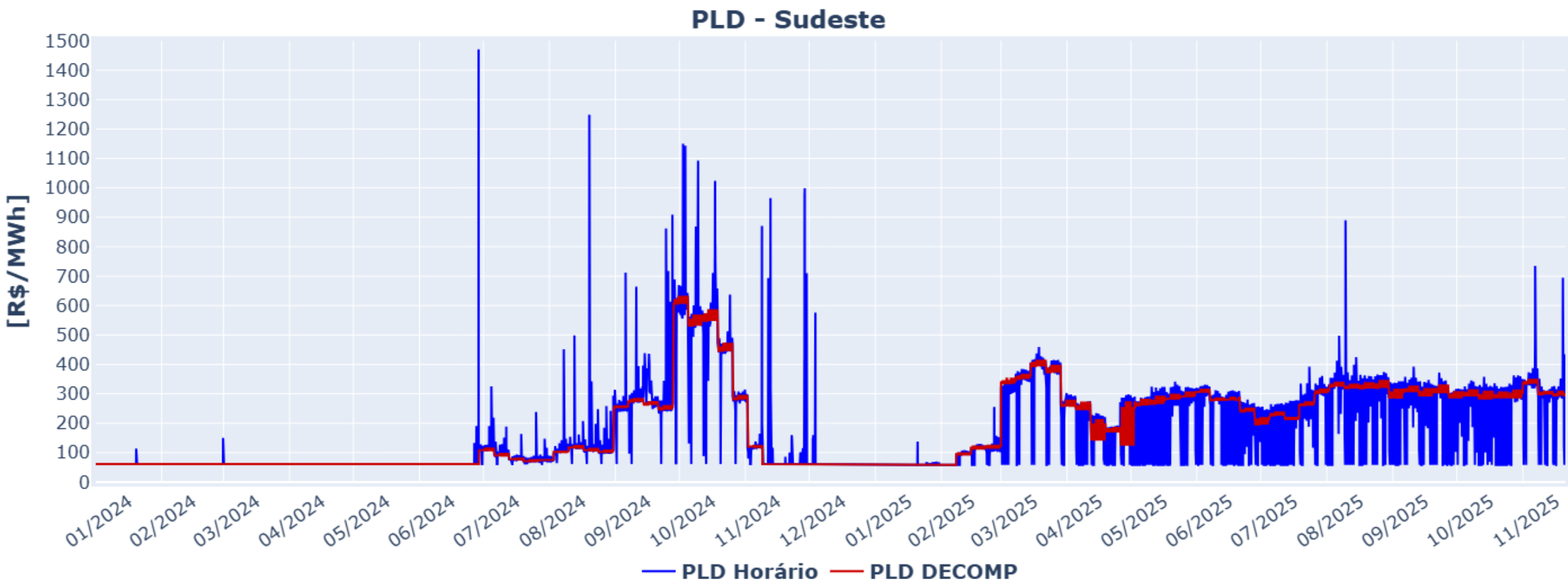
- Fazer um balanço do PLD horário (modelo DESSEM) e benefícios associados
- Compartilhar os aprimoramentos avaliados e implementados ao longo de 2025 do cálculo do PLD, envolvendo dados de entrada, processo, regulação, modelos principais (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e modelos Satélites
- Apresentar as avaliações com um ano de implementação do NEWAVE Híbrido e comparação com Newave REE
- Apresentar análise do PLD em cenários de excedente de geração renovável
- Análise do PLD considerando sistemas de armazenamento de energia
- Simulação do PLD ex-post e contabilização dupla (out/2024)
- Apoiar os agentes em suas análises de mercado, reforçando a transparência e a simetria na divulgação das informações publicadas pela CCEE.

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- Projeção do PLD
- Próximos Encontros do PLD
- Anexos

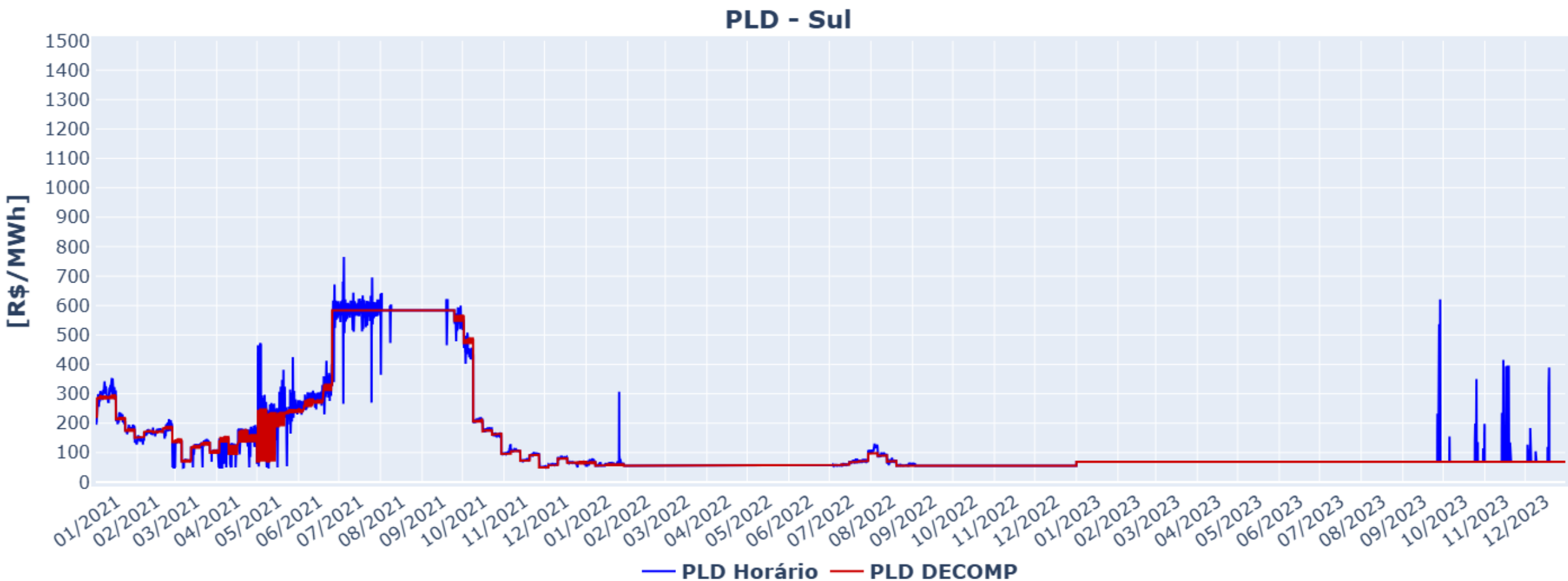
- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- Projeção do PLD
- Próximos Encontros do PLD
- Anexos



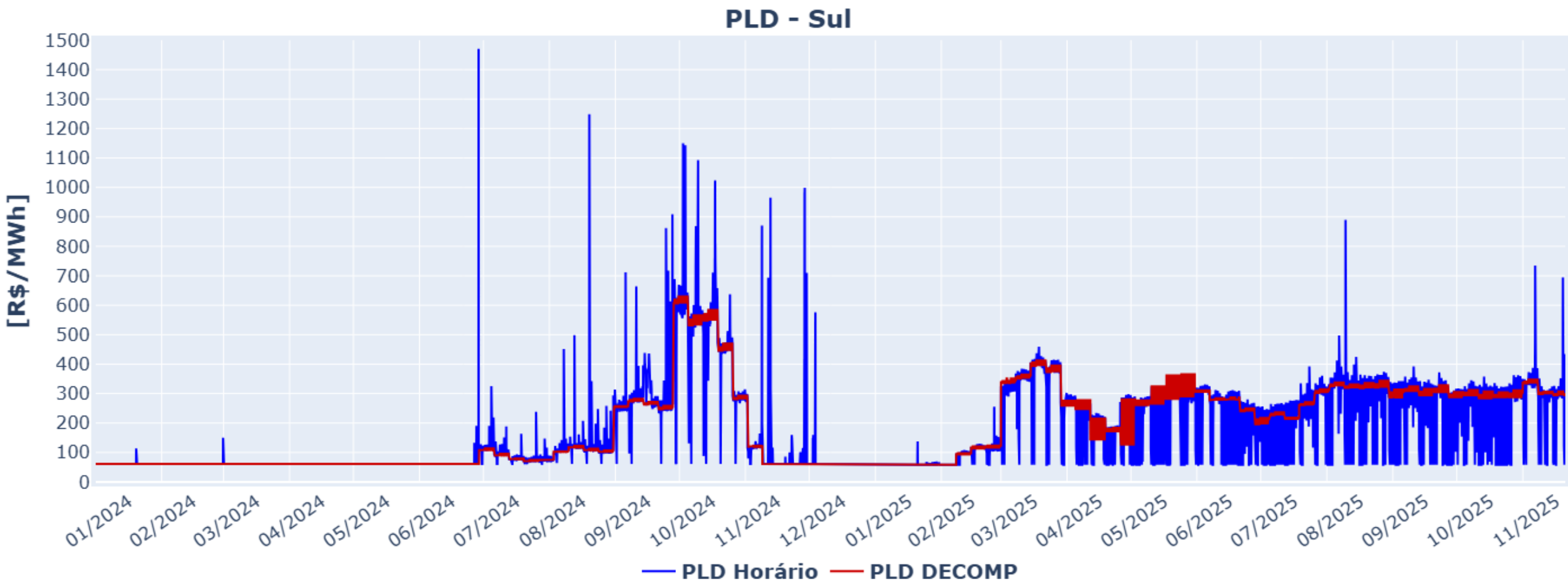
PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Sudeste	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2021	PLD HORÁRIO	242,72	165,98	109,02	132,63	218,70	336,99	583,88	583,88	577,37	249,36	88,10	66,67	
		PLD DECOMP	235,53	168,73	111,82	137,45	199,44	331,86	583,88	583,88	578,31	255,43	85,87	65,77	
	2022	PLD HORÁRIO	62,91	55,70	55,70	55,70	55,70	55,71	66,32	76,90	56,08	55,70	55,70	55,70	
		PLD DECOMP	59,62	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	66,03	73,89	55,77	55,70	55,70	55,70	
	2023	PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84	84,40	74,09	
		PLD DECOMP	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	



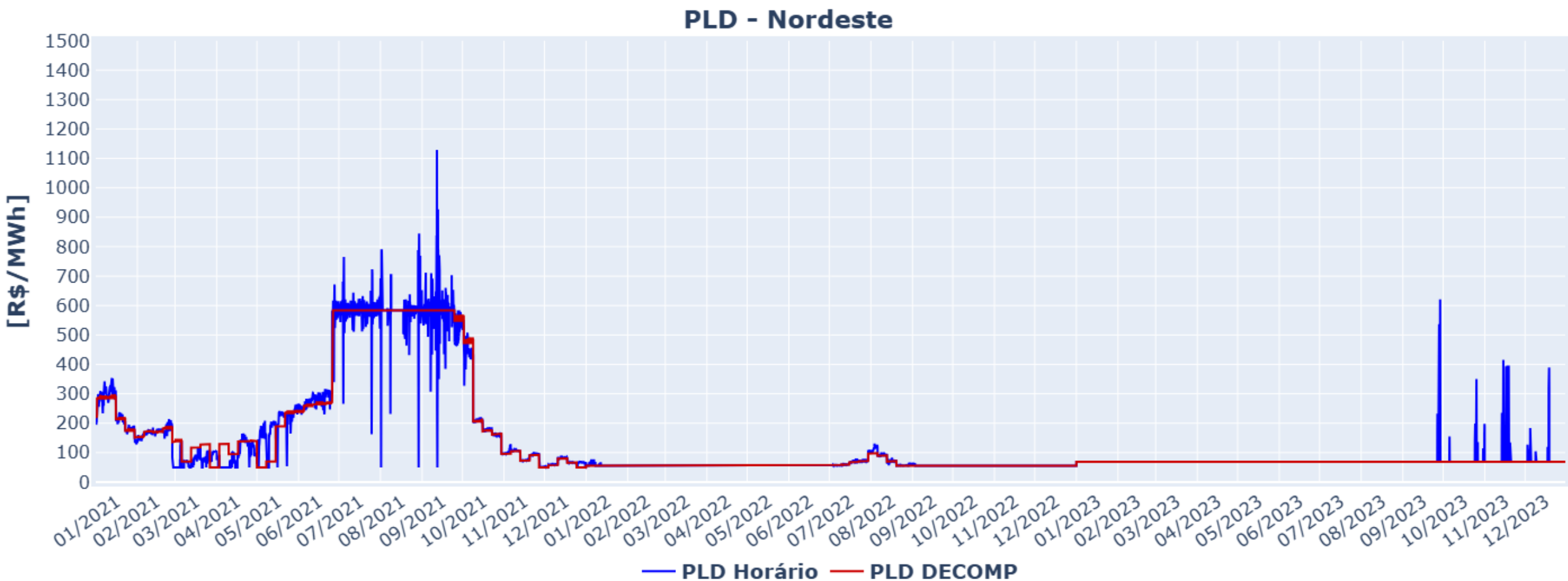
PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Sudeste	ANO \ MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	2024	PLD HORÁRIO	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	66,41	87,07	118,79	307,59	480,79	103,51	64,80
		PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57	61,07
	2025	PLD HORÁRIO	59,21	93,76	327,32	202,18	212,58	234,71	210,02	287,17	260,35	250,19		
		PLD DECOMP	58,91	98,40	360,23	210,10	274,28	269,19	246,61	323,42	307,01	296,53		



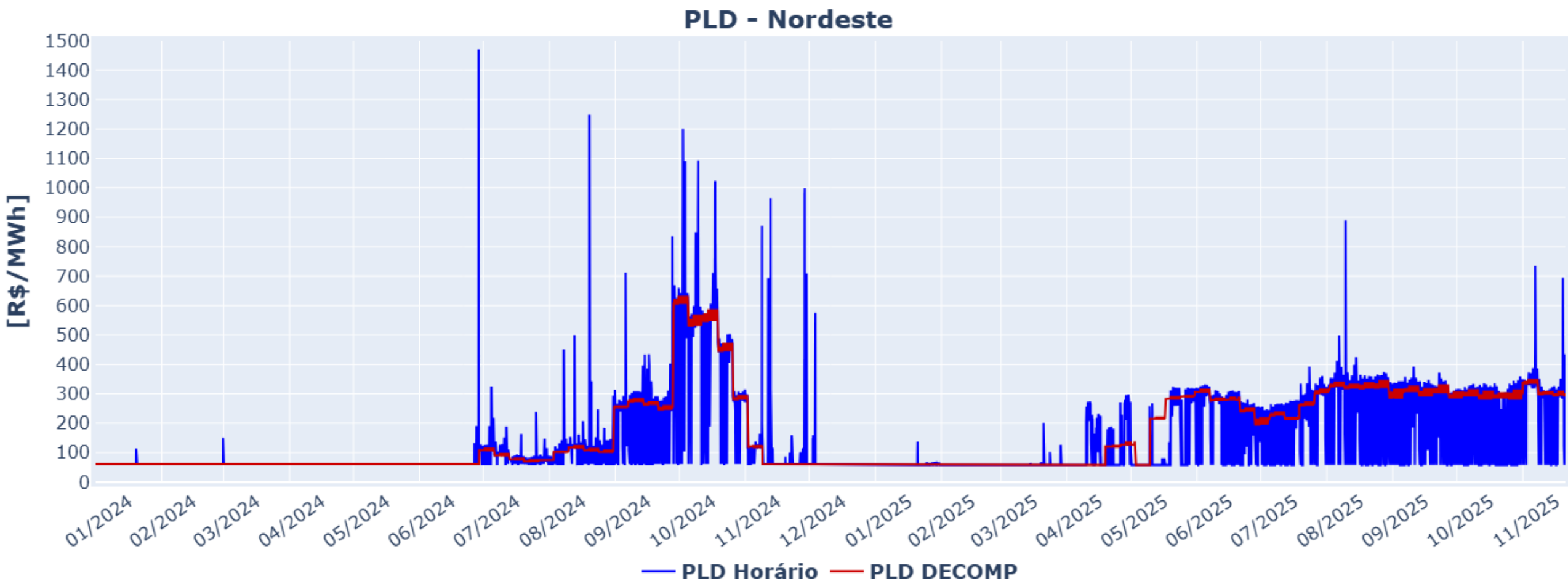
PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Sul	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2021		PLD HORÁRIO	240,37	164,40	110,28	136,92	226,16	336,99	583,88	583,88	577,37	249,36	88,10	66,67
			PLD DECOMP	235,53	168,59	111,82	137,46	199,44	331,86	583,88	583,88	578,31	255,43	85,87	65,77
	2022		PLD HORÁRIO	62,92	55,70	55,70	55,70	55,70	55,71	66,32	76,90	56,08	55,70	55,70	55,70
			PLD DECOMP	59,62	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	66,03	73,89	55,77	55,70	55,70	55,70
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84	84,40	74,09
			PLD DECOMP	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04



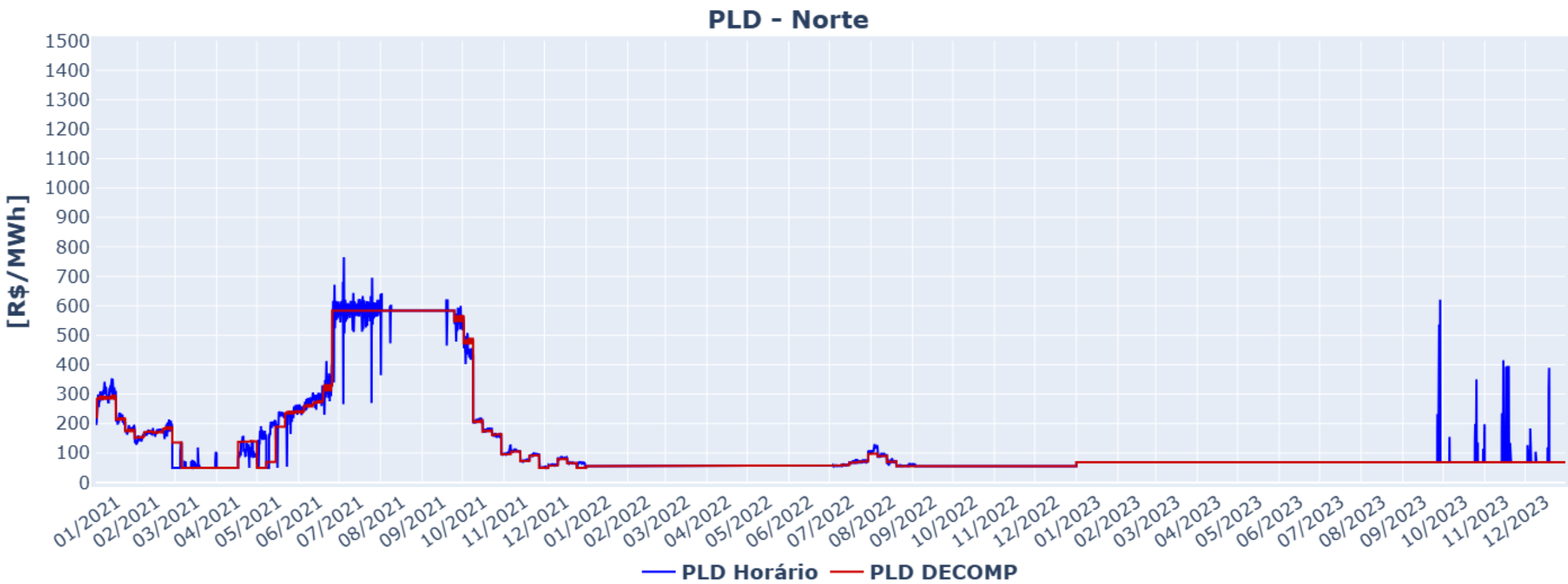
PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Sul	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	
	ANO															
	2024			PLD HORÁRIO	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	66,40	87,05	118,79	307,78	480,76	103,51	64,80
				PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57	61,07
	2025			PLD HORÁRIO	59,21	93,83	332,56	202,98	233,39	236,10	211,67	287,17	260,34	250,18		
		PLD DECOMP	58,91	98,40	360,63	216,91	298,48	269,54	246,61	323,42	307,01	296,53				



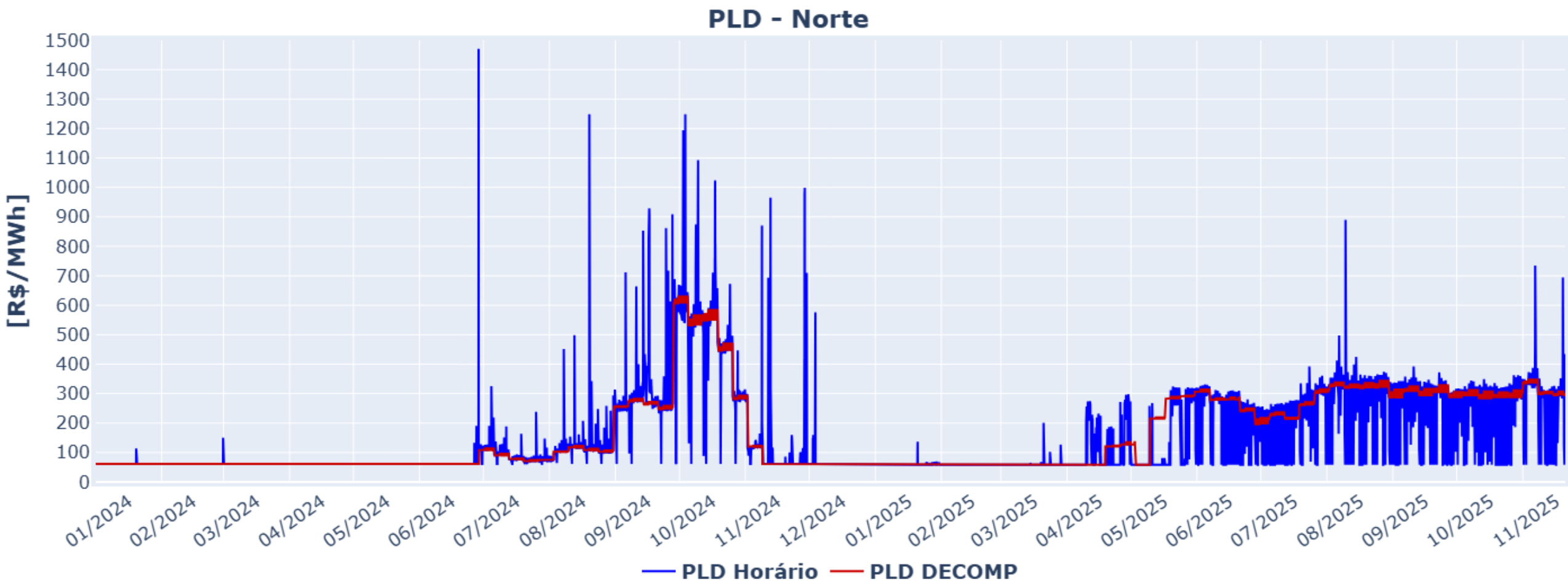
PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Nordeste	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2021		PLD HORÁRIO	239,02	162,68	78,02	88,55	189,32	328,76	583,88	583,88	570,39	248,97	88,08	66,46
			PLD DECOMP	235,53	168,70	101,70	120,56	146,57	314,98	583,88	583,88	578,31	255,43	85,87	62,03
	2022		PLD HORÁRIO	57,22	55,70	55,70	55,70	55,70	55,71	66,30	76,90	56,08	55,70	55,70	55,70
			PLD DECOMP	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	66,03	73,89	55,77	55,70	55,70	55,70
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84	84,40	74,09
			PLD DECOMP	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04



PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Nordeste	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2024														
2025															

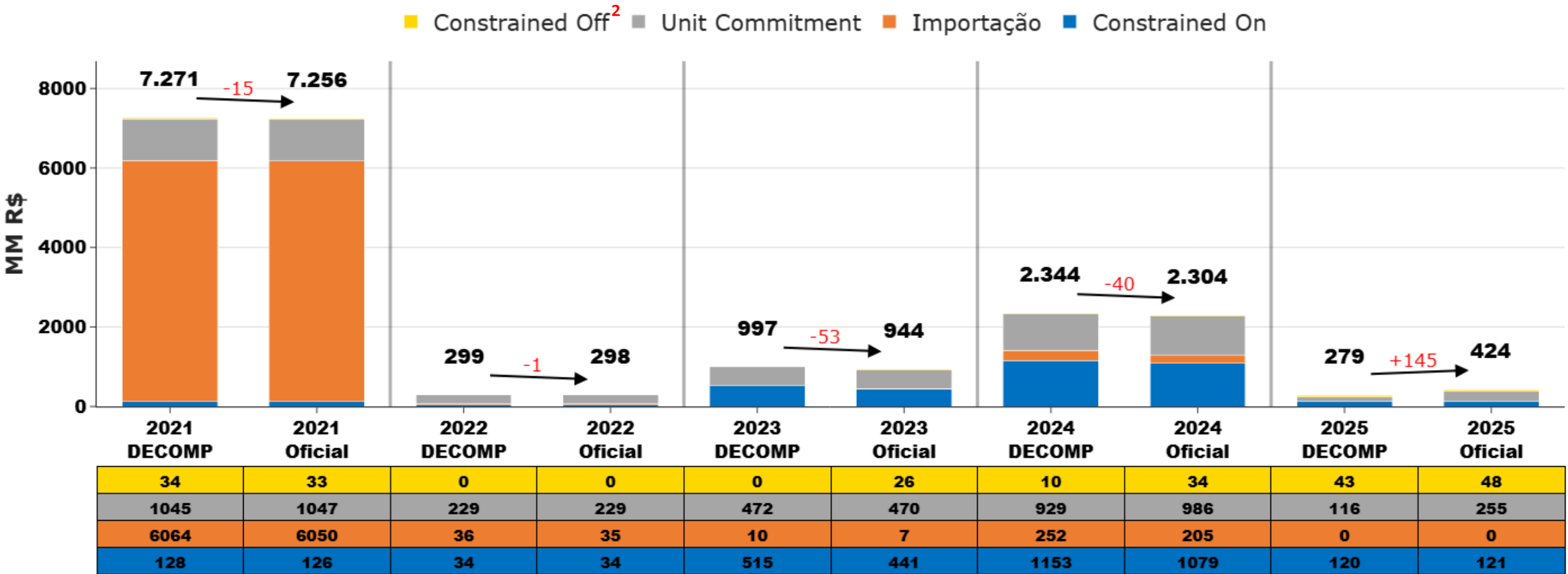


PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Norte	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2021		PLD HORÁRIO	240,40	162,50	55,57	77,27	189,12	335,72	583,88	583,88	577,37	249,36	88,10	66,31
			PLD DECOMP	235,53	168,68	63,69	91,37	146,56	329,11	583,88	583,88	578,31	255,43	85,87	62,03
	2022		PLD HORÁRIO	55,71	55,70	55,70	55,70	55,70	55,71	66,32	76,90	56,08	55,70	55,70	55,70
			PLD DECOMP	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	66,03	73,89	55,77	55,70	55,70	55,70
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84	84,40	74,09
			PLD DECOMP	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04



PLD Médio Mensal [R\$/MWh] Norte	MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	ANO														
	2024		PLD HORÁRIO	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	66,41	87,08	118,80	316,41	482,54	103,66	64,80
			PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57	61,07
	2025		PLD HORÁRIO	59,18	58,60	58,96	107,27	125,19	232,29	207,88	285,88	259,46	249,40		
			PLD DECOMP	58,77	58,60	58,60	84,76	210,20	269,19	246,61	323,42	307,01	296,53		

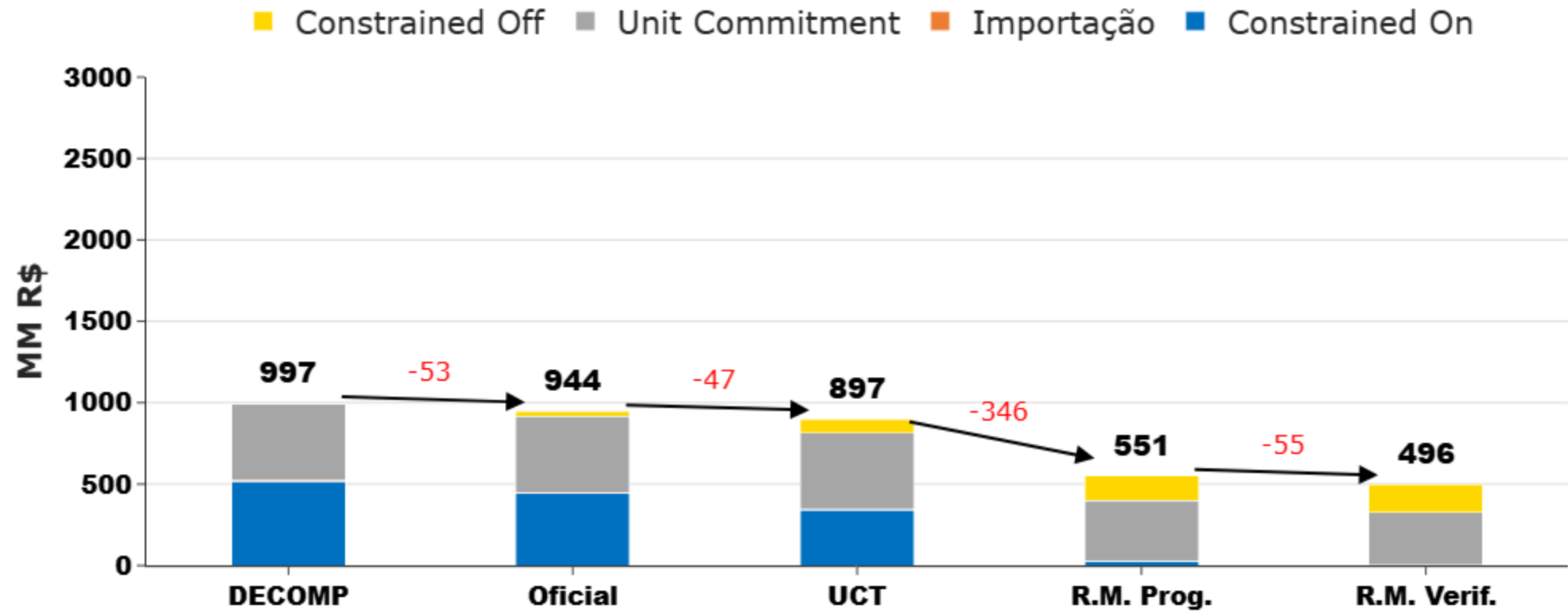
- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido
- Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável
- Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos



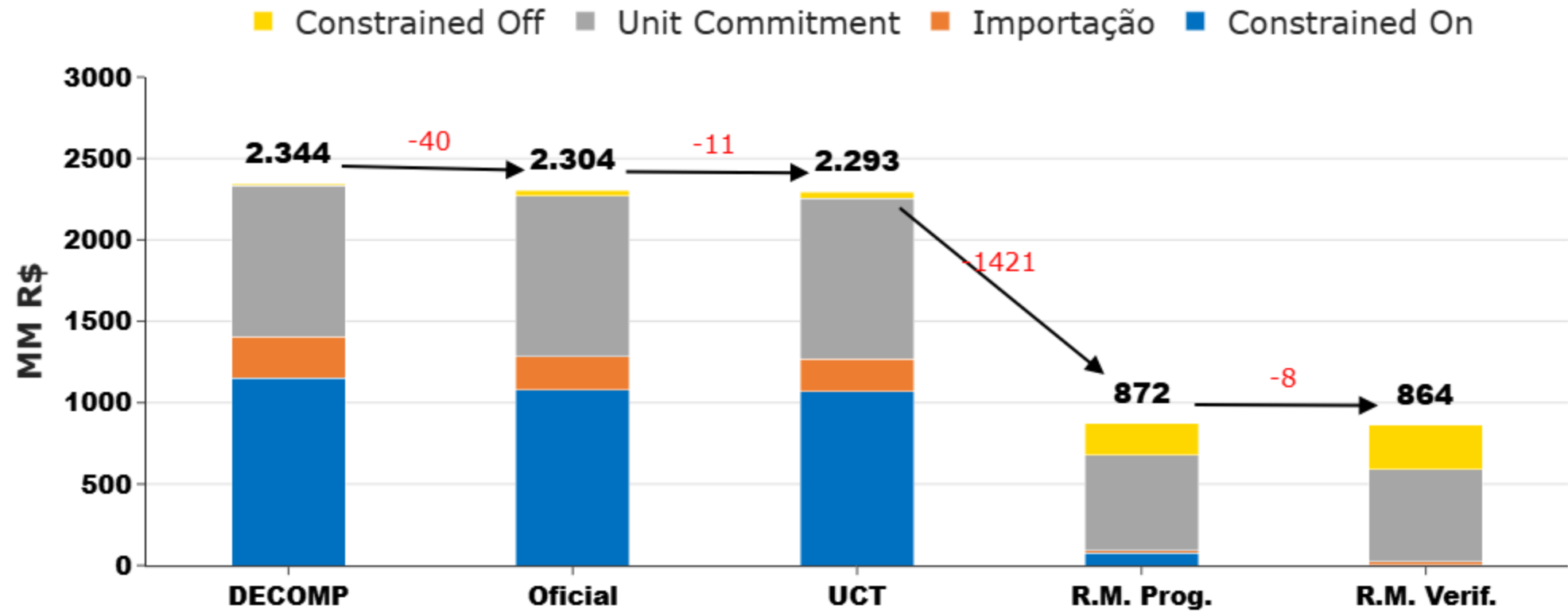
R\$ MM	2021-2025		
	DECOMP ¹	Oficial	Diferença
Constrained Off	87	141	-53
Unit Commitment	2.792	2.986	-194
Importação	6.362	6.298	64
Constrained On	1.950	1.801	149
Total	11.190	11.225	-35

¹ O resultado do DECOMP poderia alterar a indicação de despacho da programação diária

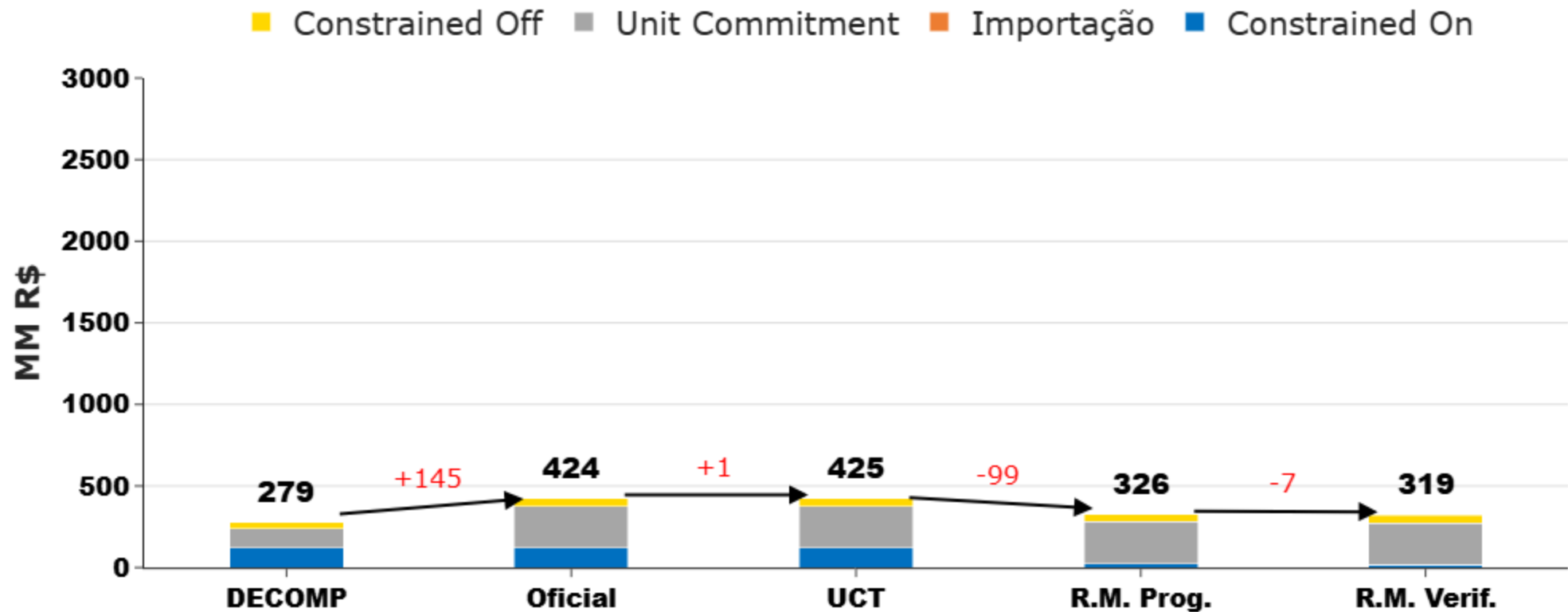
² Ofício ANEEL nº 094/2020-SRG/ANEEL – reconhece *Constrained-Off* quando termelétricas com CVU inferior ao CMO permanecem desligadas por razões operativas (Toff).



0	26	82	152	169
472	470	470	372	324
10	7	5	0	0
515	441	340	27	3

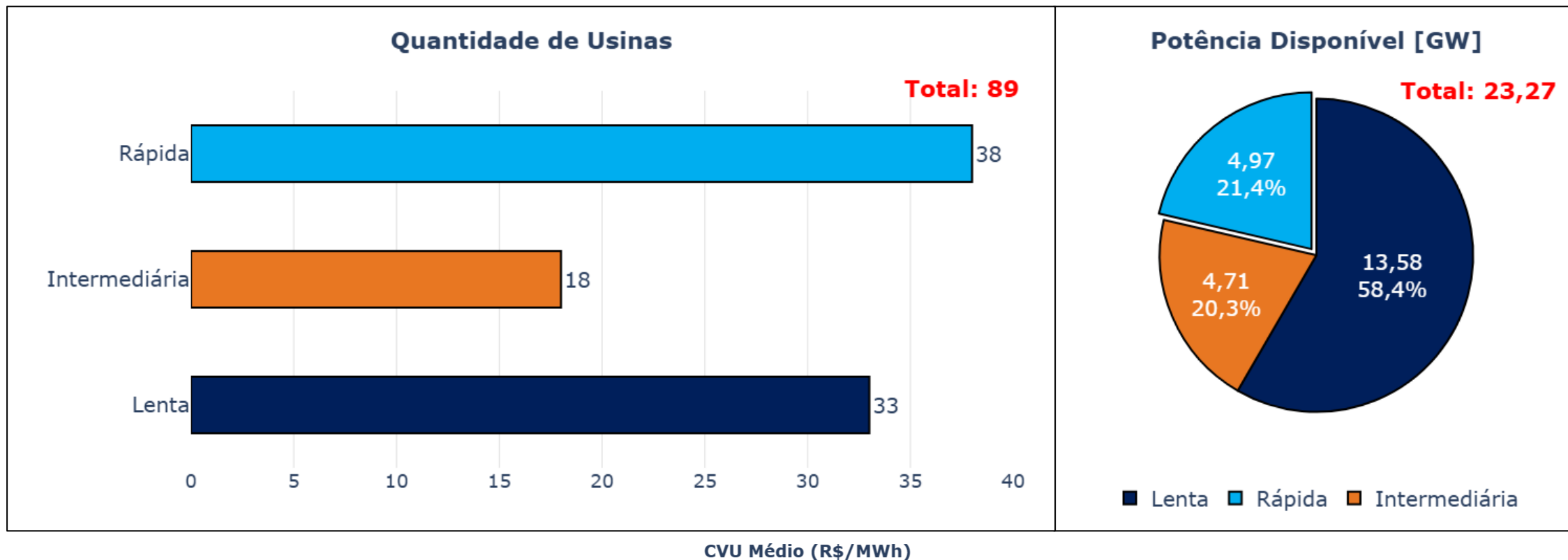


10	34	37	196	274
929	986	986	582	568
252	205	202	18	17
1153	1079	1068	76	5



43	48	48	44	47
116	255	256	257	255
0	0	0	0	0
120	121	121	25	17

- Classificação do parque termelétrico com base na resposta de acionamento das usinas:
 - Rápidas: $\text{TON} \leq 8$ Horas
 - Intermediárias: $8 < \text{TON} \leq 24$ horas
 - Lentas: $\text{TON} > 24$ Horas



Lentas	Intermediárias	Rápidas
412,79	915,62	1.006,26

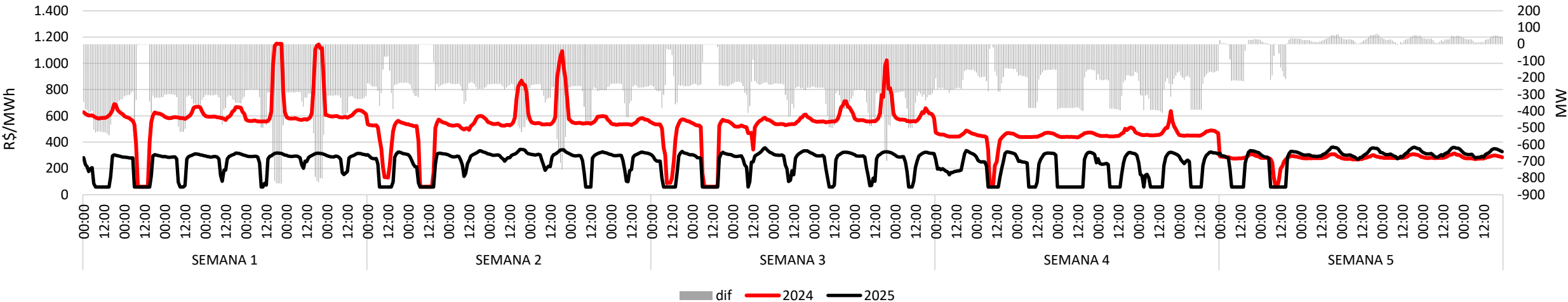
- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - **Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25**
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- **Projeção do PLD**
- **Próximos Encontros do PLD**
- **Anexos**

análise do preço horário – comparativo out/24 vs out/25

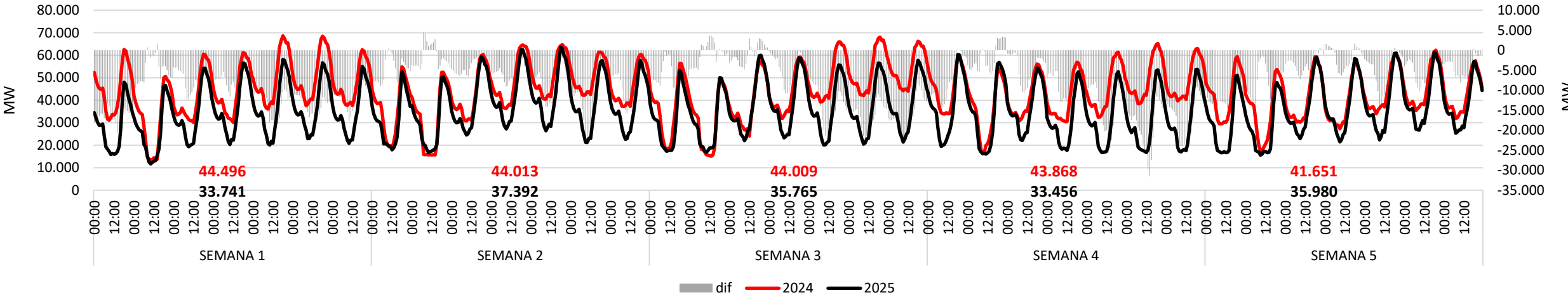
	2024	2025
Semana 1	28/09 a 04/10	27/09 a 03/10
Semana 2	05/10 a 11/10	04/10 a 10/10
Semana 3	12/10 a 18/10	11/10 a 17/10
Semana 4	19/10 a 25/10	18/10 a 24/10
Semana 5	26/10 a 01/11	25/10 a 31/10



PLD SE/CO



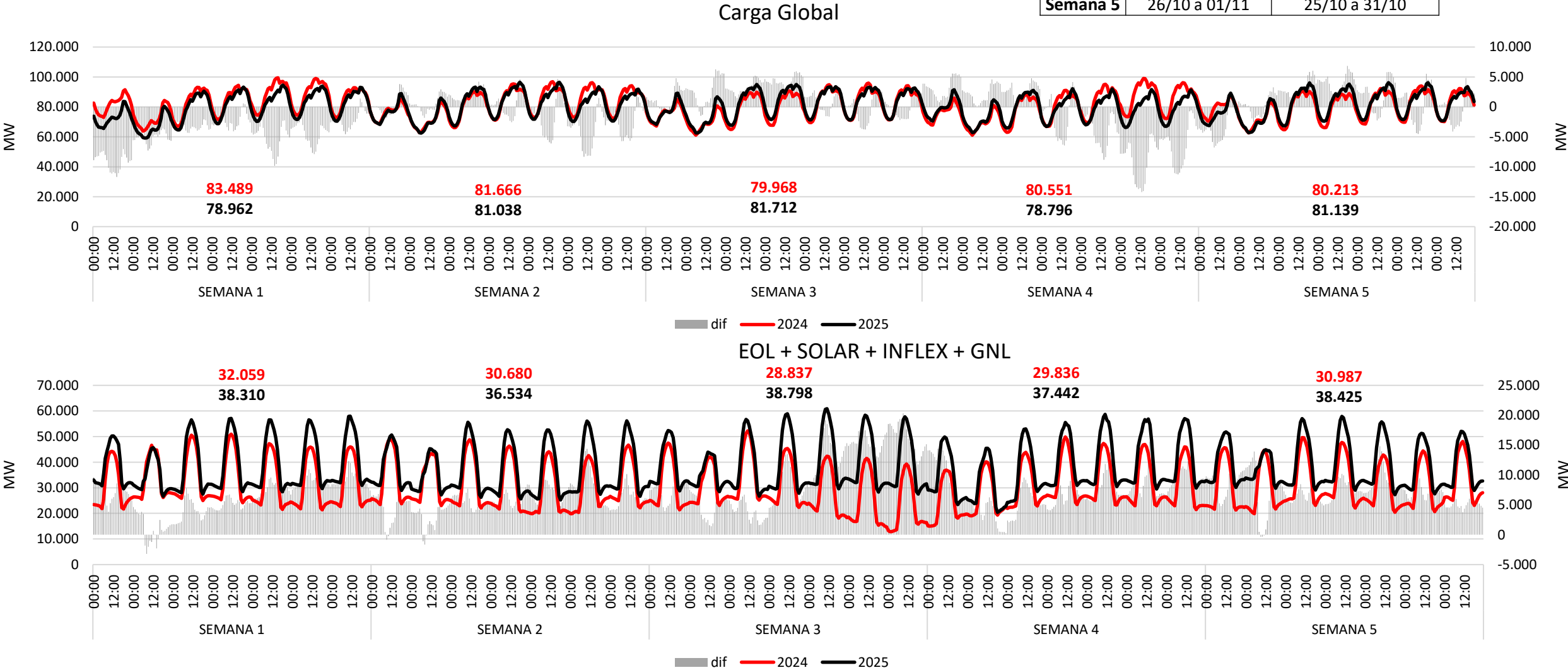
CARGA LÍQUIDA



- Picos mais elevados em 2024
- Vales mais baixos em 2025

análise do preço horário – comparativo out/24 vs out/25

	2024	2025
Semana 1	28/09 a 04/10	27/09 a 03/10
Semana 2	05/10 a 11/10	04/10 a 10/10
Semana 3	12/10 a 18/10	11/10 a 17/10
Semana 4	19/10 a 25/10	18/10 a 24/10
Semana 5	26/10 a 01/11	25/10 a 31/10

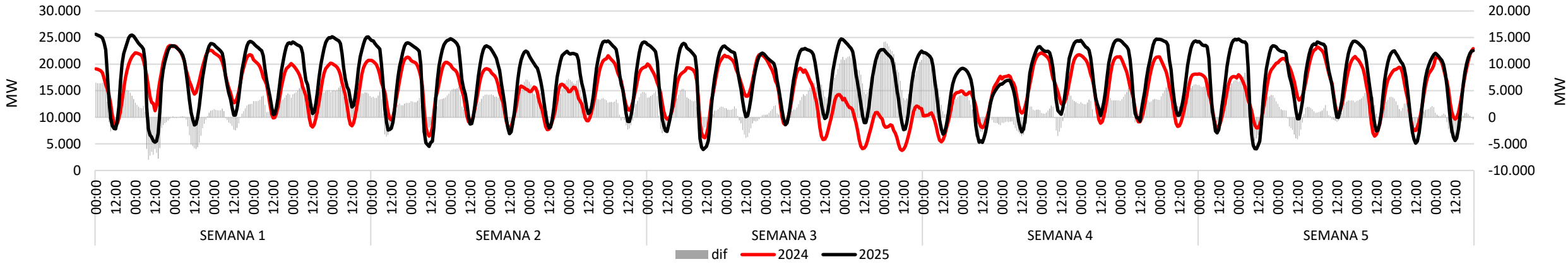


- Carga mais elevada e geração compulsória mais baixa em 2024

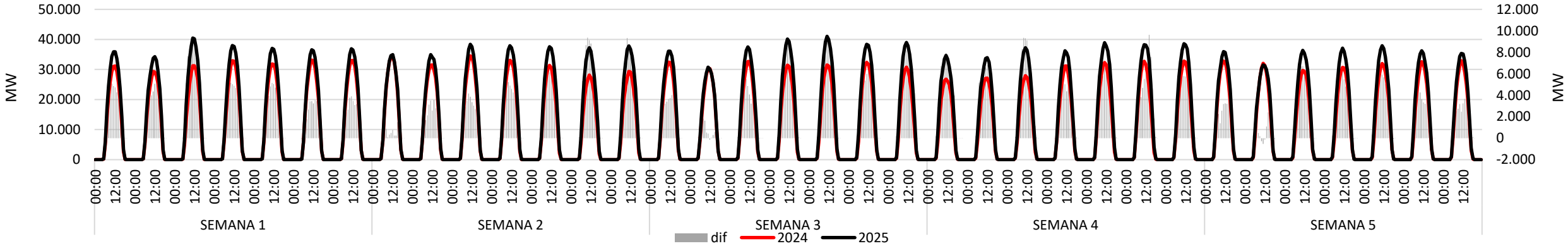
análise do preço horário – comparativo out/24 vs out/25



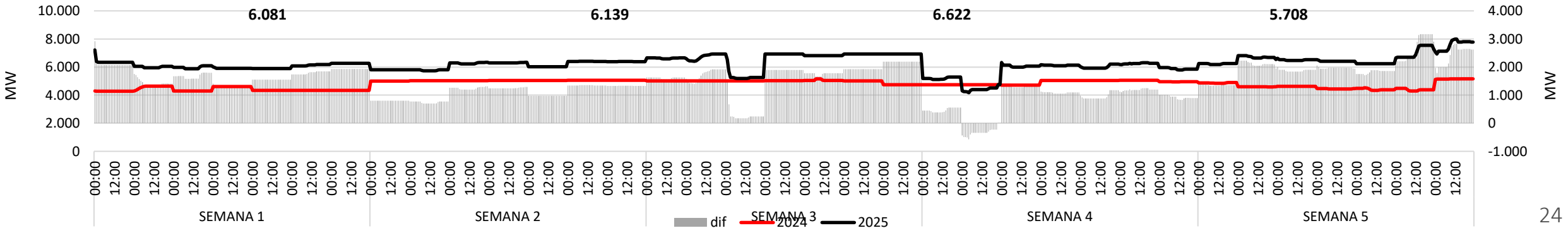
EOLICA



SOLAR



Inflexibilidade



- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido
- Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável
- Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos

- Em 2025, foram elencadas **32 atividades/iniciativas** que visam **aproximar o resultado dos modelos de formação de preço a programação e operação do sistema elétrico brasileiro**;
- Como consequência da melhora dos resultados dos modelos, tem-se a **melhora na adequabilidade do sinal econômico do PLD**;
- Tais aprimoramentos foram agrupadas em **7 categorias** de tipo de aprimoramento:
 - **1) Sem UCT:** necessidade de execução do modelo DESSEM sem *Unit Commitment*;
 - **2) Ton elevado:** acionamento, pelo modelo DESSEM, de termelétricas com Ton elevado (mais longo que o horizonte do DESSEM), sendo necessária adequação do despacho termelétrico na programação para substituí-las por termelétricas mais rápidas (e mais caras);
 - **3) Desvio de carga:** desvios significativos de projeção da Carga (e/ou Carga Líquida) do 1º dia do DESSEM;
 - **4) Disponibilidade hidráulica no DS:** modelo DESSEM não observa a real disponibilidade hidrelétrica e, conseqüentemente, a real necessidade de geração térmica adicional;
 - **5) Inflexibilidade e exportação:** premissas para representação das UTEs (inflexibilidade e exportação);
 - **6) Representação das UNSI:** melhoria da modelagem das usinas não simuladas individualmente nos modelos;
 - **7) Demais ações** que não se enquadram nas categorias acima.
- Das 32 atividades mapeadas, foram priorizadas 14 atividades em 2025.

Atividades mapeadas

- Tipo 1 - Sem UCT

1. Retroceder o nível de contingência sem UCT (N2) vinda do caso ONS no DESSEM
2. Execução DESSEM: Identificação precoce de inviabilidades - redução do tempo computacional
3. Estudo de novo solver para o DESSEM – Gurobi
4. Execução DESSEM: Estratégias de decomposição do problema - redução do tempo computacional
5. Execução DESSEM: Heurísticas para resolver o MILP - reduzir o intervalo das variáveis
6. Execução DESSEM: reduzir o número de variáveis e restrições do MILP

- Tipo 2 - Ton elevado

7. Contornar problema do horizonte pantográfico do DESSEM (custo da térmica na função objetivo ou estender o horizonte do DESSEM)

- Tipo 3 - Desvio de carga

8. Estudo dos patamares de carga no NW e DC, inclusive considerando a carga líquida
9. Uso do modelo de previsão de carga reprodutível (PrevCargaDESEM) para o 1º dia



Atividade estudada em 2025



Atividade não estudada em 2025

Atividades mapeadas

- **Tipo 4 - Disponibilidade hidráulica no DS**

10. **Melhora da modelagem das restrições de geração da UHE Belo Monte (atualmente é considerado elevações/reduções em taxa máxima de 500 MW/h)**
11. **Representação de condições das usinas operando reservatório abaixo dos limites cadastrais - exemplo: UHE Pimental**
12. **Ajuste no tratamento de convergência restrição de Jirau, de forma a evitar a criação de reservatório fictício para a usina**
13. **Utilização de restrições hidráulicas de média diária, semanal ou mensal no DESSEM**
14. **Consideração no deck da CCEE de uma ou mais restrições de geração mínima do São Francisco**
15. **Inclusão das restrições de vertimento no DECOMP**
16. Reduzir deplecionamento de reservatórios das usinas no DESSEM em d1 ou sexta
17. Melhoria da representação da carga ANDE no DESSEM
18. Modulação da geração hidráulica: perfil carga
19. Modulação da geração hidráulica: perfil flat
20. Melhora da representação da reserva de potência operativa
21. Defluência anterior semi-horária ou horária no DESSEM
22. Recalibração do SMAP para todos os postos - CT-PMO/PLD



Atividade estudada em 2025



Atividade não estudada em 2025

Atividades mapeadas

- **Tipo 5 - Inflexibilidade e exportação**

- 23. **Inclusão das termelétricas com CVU diferenciado (portaria MME 88/2024)**

- 24. Representação do status de geração das UTEs que exportam energia

- 25. Melhora na representação da inflexibilidade termelétrica

- 26. Considerar manutenção de UTEs nos dias D+ (DESSEM)

- **Tipo 6 - Representação das UNSI**

- 27. **Alteração dos fatores de capacidades térmicas UNSI que não entraram em operação**

- 28. **Habilitar corte de renováveis no caso CCEE**

- 29. Inclusão da resposta da demanda nos modelos

- 30. Atualização no fator de capacidade das eólicas e solar para o NEWAVE, desconsiderando o corte de geração histórico

- **Tipo 7 – Demais**

- 31. Aumento do número mínimo de iterações (ou melhoria da convergência) do NEWAVE

- 32. Manual (fluxograma) para tratamento de inviabilidade do DECOMP e DESSEM



Atividade estudada em 2025

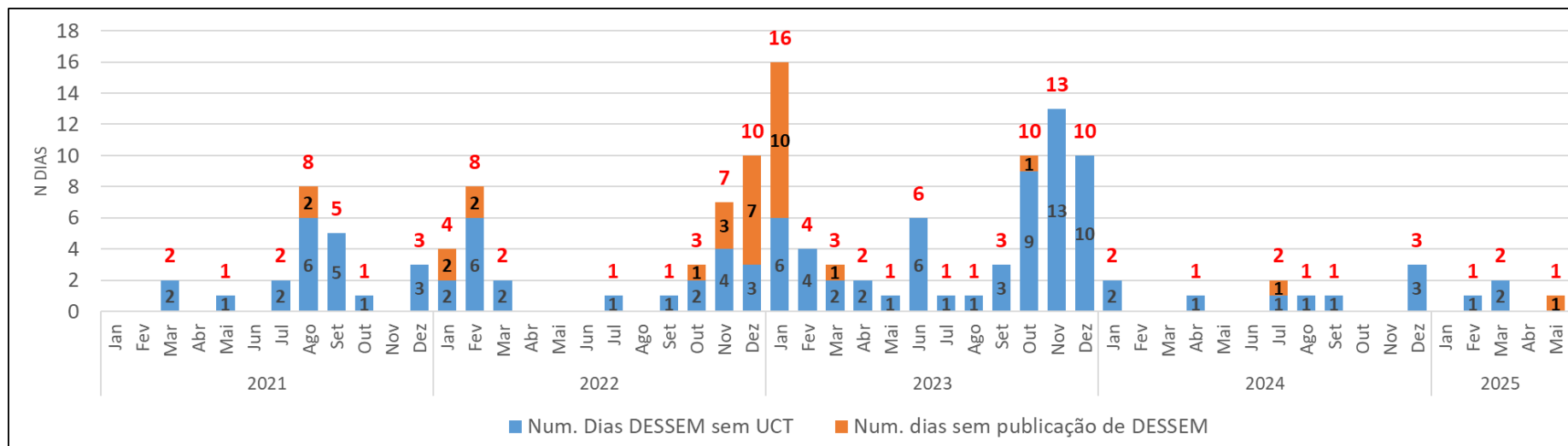


Atividade não estudada em 2025

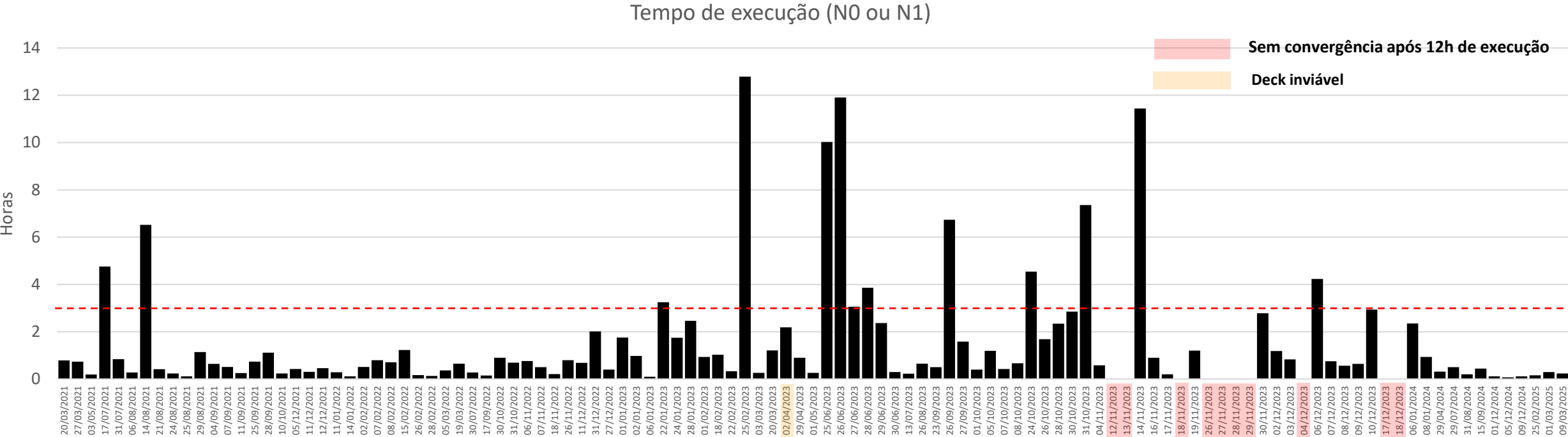
- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido
- Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável
- Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos

1. Retroceder o nível de contingência sem UCT (N2) vinda do caso ONS no DESSEM

- Atualmente, quando não é possível obter solução com UCT por parte do ONS, o deck de DESSEM com o mesmo nível de contingência é empregado pela CCEE (Procedimento de Comercialização, submódulo 1.4);
- Por considerar a configuração com rede elétrica, o problema a ser solucionado no caso ONS tende a despendar mais tempo em relação ao caso CCEE;
- Os decks são recebidos pela CCEE até às 16h do dia D-1, o que resulta em ao menos 4h para realizar o processo de cálculo e publicação do PLD (prazo: até às 20h do dia D-1);
- Os casos e números a serem apresentados a seguir consideram execução com Unit Commitment Termelétrico (UCT) dos dias que houve publicação do deck de DESSEM em contingência sem UCT.



- Entre 2021 e 2025, **142 dias (9% dos dias)** foram publicados em contingência (sem UCT ou sem publicação de DESSEM).
 - Quando não há publicação do deck de DESSEM para o dia D, para o cálculo do PLD, é utilizado o resultado do modelo DECOMP ou é utilizado o deck do dia anterior, o que ocorreu em **31 dias (2% dos dias)**
- 111 dias (7% dos dias)** o DESSEM foi publicado sem as restrições de UCT.

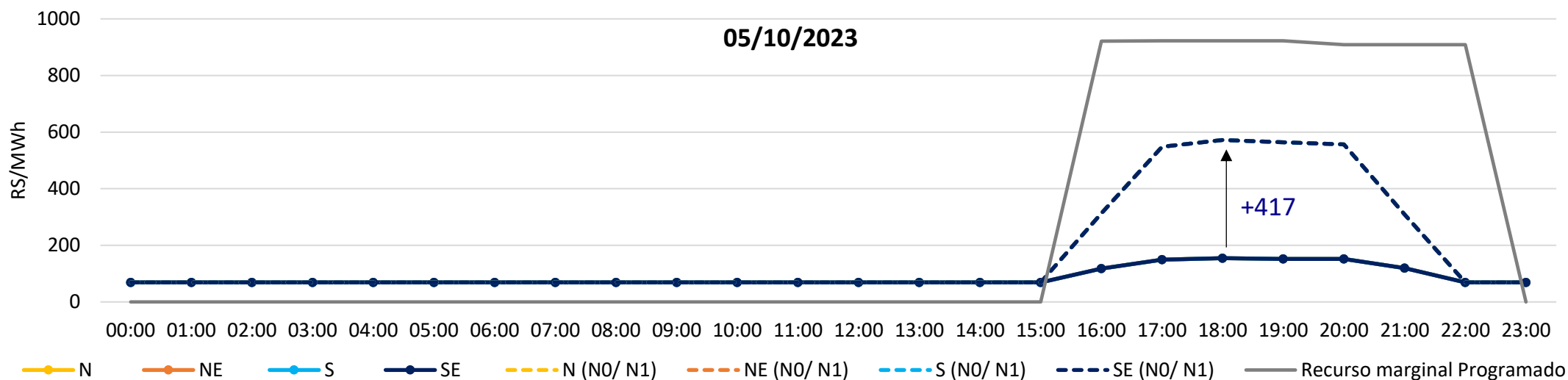
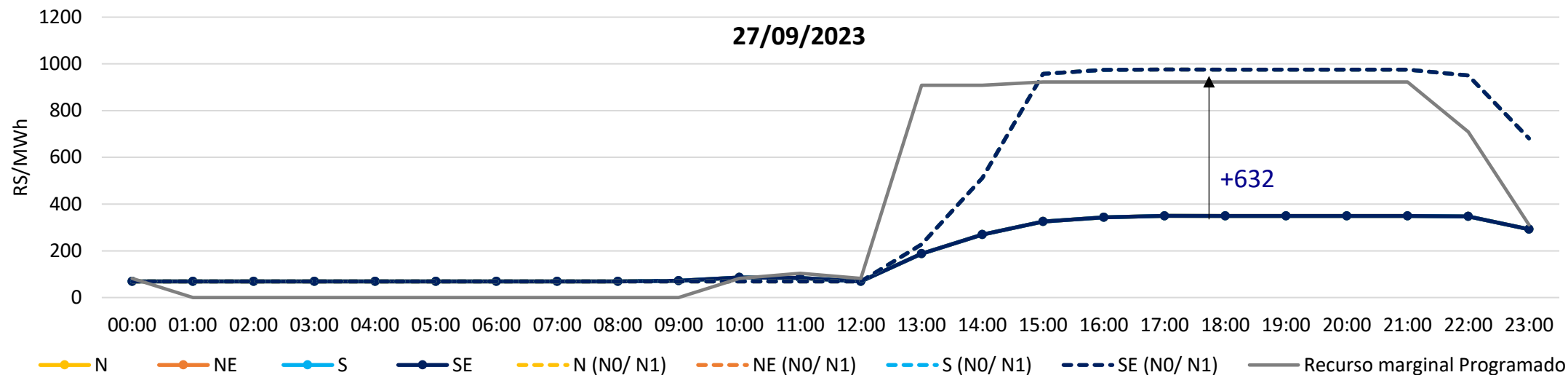


Convergência do caso com UCT	União (N0;N1)
Menos de 3h:	87/111 (78%)

Tipo 1 - Sem UCT

1. Retroceder o nível de contingência sem UCT (N2) vinda do caso ONS no DESSEM

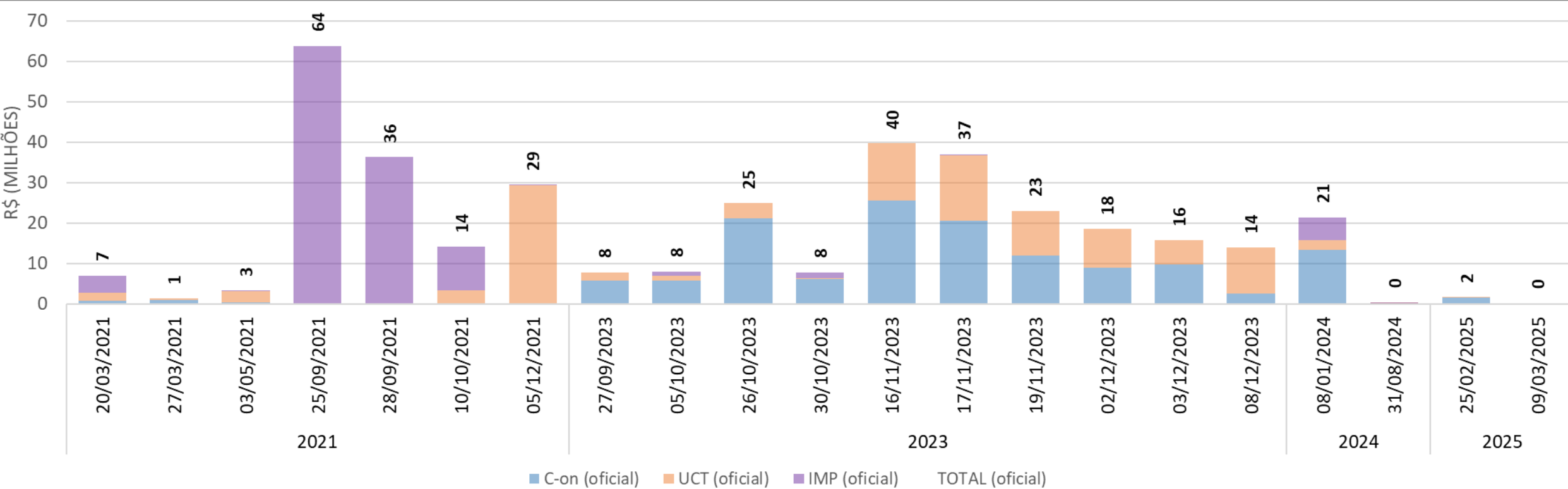
- Exemplo: impacto no PLD



- Nota-se melhora do sinal econômico do PLD

ESS: São apresentados os resultados quando houver impacto de ESS (considera decks com tempo de execução inferior a 3h)

ESS (PLD oficial)



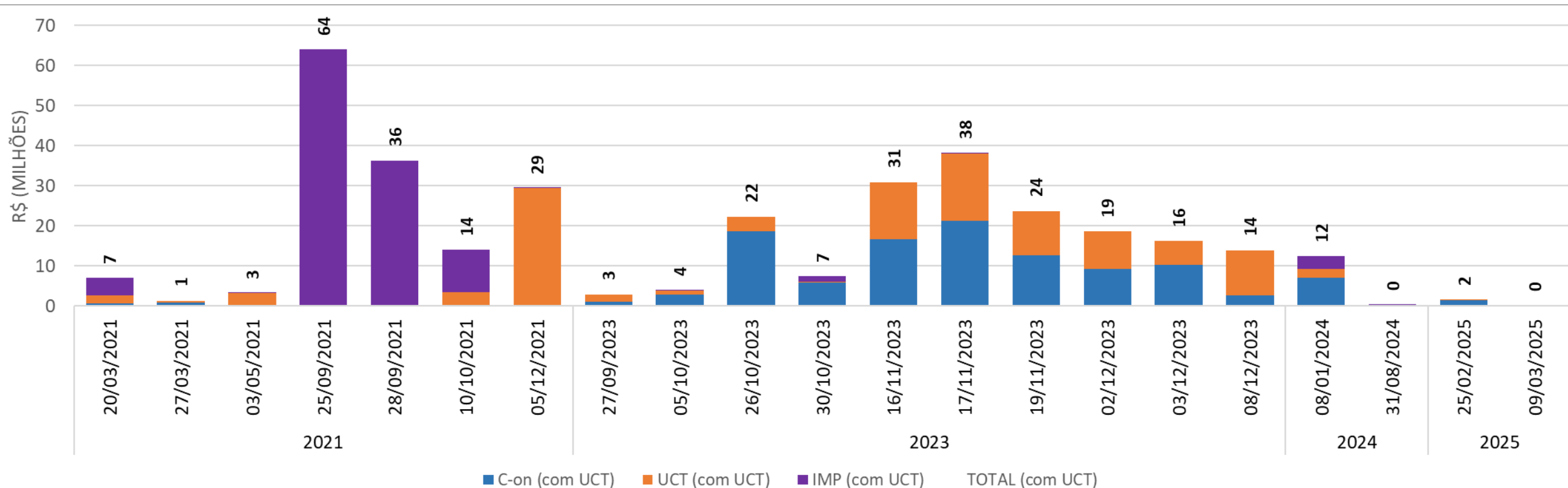
Constrained-On: R\$ 135 MI
UCT: : R\$ 116 MI
Importação: R\$ 124 MI
TOTAL: R\$ 375 MI

Tipo 1 - Sem UCT

1. Retroceder o nível de contingência sem UCT (N2) vinda do caso ONS no DESSEM

- ESS: São apresentados os resultados quando houver impacto de ESS (considera decks com tempo de execução inferior a 3h)

ESS (PLD com UCT)



Constrained-On: R\$ 112 MI (-23)

UCT: : R\$ 116 MI (+0)

Importação: R\$ 120 MI (-3)

TOTAL: R\$ 348 MI (-27)

- O DESSEM possui um mecanismo artesanal de **consistência de dados** para verificar se as restrições de UCT são compatíveis com as restrições das usinas térmicas.
- Contudo, ele não detecta todos os conflitos possíveis.
- A nova metodologia, chamada de **UCT Esperto** (Fase 1), consiste em particionar o MILP em subproblemas (por exemplo, por usina térmica) e resolver cada um desses subproblemas de forma independente.
- Implementado na versão **21.2.1** do DESSEM (**Tomada de Subsídios 021/2025 - ANEEL**).

- Exemplo de caso com MILP inviável.

CONSTDADOS

43 minutos

IPER	RESTRICAO	Violacao	Unidade
12	INF_LIM_TERM_253	6.89000	MW

LOG_INVIAB.DAT

UCTESPERTO

1 minuto

&Grupo	NomeRestViol	Componente	CodPrincipal	CodCompl	Periodo	Duracao	ValorViol	UnidMedida
UT_VIANA 1	LIMITE_GERACAO_001253_012	VIANA 1	253	001	12	0.5	-6.89	MW

processa_inviabilidade_grupo.csv

7. Contornar problema do fim do horizonte do DESSEM

- O horizonte do DESSEM termina sempre na sexta-feira, de modo que o modelo acaba não observando (com detalhes) nenhum dia após a sexta-feira.
- Sendo assim, restrições além do horizonte não são observadas, o que pode ocasionar, indevidamente, o acionamento de termelétricas com Ton elevado, ignorando as implicações desse acionamento no horizonte da semana seguinte.
- Esse problema foi tratado na FT-DESSSEM, e a proposta de solução consiste em levar em consideração tanto o custo quanto o benefício da geração além do horizonte do DESSEM.
- O acionamento é decidido pelo modelo DESSEM, com base no benefício da geração dado pela solução do DECOMP.
- Disponível na versão **21.2.1** do DESSEM (**Tomada de Subsídios 021/2025 - ANEEL**).

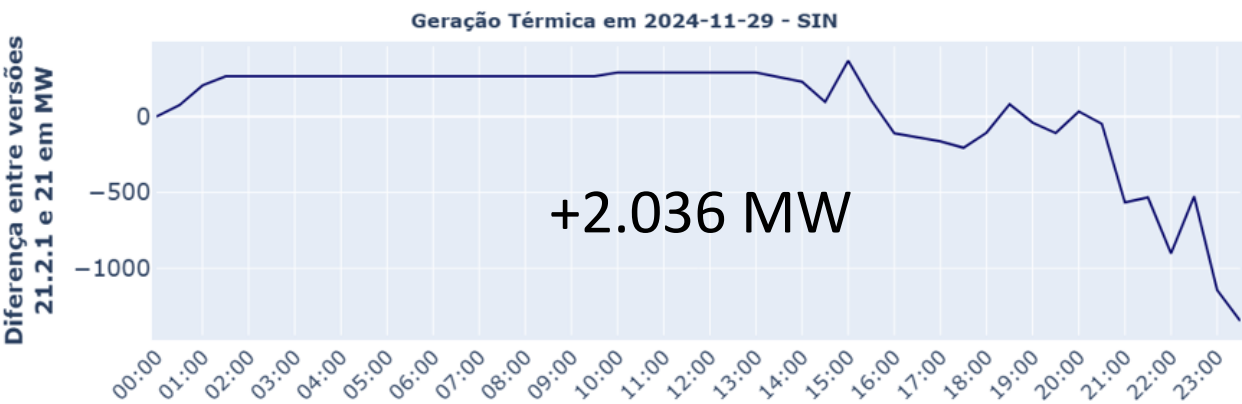
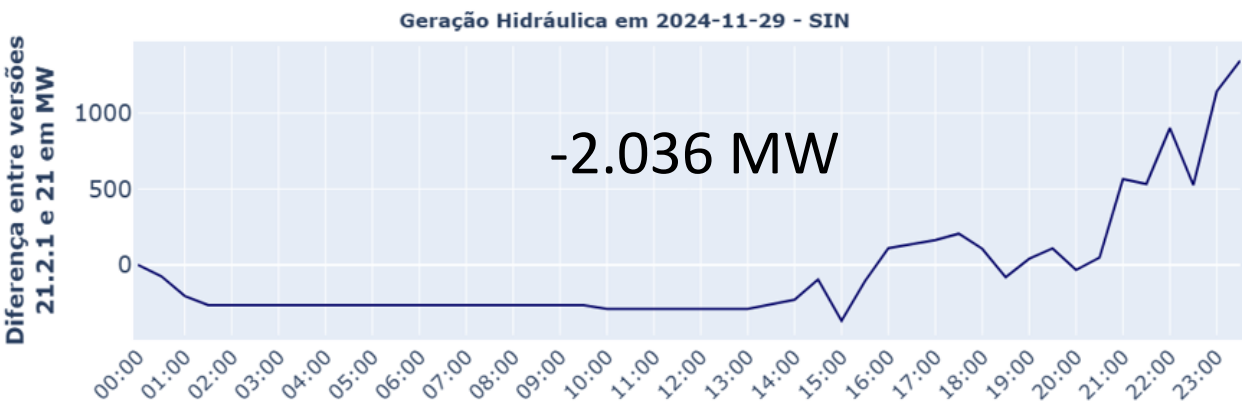
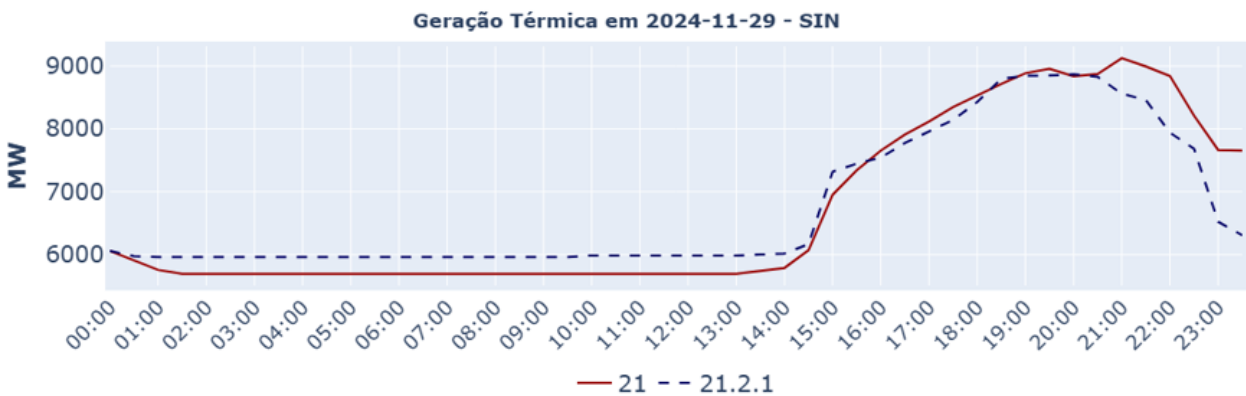
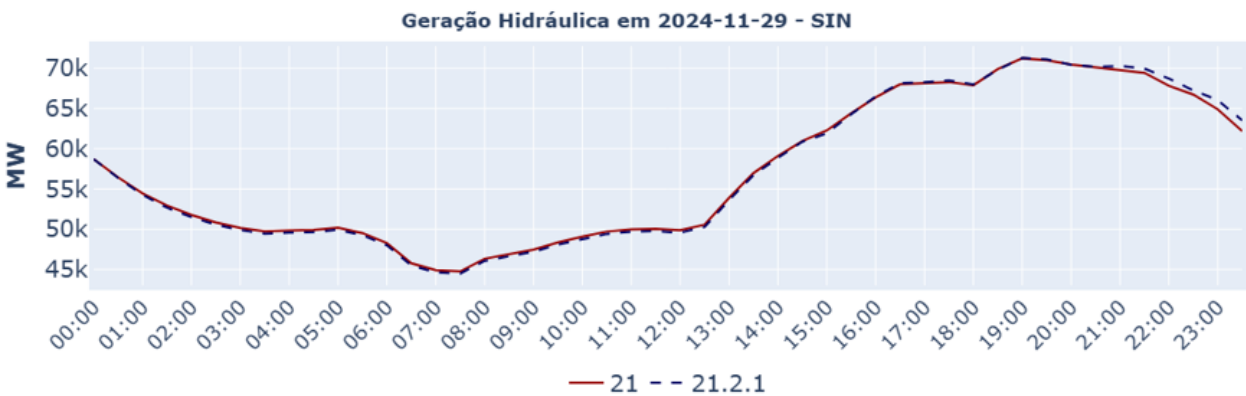
Tempo mínimo ligada (horas)

Cubatão	84
GNA	178
J. Lacerda A2	216
J. Lacerda B	216
Porto do Itaqui	168
Porto do Pecém I e II	168

Deck	Valor da função objetivo		Custo e benefício de geração residual não considerado na versão 21 (c)	Diferença entre (a)+(c) e (b)
	Versão 21 (a)	Versão 21.2.1 (b)		
29/11/2024	219.769.170,2	219.773.582,3	125.032.402,9	125.027.990,7
04/07/2025	566.395.976,7	566.395.971,9	352.150,8	352.155,6

Tipo 2 – Ton Elevado

7. Contornar problema do fim do horizonte do DESSEM

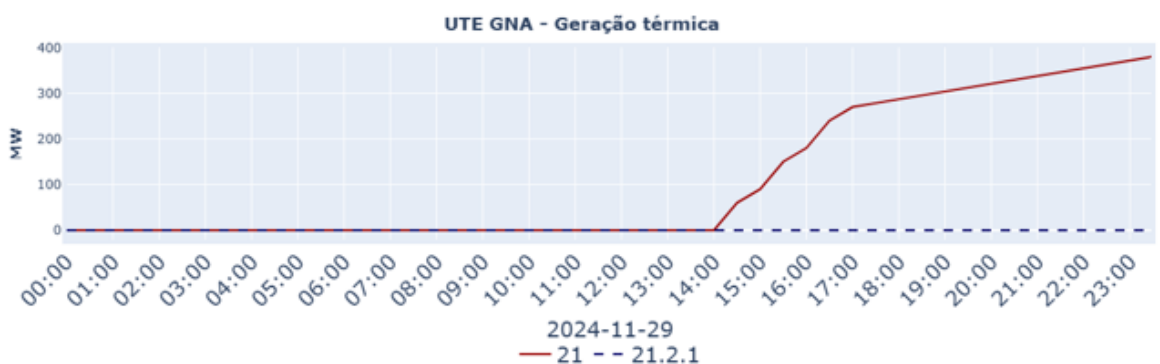
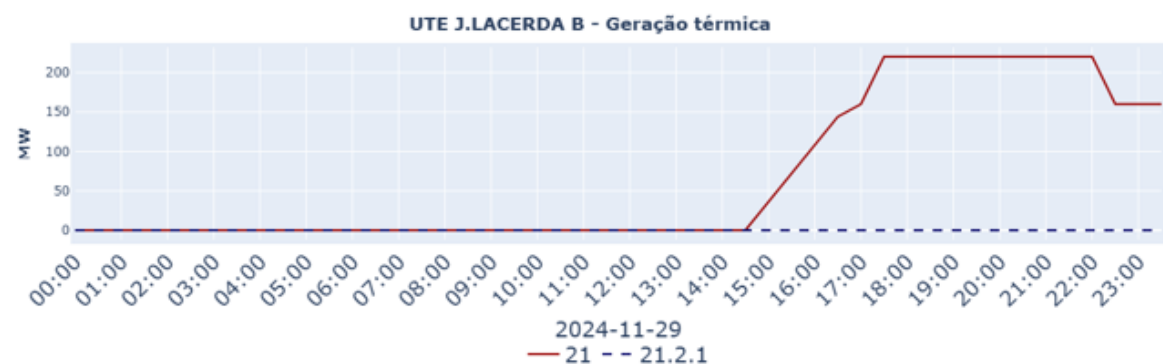
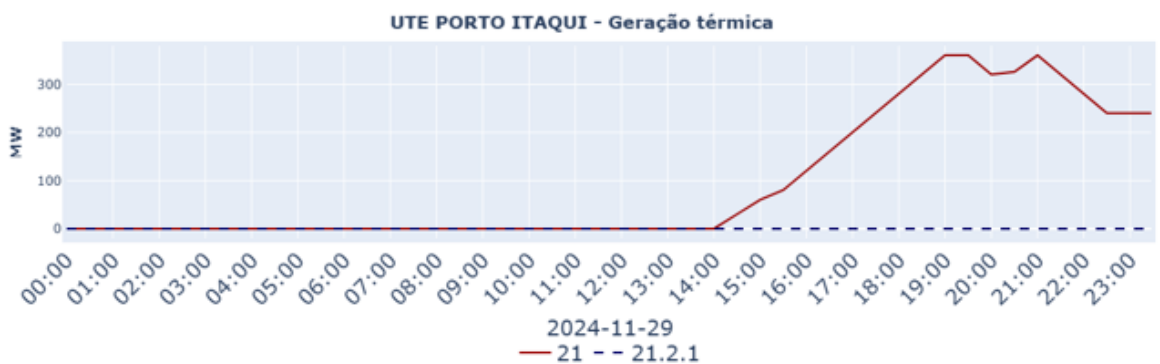
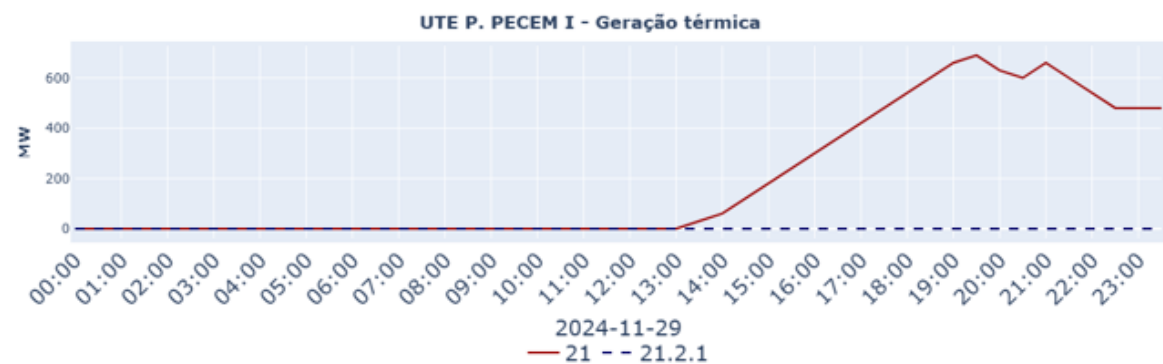
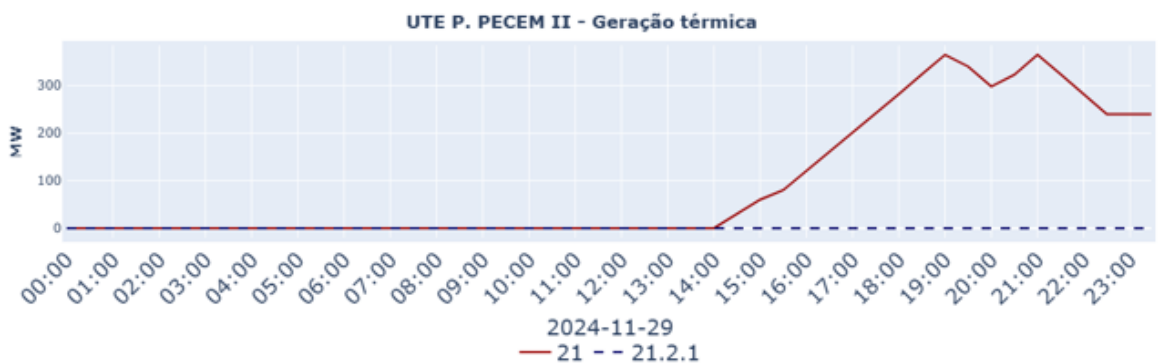
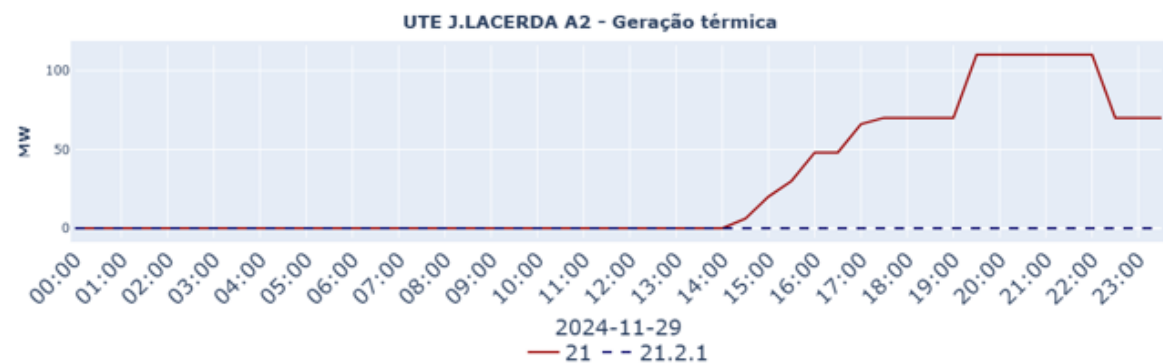


	21	21.2.1
GH média	57.213	57.170
GT média	6.701	6.743

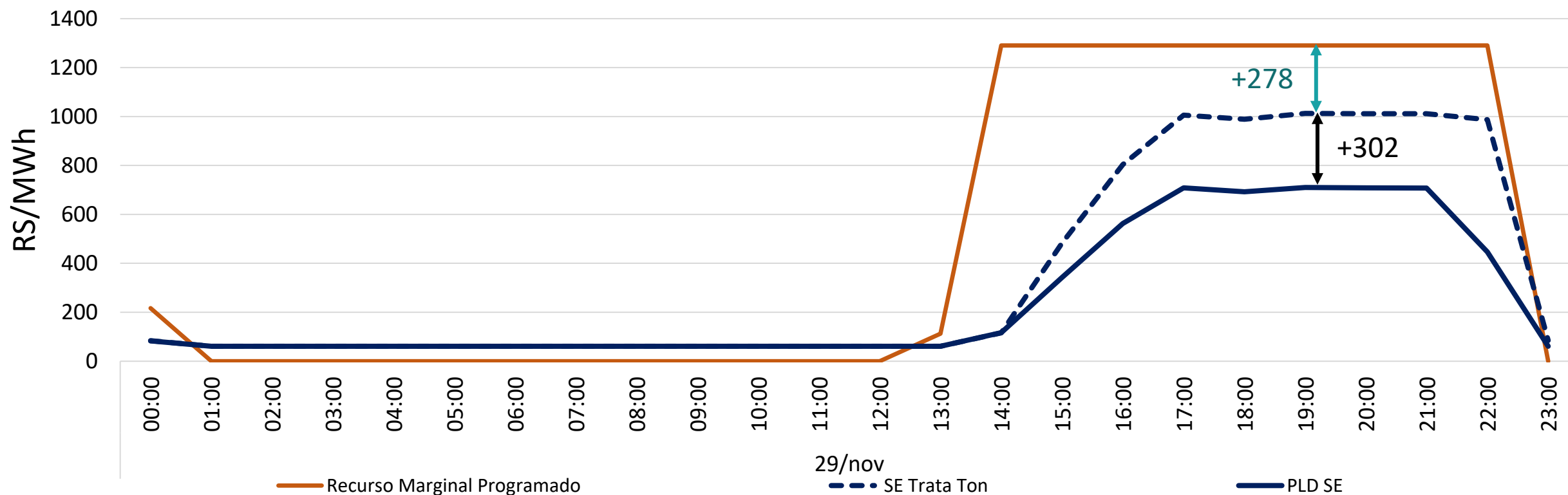
Comparação entre as gerações hidráulicas e térmicas das versões 21 e 21.2.1 do DESSEM.

Tipo 2 – Ton Elevado

7. Contornar problema do fim do horizonte do DESSEM



Exemplo 29/11/2024

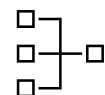


VISÃO GERAL



Dados 2023 a 2024

Foram usados dados de carga de 2023 a 2024 para a construção dos patamares



Modelos com as versões mais recente

NEWAVE: 30.0.4

DECOMP: 32.0.1

DESSEM: 21



Metodologia

A metodologia vigente no período do estudo (3 patamares) foi comparada com a metodologia de 4 patamares da CCEE/ONS e da EPE

Observações:

NEWAVE: Executado com exatamente 50 iterações

DESSEM: O mesmo deck do DESSEM foi utilizado para as metodologias CCEE/ONS e EPE, mudando-se apenas a função de custo futuro



Período de avaliação

Período nos quais a **geração térmica do modelo** ficou **abaixo da programada** e o **PLD não acompanhou a térmica marginal** (CMO prog)

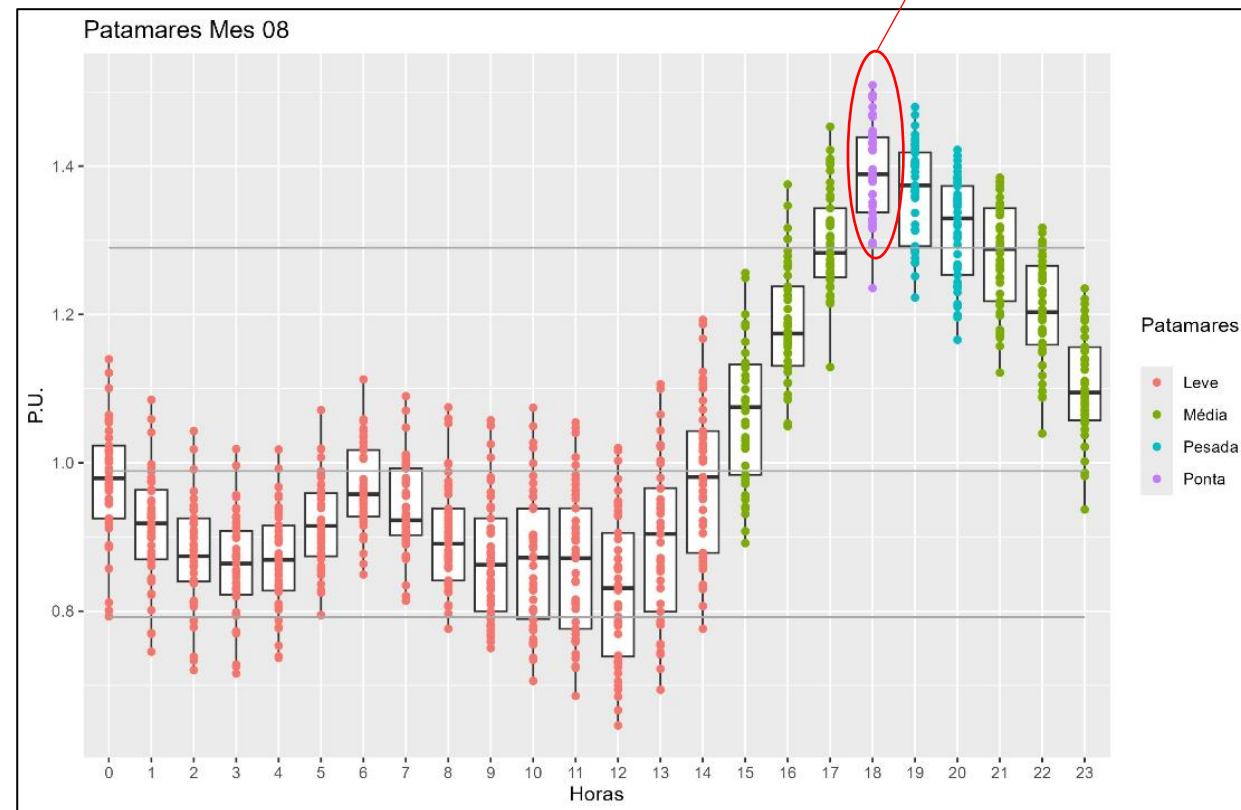
PMO de junho/2024: 22/06 a 28/06

PMO de agosto/2024: 17/08 a 23/08

Exemplo: Agosto (dia útil)

Ponta

Média
Leve

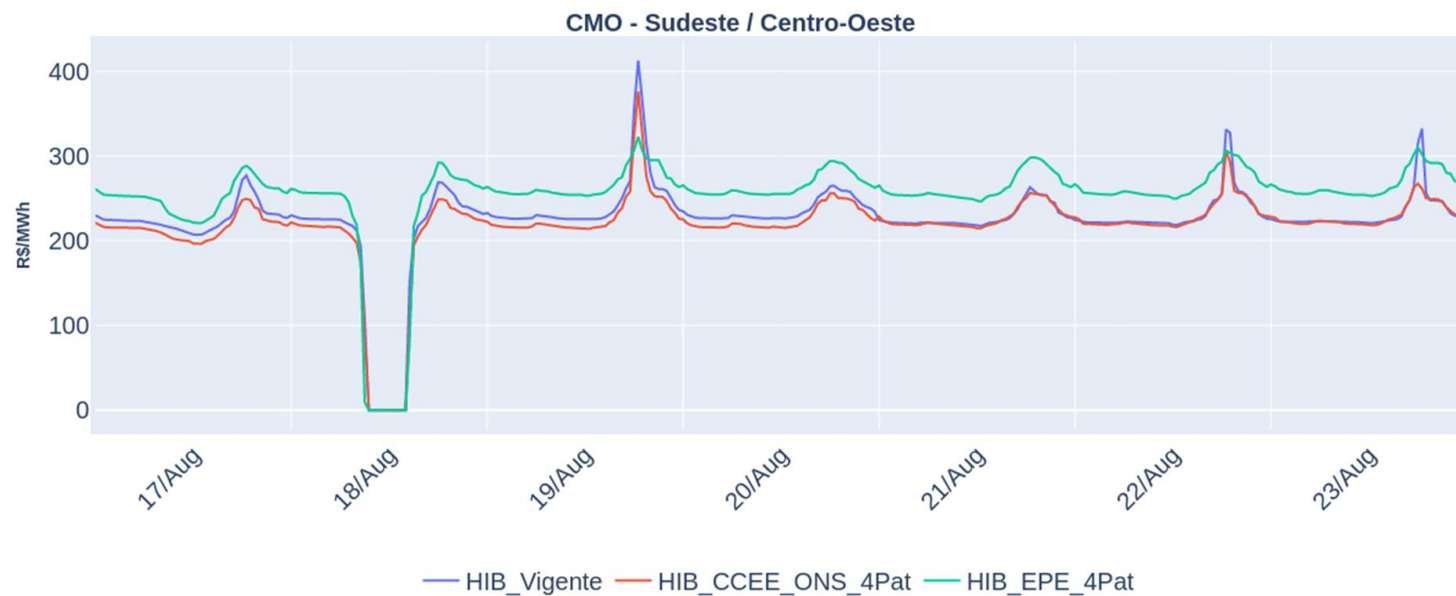


K-means

Clusterização para a definição de quais horas pertencerão a cada um dos patamares de carga leve, média e pesada.

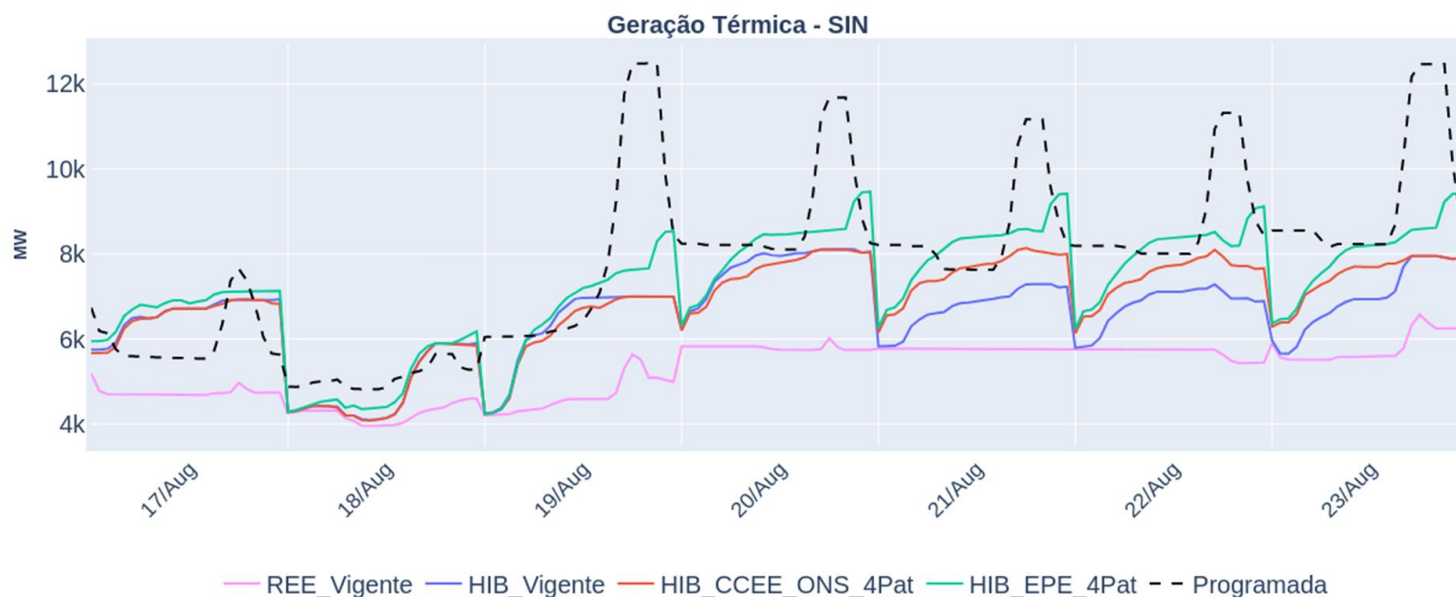
O horário do patamar de ponta é definido como sendo aquele que possui a maior mediana de carga líquida.

PRINCIPAIS RESULTADOS



Ligeira redução do CMO e atenuação do pico no caso CCEE_ONS_4Pat ante ao vigente.

Contudo, nota-se aumento no caso EPE_4pat e com atenuação do pico.



CONCLUSÕES

- A introdução de um **quarto patamar na metodologia ONS e CCEE não resultou em evidências conclusivas** quanto aos **benefícios** que tal inclusão poderia trazer ao sistema.
- Por outro lado, os **resultados** obtidos com a **metodologia EPE não podem ser ignorados**, especialmente quando se analisa o CMO/PLD nos dias de pico do caso CCEE de 28/06 e 19/08. Nota-se uma **elevação do CMO/PLD** em todo o horizonte da análise e uma **atenuação do pico** nesses dias, evidenciando que o modelo foi capaz de prever uma necessidade de demanda futura, antecipando o despacho térmico.
- Os estudos inspirados na **metodologia EPE** possui **algumas limitações** como a adaptação do deck feita para o caso do DECOMP e DESSEM, visto que a metodologia usada pela EPE é focada na representação da carga no modelo NEWAVE.
- Apesar dos resultados da metodologia ONS e CCEE não apresentarem evidências conclusivas, os resultados da metodologia EPE trazem sinalizações que podem ser aprofundadas. Essa metodologia mostrou que um quarto patamar mais elevado e/ou de menor duração poderia representar melhor a ponta do sistema, o que deve ser melhor avaliado. **Dessa forma, recomenda-se a continuidade do estudo com o objetivo de desenvolver uma metodologia que possa ser implementada nos três modelos e analisada ao longo de um período mais extenso, permitindo, assim, avaliar de forma conclusiva a necessidade de alteração da metodologia atualmente utilizada.**

9. Uso do modelo de previsão de carga reprodutível (PrevCargaDESSEM) para o 1º dia

Motivação

O desempenho do modelo já era próximo da heurística, exceto para determinadas situações:

- Feriados/Semi-feriados e dias antes e após feriados;
- Eventos atípicos que alteram o perfil da curva de carga (copa do mundo, etc) ;
- Últimos 15 e primeiros 15 dias do ano;
- Ondas de calor.

Fase de testes da operação assistida

- Out/2024 a Mar/2025

Objetivo

- Validar as regras de intervenções

Início da aplicação das regras validadas

- **PMO de Agosto**

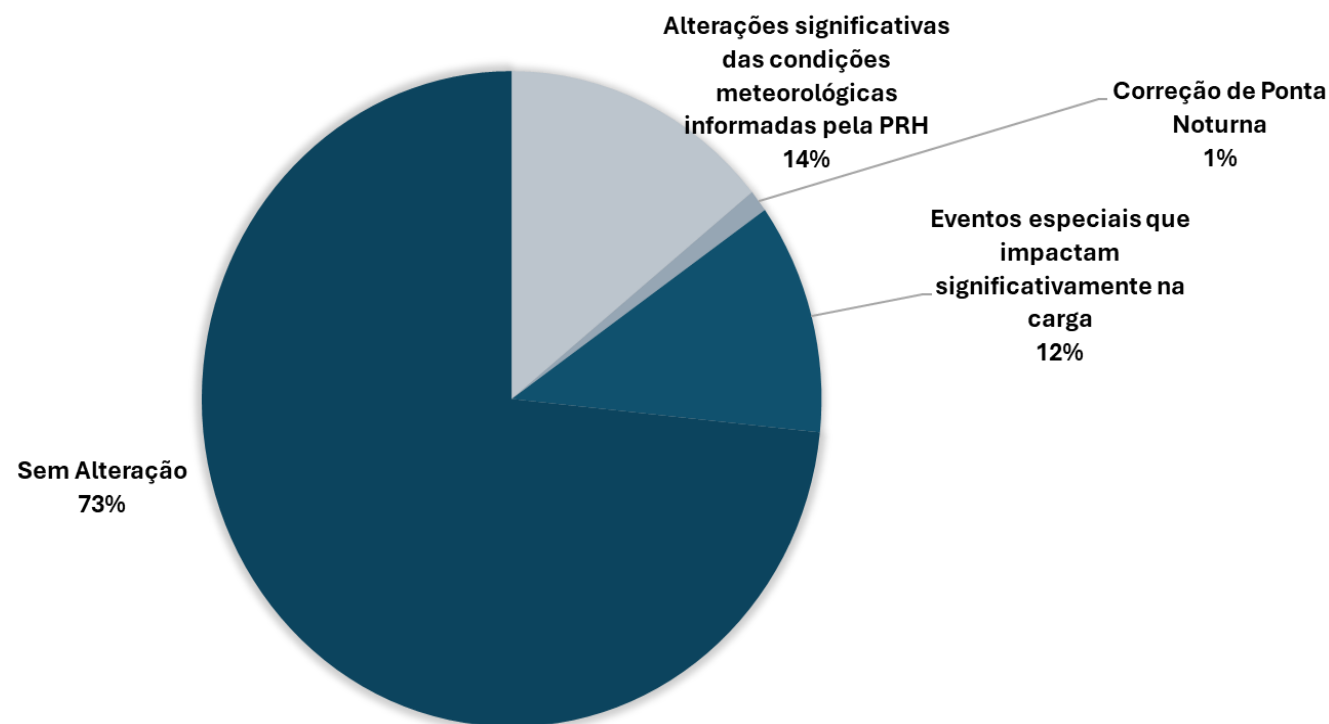


Nota Técnica

Disponível no CT PMO/PLD, FT PrevCarga DESSEM

NT ONS DPL 0059_2025 Modelo PrevCargaDESSEM.pdf

Resultado da Operação Assistida



184 dias de Operação Assistida, com **73% dos dias sem intervenção**

As regras da Operação Assistida foram adequadas para que as intervenções ocorram apenas quando necessário.

Regras Validadas

Regras da Operação Assistida
Regra 1: Erros no processamento - engloba casos de “previsões incompletas com <i>missing</i> e/ou <i>outliers</i> ” ou a ocorrência de “falhas na atualização da série dos dados horários verificados em d-1”.
Regra 2: Eventos especiais que impactam significativamente na carga global - refere-se a feriados, dias ponte e dias imediatamente anteriores e seguintes a feriados, além de grandes eventos regionais ou nacionais, de caráter governamental e/ou comemorativo — como jogos da Copa do Mundo de Futebol, reuniões de chefes de Estado (ex.: G20), entre outros —, bem como situações excepcionais, como greves locais ou nacionais.
Regra 3: Alterações significativas das condições meteorológicas informadas pela Gerência de Recursos Hídricos e Meteorologia (PRH) - regra referente a dias classificados e incluídos como “ondas de calor”; Variações bruscas de elevação de temperaturas máximas $\geq 5^{\circ}\text{C}$; Sistemas meteorológicos relevantes (ex.: formação de ciclones regionais).
Regra 4: Ajustes de viés do modelo PrevCargaDESSEM - Regra utilizada em dias nos quais os resultados do modelo representavam uma previsão que, na avaliação do especialista, subestima a ponta noturna.

Considerando o período após a operação assistida até o dia 24/11, **não foi necessário realizar intervenções em 89% dos dias**. Quando necessário, as alterações são mais recorrentes nos submercados SE/CO e Norte.

Além disso, observa-se que essas intervenções contribuíram para reduzir o desvio entre a carga programada e realizada.

Submercado	Qde Dias Intervenção	% Dias Intervenções
Sudeste	19	8%
Sul	10	4%
Nordeste	8	3%
Norte	13	6%
Total	27	11%

Período da análise: 03/04/2025 a 24/11/2025

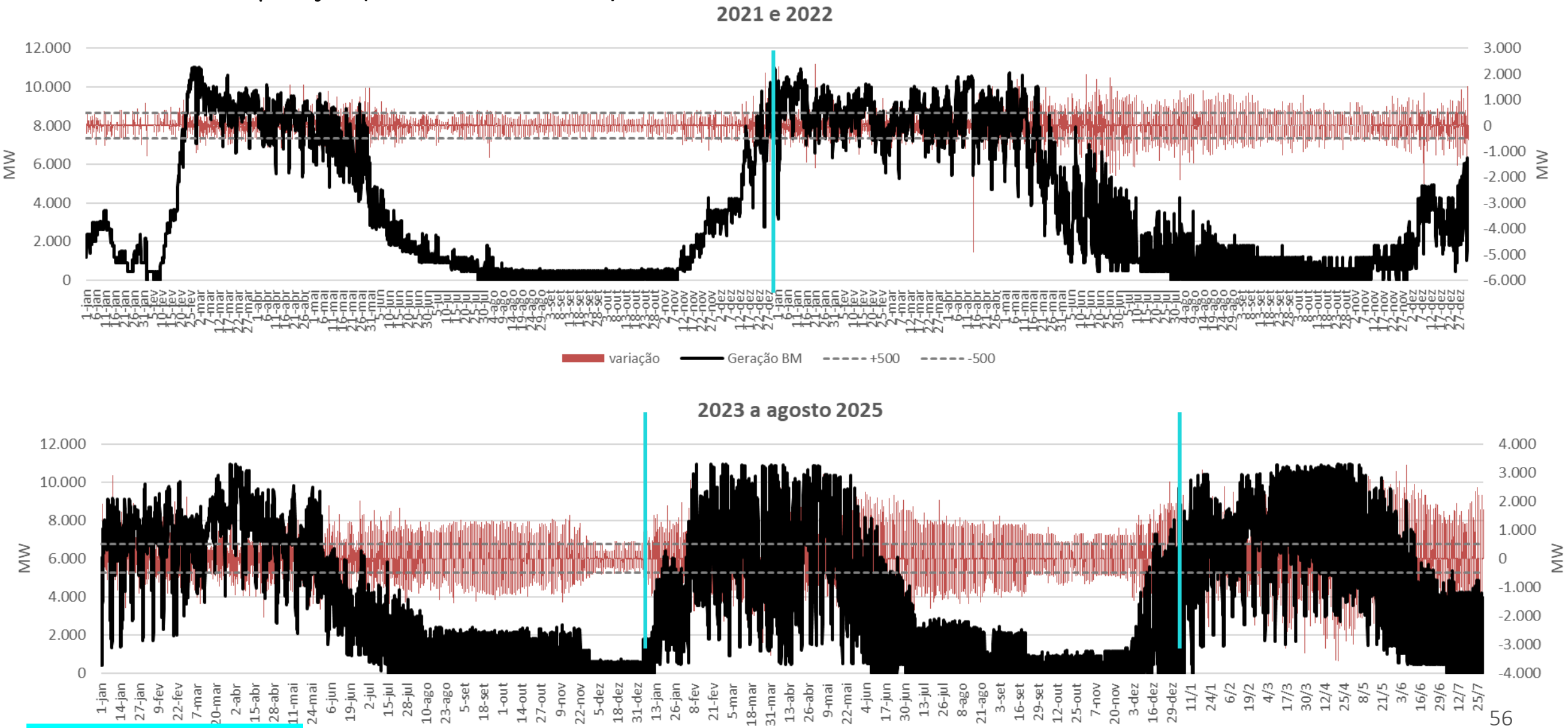
Submercado	Desv. Méd. Abs PrevCarga	Desv. Méd. Abs Com Interv.	MAPE % PrevCarga	MAPE % Com Interv.
Sudeste	2.020,18	1.138,82	5%	3%
Sul	872,85	720,06	7%	6%
Nordeste	654,31	377,62	5%	3%
Norte	399,12	202,07	5%	2%

Esse procedimento trouxe mais **transparência** e **reprodutibilidade** para o processo de projeção de carga.

10. Melhora da modelagem das restrições de geração da UHE Belo Monte

- Desde o início da utilização do modelo DESSEM, a **UHE Belo Monte possui a restrição de taxa máxima de variação de aumento/redução de defluência de 500 MW/h**. Ou seja, quando o modelo precisar elevar ou reduzir a geração da usina, isso deve ser realizado em passos de 500 MW por hora;
- A restrição só é **flexibilizada quando há necessidade para convergência do caso e costuma ocorrer apenas nas primeiras horas do dia**;
- No entanto, **muitas vezes essa restrição na geração não é aplicada na PDP e operação da usina**, contribuindo para um descasamento entre modelo e operação, bem como **piora no sinal econômico do PLD**;
- **Motivação:** Aperfeiçoar a representação da disponibilidade hidrelétrica do Complexo de Belo Monte no atendimento à ponta de carga no modelo DESSEM.
- **Objetivo:** Reavaliar a representação das usinas hidrelétricas do Complexo de Belo Monte, de modo a aproximar a operação definida pelo DESSEM ao despacho estabelecido na etapa do PDP (Programa Diário da Programação).

Histórico da operação (GH UHE Belo Monte)

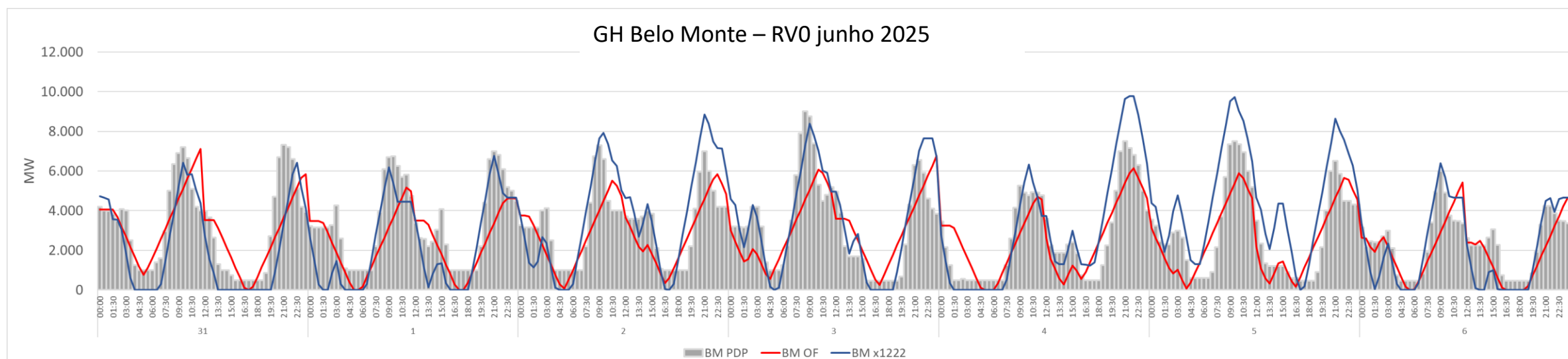


Número de horas com Variações
acima de 500 MW/h

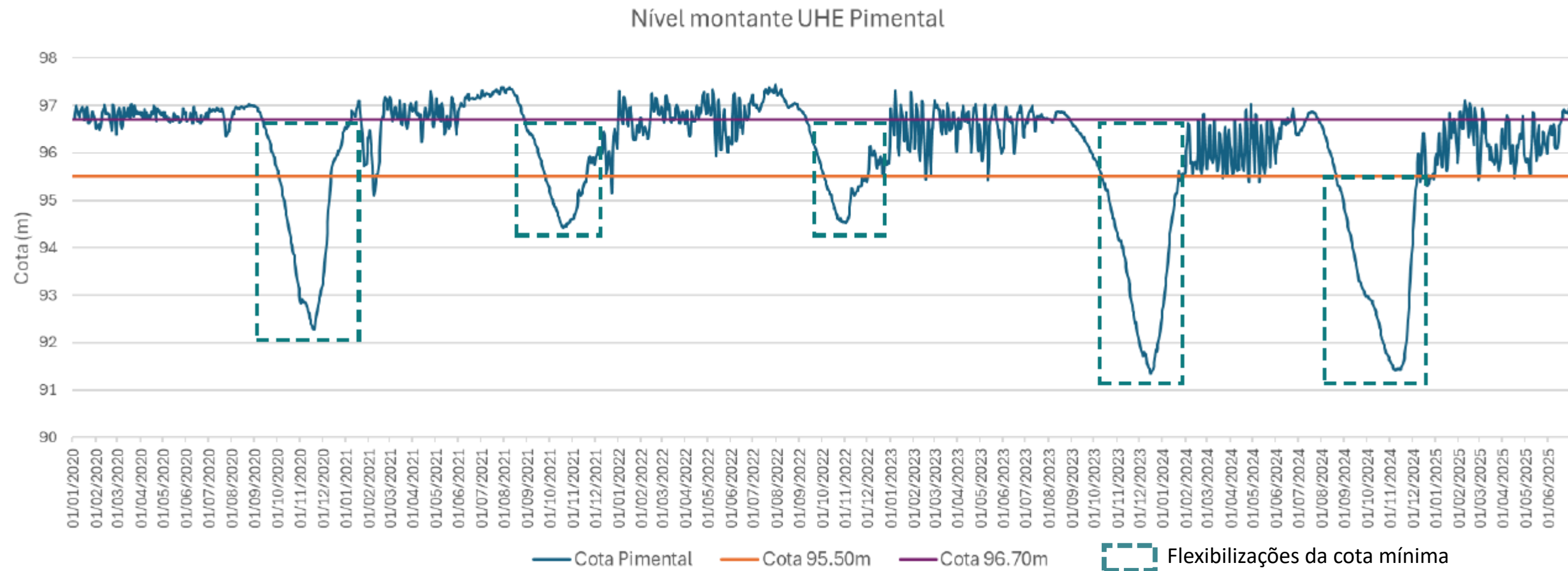
ANO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	42 (1%)	177 (2%)	425 (5%)	181 (2%)	389 (4%)	372 (4%)	1138 (13%)	1604 (18%)	2288 (26%)	1884 (32%)

10. Melhora da modelagem das restrições de geração da UHE Belo Monte

- Esse tema foi tratado no âmbito do comitê técnico PMO/PLD, no GT Belo Monte;
- Adotou-se o critério do número máximo de sincronismo de unidades geradoras a cada 30 minutos, refletindo a realidade operativa do Complexo, conjuntamente com a estatística da operação horária;
- Cerca de 90% das variações horárias de geração na UHE Belo Monte são de até 1.222 MW, sincronismo de 2 unidades geradoras;
- Foram avaliados os **impactos** semanais considerando os aprimoramentos nos períodos úmido, seco e transições;
- Para a formação de preço, a partir do PMO de dezembro de 2025, passou a ser utilizada a taxa de variação de geração de 1.222 MW/h.



- Nível de montante da UHE Pimental 2020-2025



- Cota do modelo: 96,70 m
- Cota outorga ANA nº 1522-2024: 95,50 m

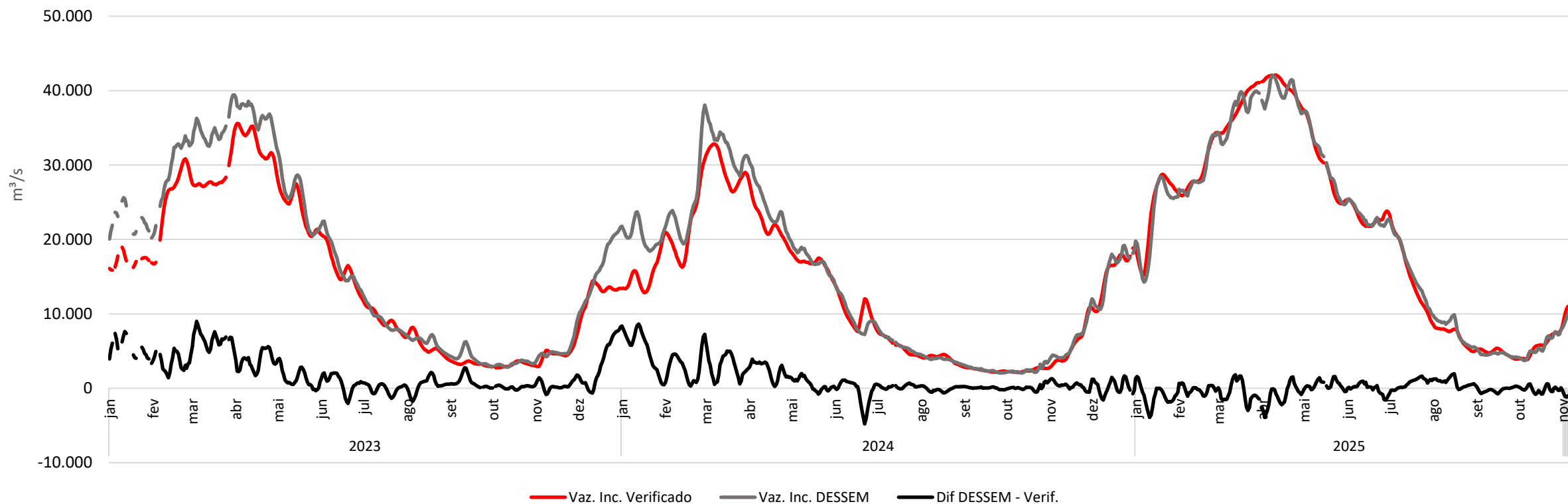
11. Representação de condições das usinas operando reservatório abaixo dos limites cadastrais - exemplo: UHE Pimental

- Ao longo dos últimos anos, **a operação do Complexo Belo Monte evoluiu de forma a viabilizar a redução do nível d'água mínimo normal do reservatório do rio Xingu, junto à barragem da UHE Pimental, de 96,70 m para 95,50 m.** Durante o período seco os níveis serem reduzidos a patamares inferiores a cota mínima para atendimento às restrições ambientais, especialmente no Trecho de Vazão Reduzida (TVR) e no reservatório intermediário;
- Foram avaliados os impactos com a **adoção de cota mínima em 95,50 metros.** Durante o período seco, foi estabelecido **deplecionamento máximo de 0,05 metros por dia** para que o modelo faça uso demasiado do reservatório, aproximando com o que é feito na programação/operação.

12. Ajuste no tratamento de convergência da restrição de cota de Jirau

- No 96º Encontro do PLD, realizado no dia 19/12/2024, foi apresentado o estudo do dia 19/12/2023 e dentre os principais motivadores dos **desvios entre PDP e resultado do modelo DESSEM** estavam os **desvios de afluência das UHEs do valor previsto no DESSEM para o verificado e compatibilização da flexibilização da restrição de nível máximo igual ao de mínimo;**
- A partir do **PMO de outubro de 2024**, passou a ser utilizada a **recalibração do SMAP para a bacia do rio Madeira**, com a inclusão de novas estações fluviométricas e um refinamento no processo de propagação de vazões. Essa atualização também possibilitou uma subdivisão mais adequada das sub-bacias, refletindo de forma mais fiel o comportamento hidrológico da região.

- Desvios em relação ao dado verificado – vazão incremental da UHE Jirau



Ano	Desvio absoluto (MW)
2023	2.154
2024	1.468
2025	761

12. Ajuste no tratamento de convergência da restrição de cota de Jirau

- A cota do reservatório a ser aplicado no modelo está condicionada a previsão de vazões e é determinada conforme Curva Guia Abunã (Res ANA 269/2009);
- A depender da condição inicial do reservatório, pode haver necessidade de flexibilização da cota mínima ou máxima do reservatório para a solução do caso do DESSEM. No entanto, ao flexibilizar essa cota, um reservatório artificial no modelo é gerado, fazendo com que a usina possa modular sua geração na ponta de carga e essa modulação, muitas vezes, não é vista da programação/operação da usina;
- Uma vez que afeta o PLD, a elevação da geração apenas no modelo durante o pico da carga líquida contribui para uma piora no sinal econômico do PLD.

19/12/2023 (ONS)

```

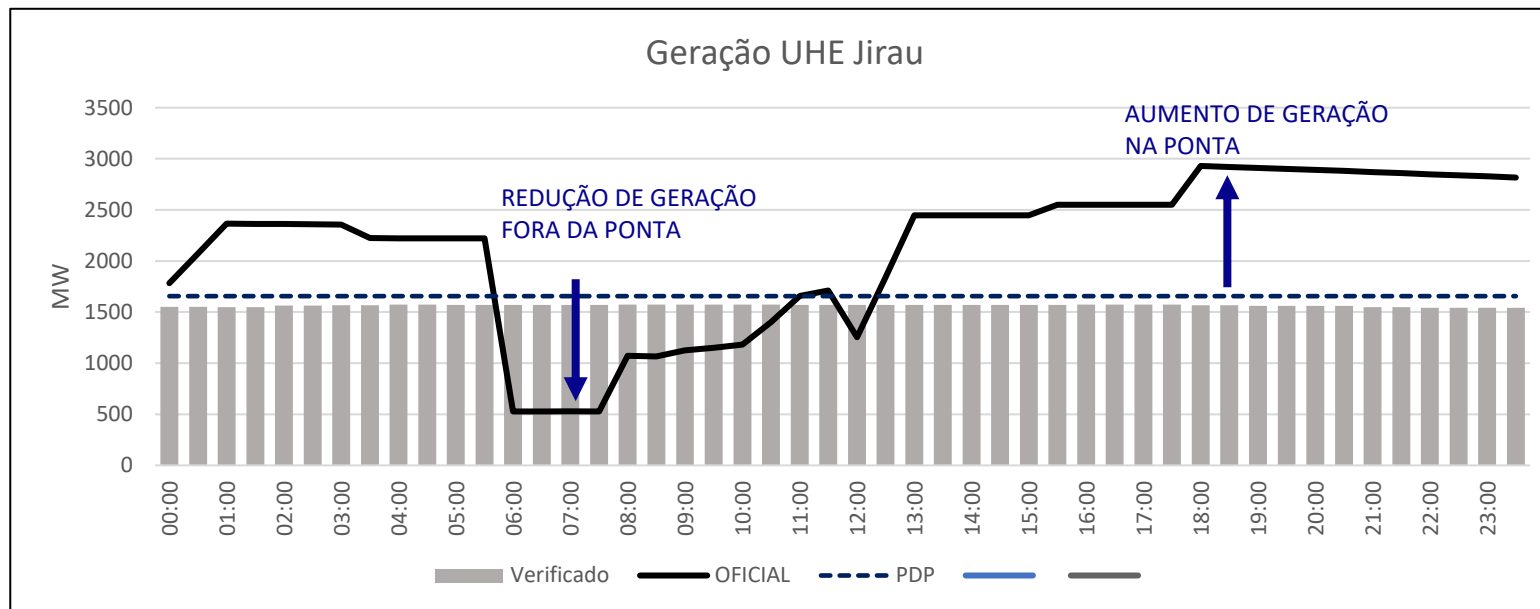
-----condicionadas a vazao afluyente-----
&
& Nivel de Jirau condicionado a vazao afluyente
& Acima ou igual a 22700 a cota = 90.00; Consultar tabela para demais vazoes
& Acima ou igual a 16600 a cota = 87.50;
OPERUH REST 01861 L RHV
OPERUH ELEM 01861 285 JIRAU 1 1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
&Flexibilizado para convergencia
OPERUH LIM 01861 19 00 0 F 86.46 FLEXIBILIZADO
OPERUH LIM 01861 20 00 0 F 88.55 CONVERGÊNCIA
OPERUH LIM 01861 21 00 0 F 89.45
OPERUH LIM 01861 22 00 0 F 90.00
&
OPERUH REST 01860 L RHV
OPERUH ELEM 01860 285 JIRAU 1 1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
OPERUH LIM 01860 19 00 0 F 87.72 CONFORME VAZÃO
OPERUH LIM 01860 20 00 0 F 88.55 AFLUENTE
OPERUH LIM 01860 21 00 0 F 89.45
OPERUH LIM 01860 22 00 0 F 90.00
    
```

REST. NÍVEL MÁXIMO COMPATIBILIZADO

```

-----condicionadas a vazao afluyente-----
&
& Nivel de Jirau condicionado a vazao afluyente
& Acima ou igual a 22700 a cota = 90.00; Consultar tabela para demais vazoes
& Acima ou igual a 16600 a cota = 87.50;
OPERUH REST 01861 L RHV
OPERUH ELEM 01861 285 JIRAU 1 1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
&Flexibilizado para convergencia
OPERUH LIM 01861 19 00 0 F 86.46
OPERUH LIM 01861 19 12 0 F 87.72
OPERUH LIM 01861 20 00 0 F 88.55
OPERUH LIM 01861 21 00 0 F 89.45
OPERUH LIM 01861 22 00 0 F 90.00
&
OPERUH REST 01860 L RHV
OPERUH ELEM 01860 285 JIRAU 1 1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
OPERUH LIM 01860 19 00 0 F 87.72
OPERUH LIM 01860 20 00 0 F 88.55
OPERUH LIM 01860 21 00 0 F 89.45
OPERUH LIM 01860 22 00 0 F 90.00
&
    
```


19/12/2023 (ONS)

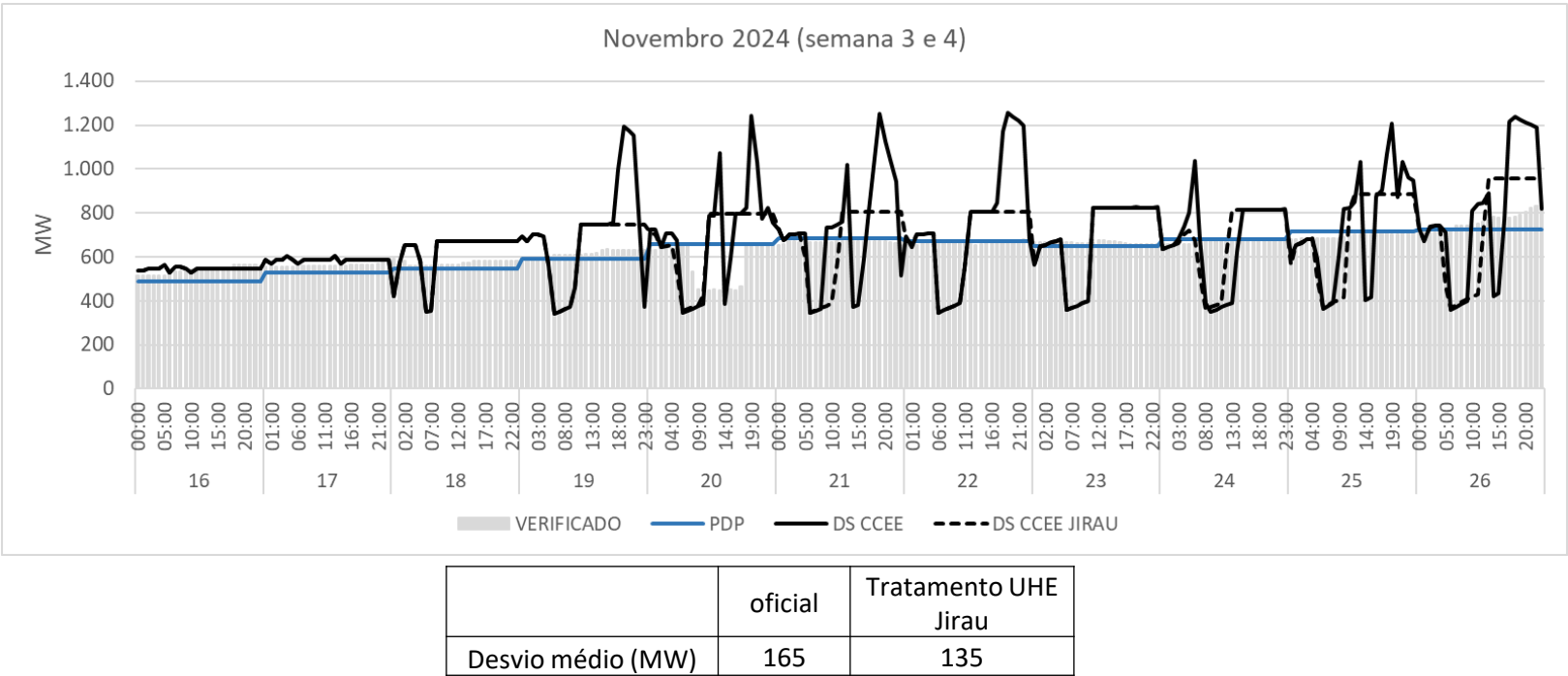


Tipo 4 – Disponibilidade hidráulica no DESSEM

12. Ajuste no tratamento de convergência restrição de Jirau

- Em discussões com o ONS, há o intuito de viabilizar uma operação suave do reservatório (deplecionamento/replecionamento) sem dar espaço pra modulações excessivas no horário de maior carga, refletindo em operação indevidas não observadas no PDP/operação;
- Desta forma, na ocorrência de necessidade de flexibilização para convergência do caso, ela tenderá a ser até as 12h do dia D com a compatibilização com a cota inicial. Após as 12h, o dado será mantido sem flexibilização.

Exemplo com a RV3 e RV4 Novembro de 2024 (último período que ocorreu a flexibilização)



13. Utilização de restrições hidráulicas de média diária, semanal ou mensal no DESSEM

- Até abril/2025, o modelo DESSEM comportava apenas o uso de restrições hidráulicas instantâneas. Embora frequentes na programação da operação, restrições de média diária¹, semanal ou mensal não era aplicada no DESSEM.
- Com o objetivo de aproximar o resultado do DESSEM com a realidade operativa e melhorar o sinal econômico do PLD, a implementação foi realizada e testada no âmbito da FT DESSEM.

¹ Algumas restrições de média diária eram contempladas no modelo com valor dividido nos 48 patamares cronológicos

- A versão 20.5.3 foi aprovada para uso – enquanto versão 21 – no âmbito do Planejamento e Programação da Operação e na formação do PLD, a partir do PMO de abril de 2025 (DSP ANEEL 460/2025)
- Atualmente estão sendo consideradas 13 restrições média no DESSEM¹:

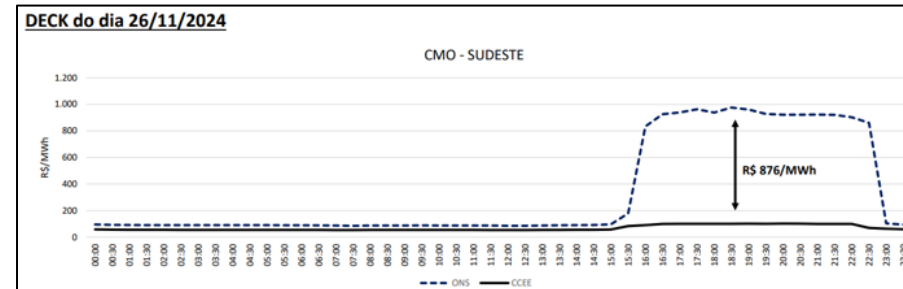
Tipo de restrição	UHE
Diária	Três Marias
	Sobradinho
	P Afonso 123
	Belo Monte
	Pimental
	Serra da Mesa
	Furnas
	Emborcação
	Itumbiara
	P. do Cavalo
Semanal	Três Marias
	Furnas
	Pimental ²

² Referente ao DESSEM do dia 28/11/2025

³ Restrição mensal modelada como semanal

Motivações:

- Em dezembro/2024, nos 95-96º Encontro do PLD, foram discutidas ações para aprimorar a modelagem do DESSEM e torná-lo mais aderente à operação real, com um dos pontos tratando da diferença de disponibilidade hidrelétrica e a necessidade de geração térmica adicional, destacada pela divergência entre os CMOs do ONS e da CCEE em alguns dias de novembro/24.



- Uma das causas apontadas foi a **desconsideração**, no caso CCEE, das **restrições de geração mínima das usinas da bacia do rio São Francisco**.
- Dessa forma, foi aberto o **GT Premissas de Cálculo do PLD** para tratar da consideração dessas restrições de geração mínima nos casos de DECOMP/DESSEM da CCEE e avaliar o impacto de sua incorporação na formação do preço.

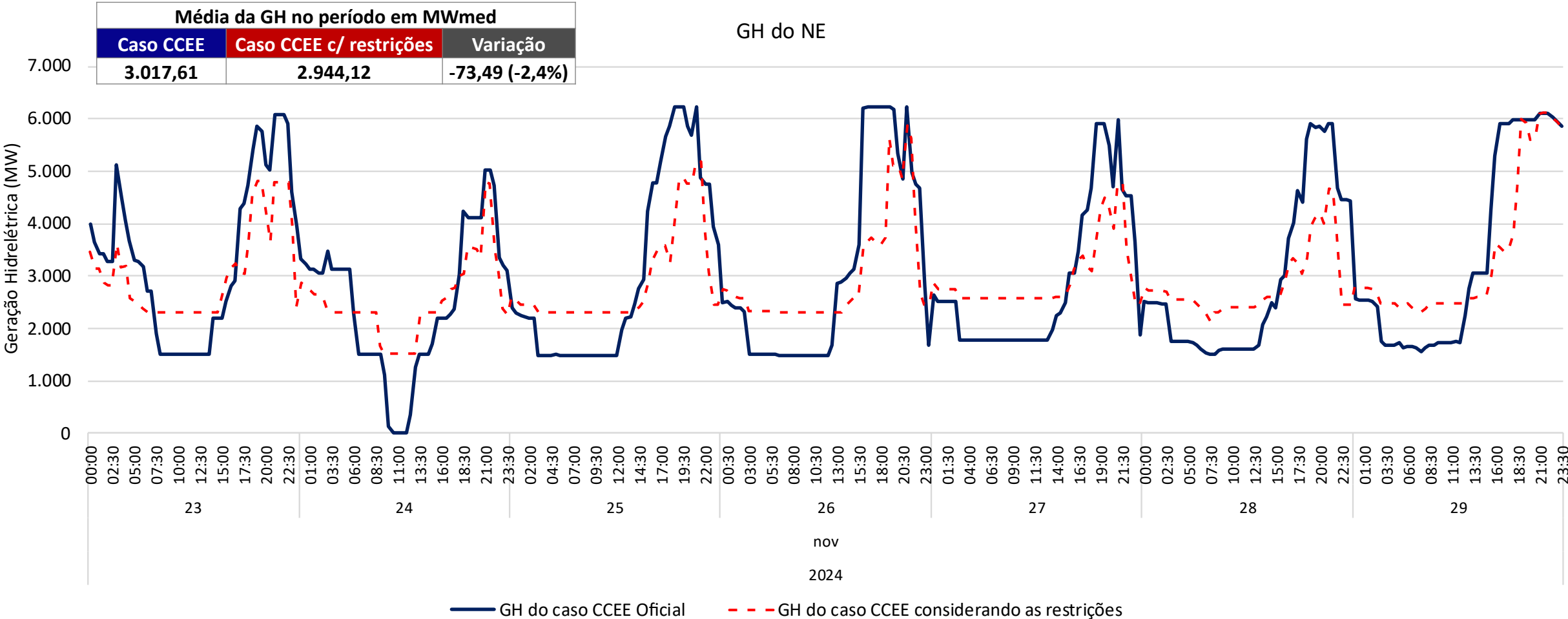
Benefícios:

- Refletir, de forma mais precisa com a realidade operativa, a disponibilidade hídrica e as condições operativas do SIN, especialmente nos período de ponta de carga.
- Aprimorar o processo de formação do PLD, tornando-o mais aderente às condições reais do sistema.

14. Consideração no deck da CCEE de uma ou mais restrições de geração mínima do São Francisco

Resultados:

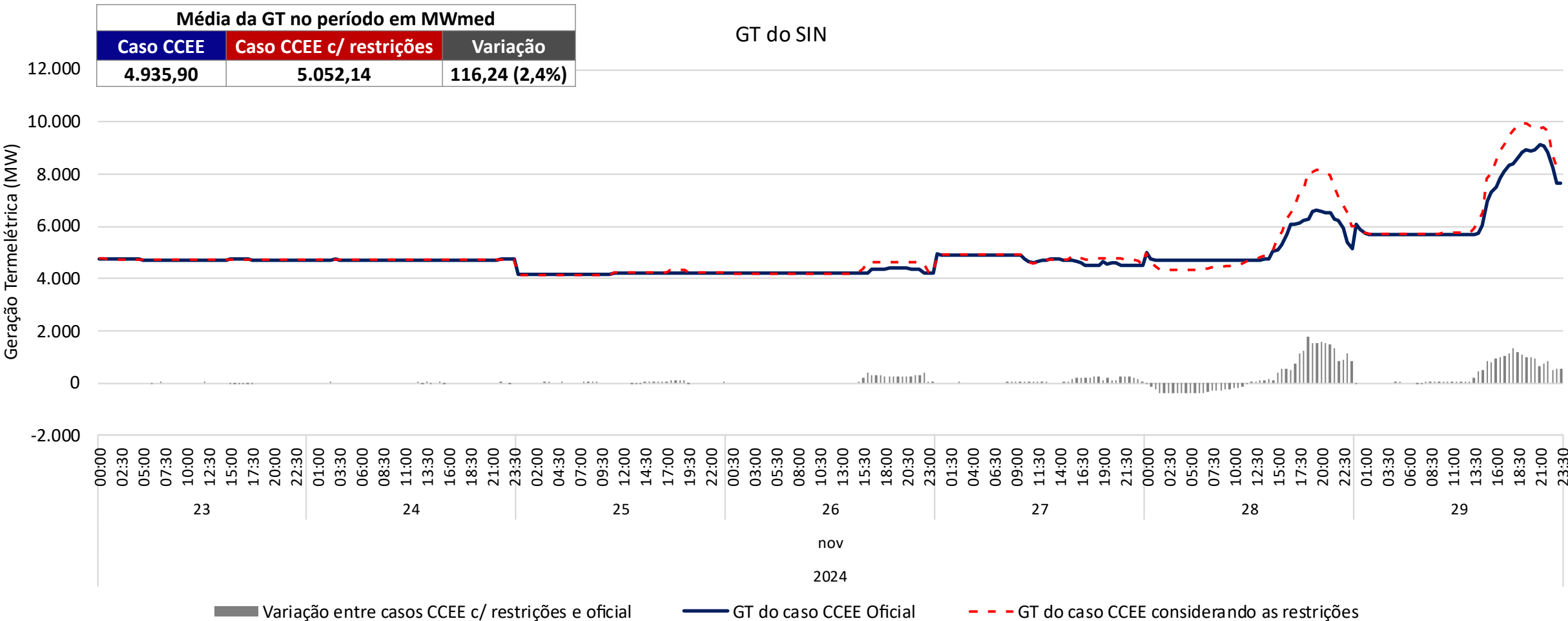
- Redução da disponibilidade hidrelétrica durante a ponta de carga por conta da elevação da geração hidrelétrica declarada durante o dia.



14. Consideração no deck da CCEE de uma ou mais restrições de geração mínima do São Francisco

Resultados:

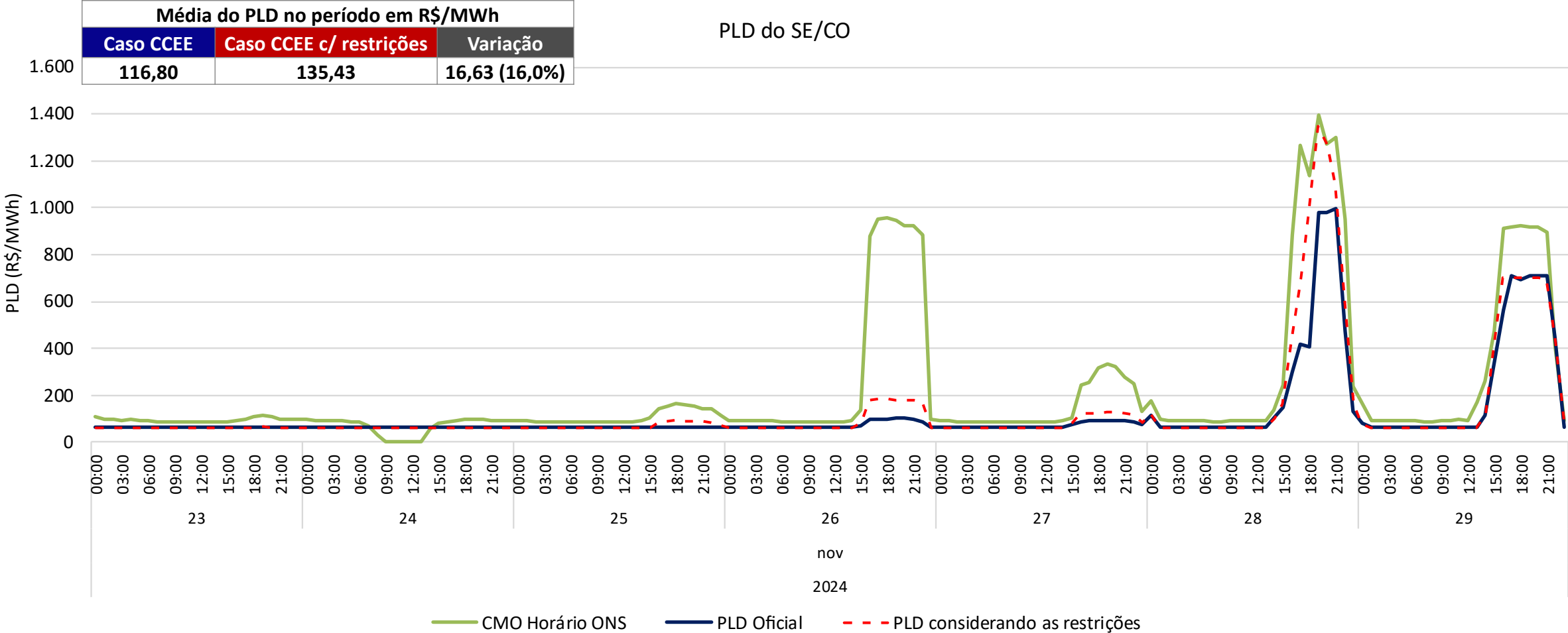
- Elevação da geração térmica para atendimento da ponta de carga em função da redução da geração hidrelétrica na região NE.



14. Consideração no deck da CCEE de uma ou mais restrições de geração mínima do São Francisco






Resultados:

- Aumento do PLD na ponta de carga em resposta à necessidade de acionamento térmico no período.



GT Premissas de Cálculo do PLD

Representação das restrições de geração mínima das usinas hidrelétricas do Rio São Francisco na formação do PLD

- Abertura da atividade junto ao CT PMO/PLD; 
 - Execuções de DECOMP e DESSEM (estudos de sensibilidade); 
 - 1ª reunião com os agentes (13/11/2025); 
 - 2ª reunião com os agentes (26/11/2025); 
 - **Minuta de Nota Técnica para contribuições até 09 de dezembro;** 
 - **Aprovação das Comissões do CT PMO/PLD (dezembro/2025);**
 - **Se aprovado, divulgação no PMO de janeiro de 2026 e entrada oficial em fevereiro de 2026.**
- Envio de contribuições:
ctpmopld@ccee.org.br
ctpmopld@ons.org.br

Apresentações e NT para contribuições disponibilizadas:

<https://www.ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-premissas-de-cálculo-do-pld>

Motivação:

- Restrições de vertimento fazem parte da realidade operativa das usinas hidrelétricas do SIN. Elas decorrem de **manutenções, inspeções, reparos, limpezas e testes operacionais em vertedouros**, bem como de outros fatores motivadores, como o **desvio de cardumes de peixe, a transposição de plantas aquáticas, aplicação de resoluções da ANA** e a **necessidade de manter determinados níveis de vazão em trechos a jusante**;
- As restrições de **vertimento mínimo** implicam na **subtração direta de recursos hídricos dos reservatórios**, água que deixa de ser turbinada, impactando na disponibilidade hídrica para fins de geração de energia elétrica;
- Já as restrições de **vertimento máximo**, tem o potencial **de limitar a transferência de volumes entre reservatórios** e, em situações extremas, até impedir qualquer vertimento, reduzindo o grau de controle sobre a água.

Objetivo:

- **Avaliar se a inclusão de restrições de vertimento impacta os resultados do DECOMP e contribui para uma maior aderência do despacho das UHEs à sua operação real.**

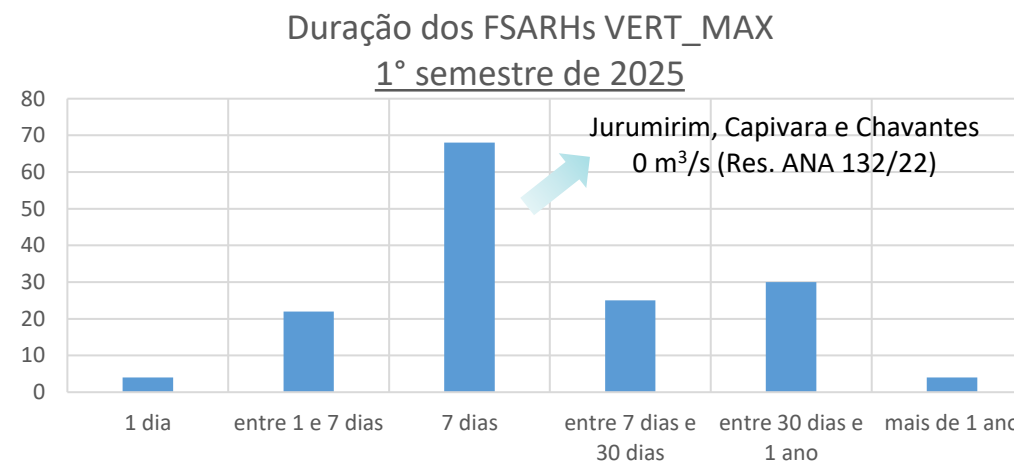
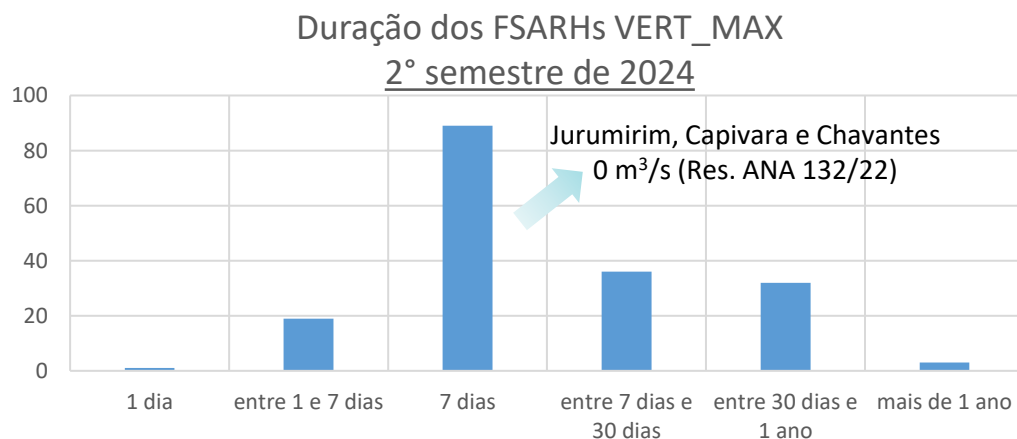
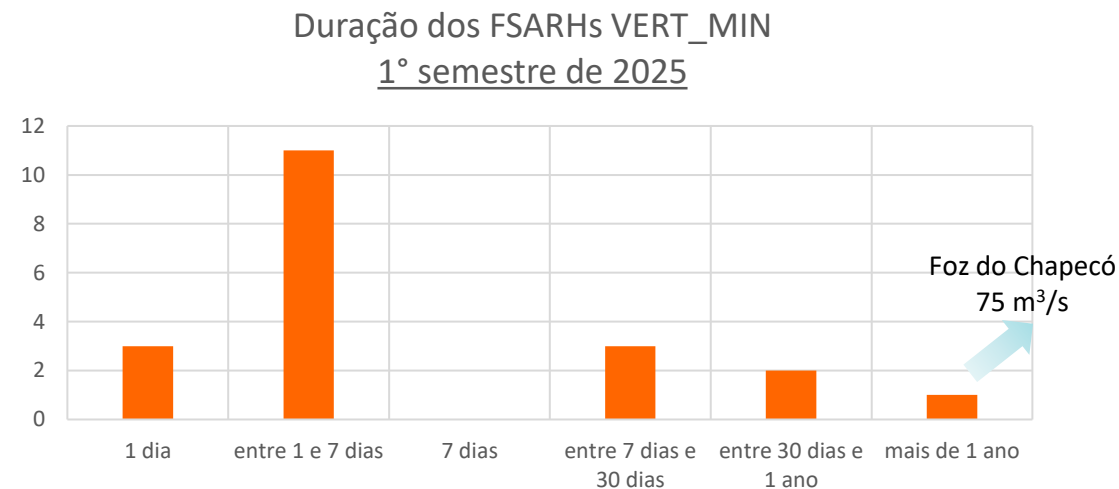
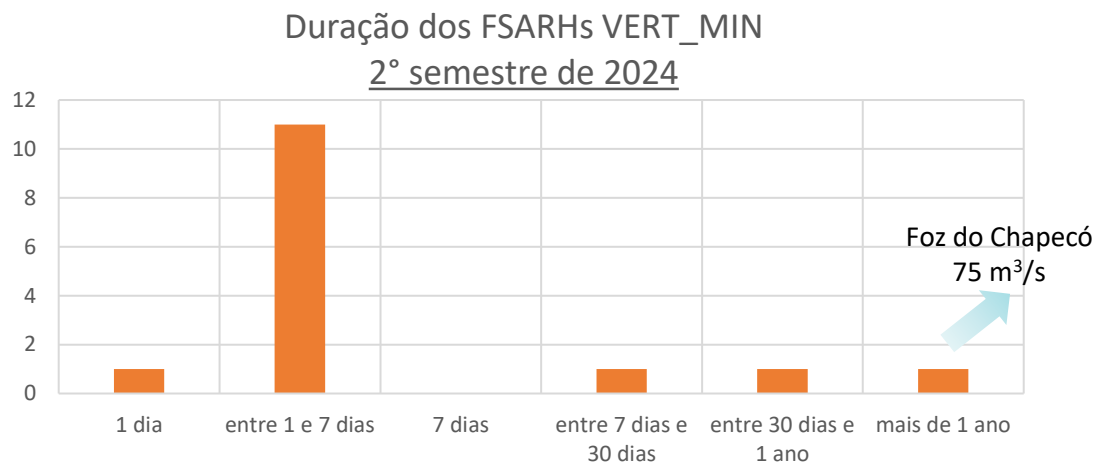
Estudo:

- Horizonte de simulação: 2º semestre de 2024 e 1º semestre de 2025 (todas as revisões semanais)
- Caso considerado: DECOMP CCEE considerando **restrições de vertimento mínimo e vertimento máximo***
- Condições para seleção dos FSARHs:
 - a. duração superior ou igual à 24h (vert_min) e 1 semana operativa (vert_max);
 - b. não tenha sido cancelado;
 - c. não seja condicionado;
 - d. não seja IOR (Instrução Operativa Relevante);
 - e. flag DESSEM acionada.

*exceto no 2º mês do horizonte do DECOMP, por conta da dificuldade de fechamento do balanço hídrico de UHEs do Sul nos cenários do GEVAZP com ENAs extremamente elevadas.

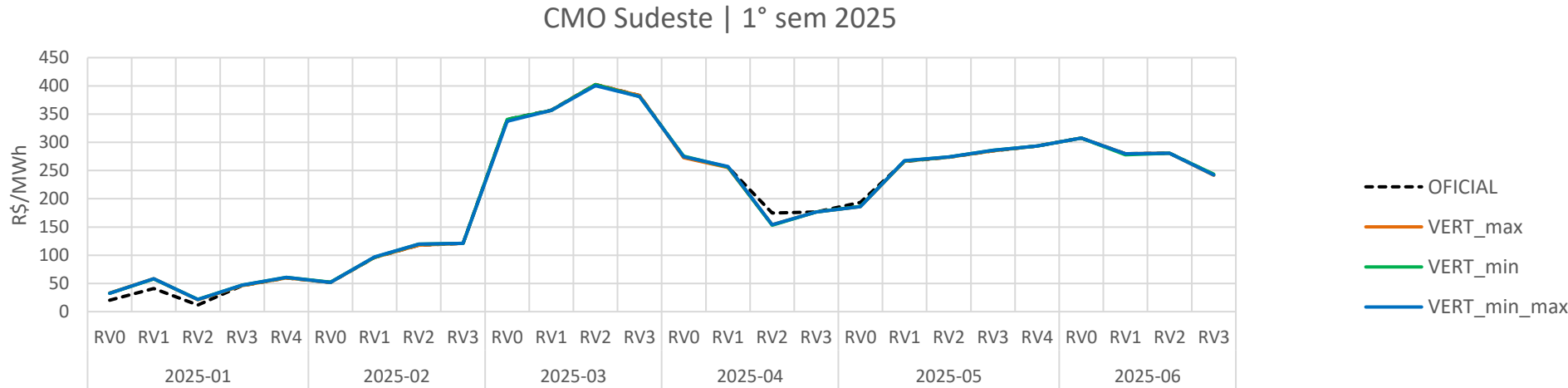
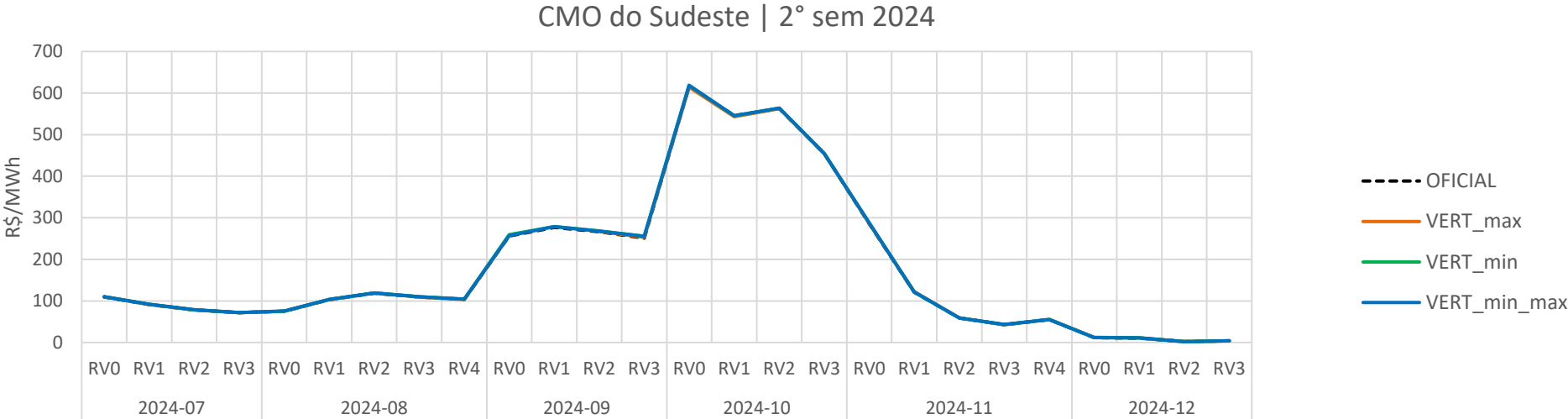
Tipo 4 – Disponibilidade hidráulica no DESSEM

15. Inclusão das restrições de vertimento no DECOMP

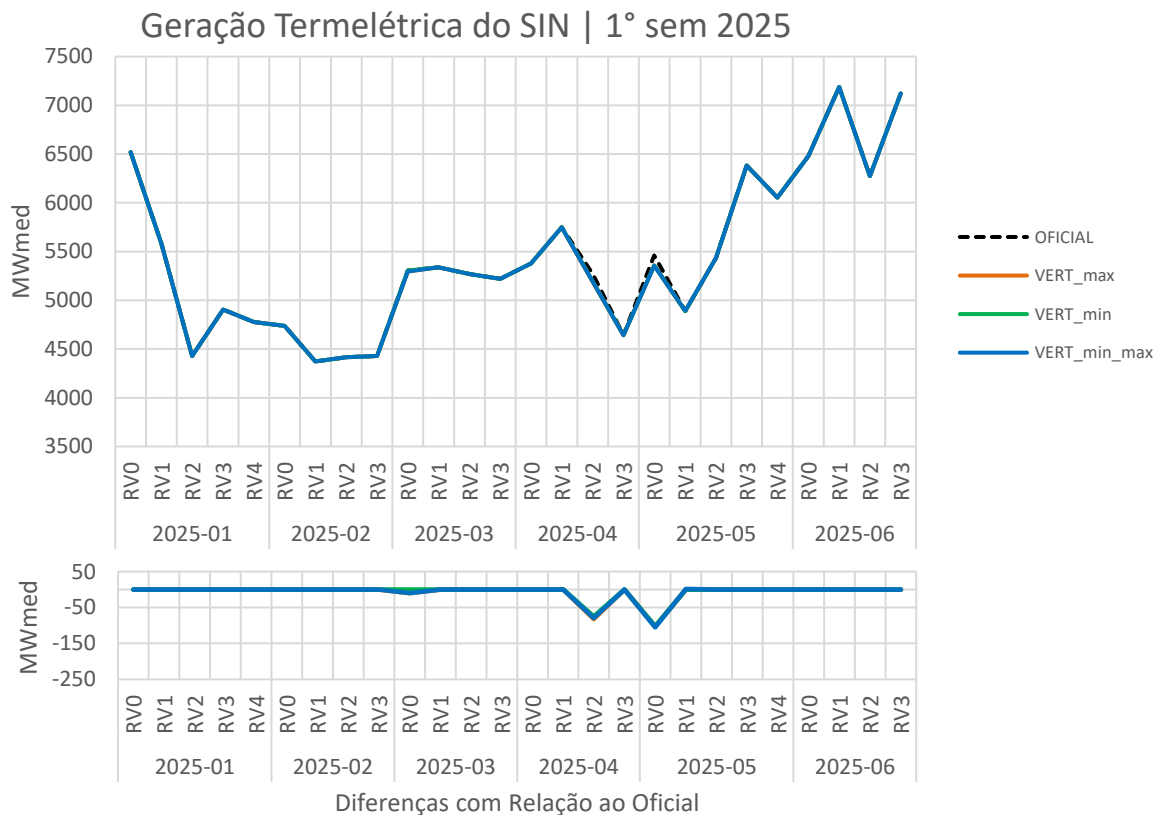
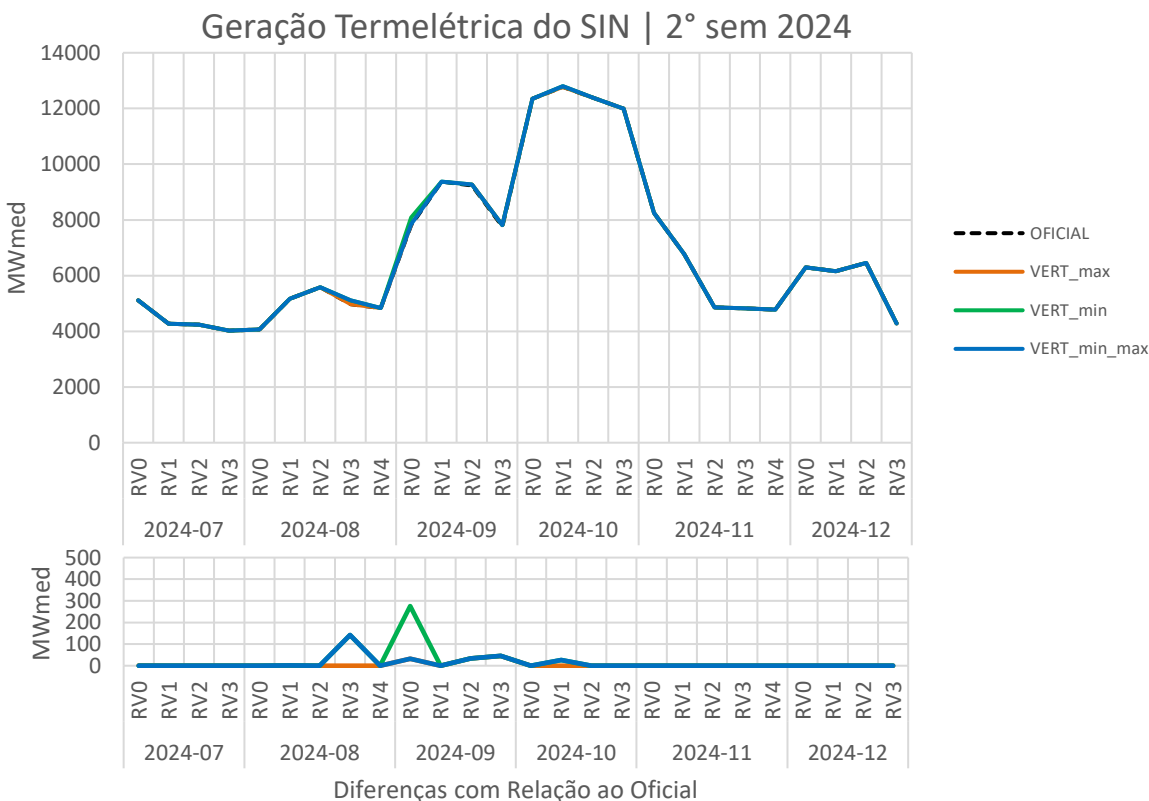


- Após a aplicação dos filtros ao banco de FSARHs, o **número de restrições VERT_MIN torna-se bastante reduzido**. A maior parte delas corresponde a **eventos de duração tipicamente iguais ou inferiores a 7 dias**.
- No caso das restrições de vertimento máximo, a grande maioria está relacionada a aplicação da Resolução ANA 132 de 2022 a Chavantes, Jurumirim e Capivara.

Resultados:



Resultados:



Considerações finais:

- O **CMO e as gerações termelétrica e hidrelétrica sofreram pouca variação** ao longo do horizonte de estudo considerado;
- A operação (geração, vertimento e armazenamento) das UHEs com restrições de vertimento mínimo foi avaliada e comparada aos dados de operação oficial publicados pelo ONS. **Para a grande maioria das usinas, a inclusão dessas restrições não aproximou a operação do DECOMP da operação real**, com exceções pontuais, como a UHE Jupia, que apresentou vertimentos elevados em razão da transposição de plantas aquáticas, resultando em menor geração;
- Além disso, existe a questão do **timing de declaração das restrições com duração inferior a 7 dias**, que **por vezes ocorre logo após o fechamento da janela temporal de admissão de restrições no modelo**, o que **impossibilitaria a representação dentro do processo oficial do DECOMP** (tais restrições foram mantidas na elaboração deste estudo, justamente para assegurar a avaliação do impacto máximo possível da consideração dessas restrições no modelo);
- Com base no que foi observado nas simulações, **entende-se que a representação dessas restrições** (que trazem mais complexidade ao modelo) **não contribui para uma melhora significativa dos resultados**.

- **Motivação**

- Com o forte crescimento de fontes intermitentes (eólicas e fotovoltaicas) no SIN, houve aumento da potência instalada, porém com menor capacidade de despacho **“ajustável”**, o que ampliou a necessidade de recursos flexíveis de potência, principalmente em horários de ponta e em situações críticas (ex.: baixa geração eólica).

- **Portaria MME nº 88/2024**

- Estabeleceu diretrizes para uso de UTEs em condição diferenciada como recurso de flexibilidade de potência para o SIN, complementada pelas Portarias nº 105/2025 e nº 117/2025.

Obs.: na forma vigente, não permite a consideração das ofertas de CVU no modelo DESSEM.

- **Ofício MME nº 7/2024/CGME/DPME/SNEE-MME**

- Encaminhou ao ONS e à CCEE, no âmbito do CT PMO/PLD, a avaliação de como representar, nos modelos computacionais (especialmente o DESSEM), UTEs com múltiplos CVUs ou condições diferenciadas de operação, em alinhamento à Portaria 88.

- **GT Representação de Usinas Termelétricas**

- Objetivo: Desenvolver e propor a modelagem dessas usinas no DESSEM, aproximando a representação computacional da realidade operativa e garantindo coerência entre despacho, formação do PLD e utilização dos produtos de flexibilidade.

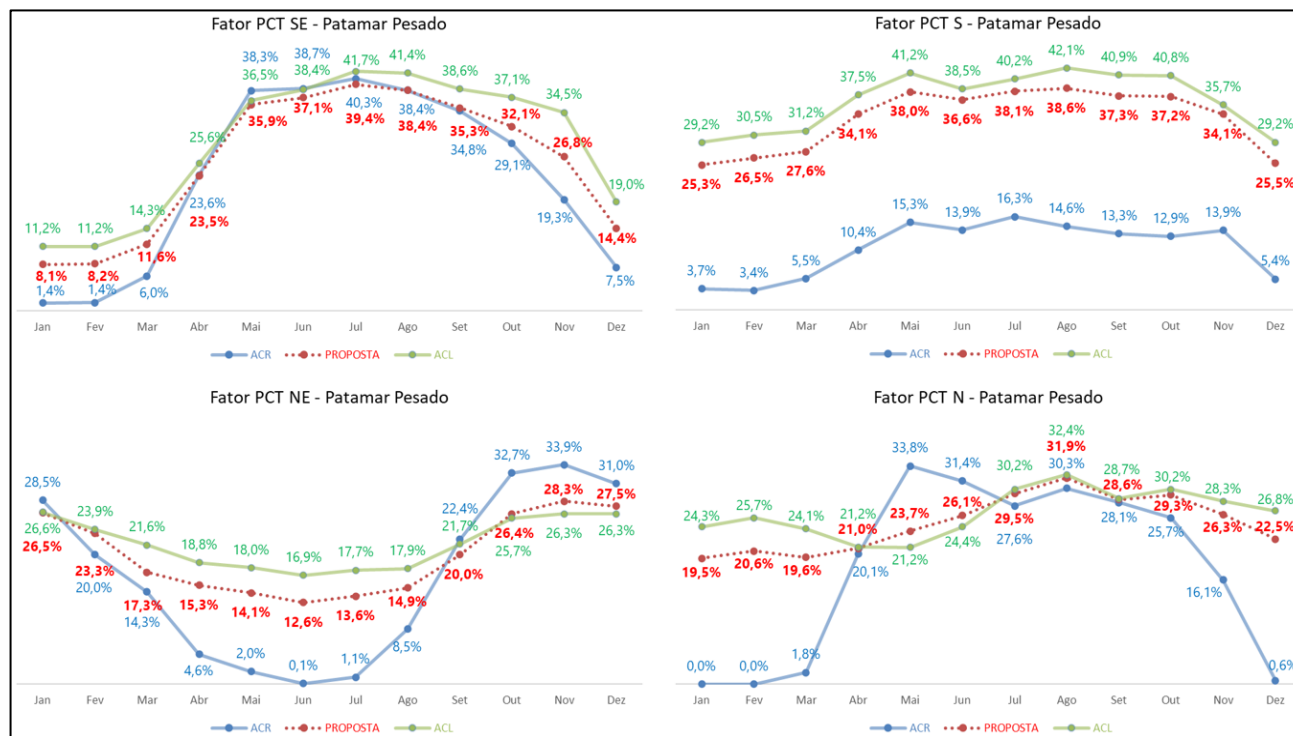
- **GT Representação das Usinas Termelétricas – Visão Geral**

- O GT foi criado em junho/2025, com foco na discussão dos cenários de representação das UTEs no modelo de curtíssimo prazo e dos impactos na portaria.
- Na Etapa 1, foi avaliada a modelagem de UTEs com múltiplos CVUs/condições diferenciadas utilizando as funcionalidades atuais do DESSEM, com dois arranjos principais:
 - UTE com unidades equivalentes: oferta extraordinária representada por 1 unidade equivalente adicional, de forma que o DESSEM despacha ou a usina ordinária (CVU de leilão ou *merchant*) ou a oferta extraordinária (CVU diferenciado).
 - UTE com unidades físicas: para incluir oferta extraordinária, é necessário converter a usina para unidades equivalentes (tipo 1 – ciclo combinado ou tipo 2 - ciclo simples dependentes).
- Conclusão da Etapa 1: para viabilizar a participação das UTEs diferenciadas, ou o DESSEM é ajustado em código, ou todas as usinas interessadas precisariam ser alteradas para representação por equivalentes (pode trazer complexidade elevada ao modelo e aumento no tempo computacional).
- **Situação atual do GT:**
 - Permanecem em avaliação as alternativas de uso das funcionalidades atuais *versus* desenvolvimento de nova versão do DESSEM para representar UTEs com múltiplos CVUs/condições diferenciadas. A ser definida ainda este mês no âmbito da Comissão Gestora.
 - As atividades do GT seguem o cronograma aprovado, com continuidade do trabalho para 2026, buscando a participação dos agentes, elaboração de Nota Técnica e conclusão dos trabalhos.

- Essa ação tinha como **objetivo atualizar e documentar o processo operacional da montagem da base histórica de dados dessas usinas.**
- A **motivação** da proposta é **promover a transparência e reprodutibilidade do processo de montagem da base histórica de dados de usinas não simuladas individualmente** aplicadas aos modelos de médio e curto prazos, considerando os regramentos de cálculo e aspectos de tratamentos específicos de usinas.
- Essa atividade foi estudada no âmbito do **CT PMO/PLD no GT Usinas não simuladas**. Foram tratadas as seguintes questões:
 - Definição das modalidades de despacho para enquadramento de empreendimentos como "não simuladas individualmente";
 - Utilização e integração dos dados de autoprodutores;
 - Fundamentação da proposta de compatibilização do cálculo do fator de capacidade entre todas as fontes;
 - Revisão da regra atual que estabelece o particionamento das centrais de geração termelétrica nos ambientes de comercialização livre (ACL) e regulado (ACR).

27. Alteração dos fatores de capacidades térmicas UNSI que não entraram em operação

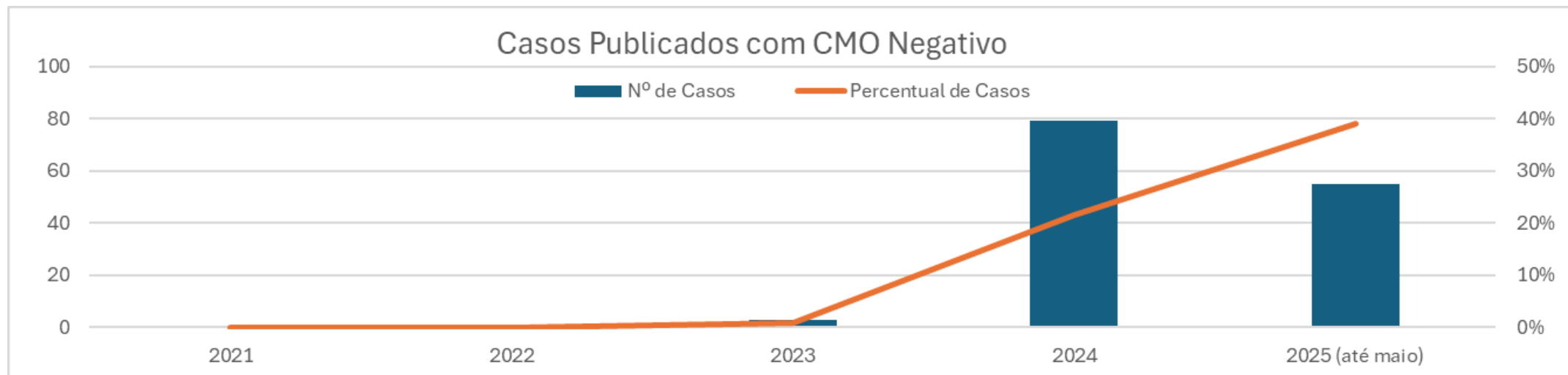
- A atividade estudada propôs alterar para as usinas termelétricas com a utilização de um fator único sem distinção do ambiente de comercialização
- Conforme simulações realizadas pelo GT para os modelos de médio e curto prazo para PMO, **o impacto dessa alteração é marginal na energia do sistema e traz vantagens como facilidade na reprodutibilidade e previsibilidade pelos agentes e simplificação do processo CCEE/ONS.**
- A nova metodologia foi **implementada a partir do PMO de maio de 2025**, mês de atualização de base histórica nos modelos computacionais.



Comparação dos fatores da metodologia vigente com a proposta da fase 1

Motivações

- Aumento dos casos publicados com habilitação dos corte para convergência
- Ocorrência crescente de casos publicados com CMO negativo
- Ocorrências de *curtailment* não mais associado exclusivamente à rede interna aos submercados

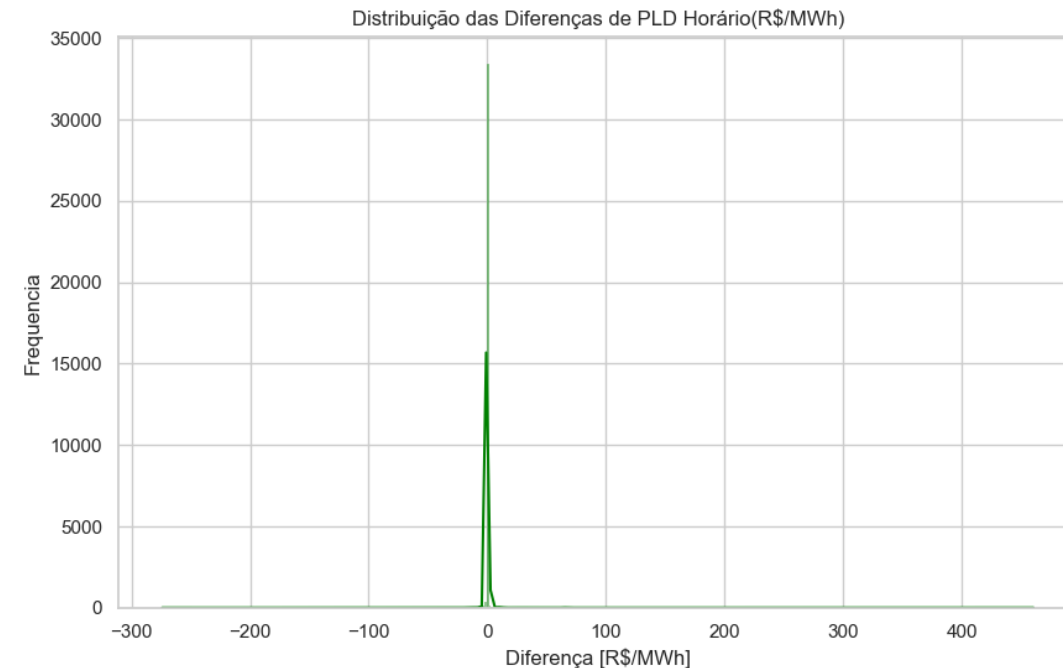


Benefícios

- Evitar ocorrências de CMO negativo
- Aproximação dos resultados do modelo com a operação real do sistema
- Maior previsibilidade para os agentes, remoção incerteza de quando será ou não habilitado o corte de geração
- Redução de inviabilidades e necessidade de tratamento, maior agilidade no processo de publicação

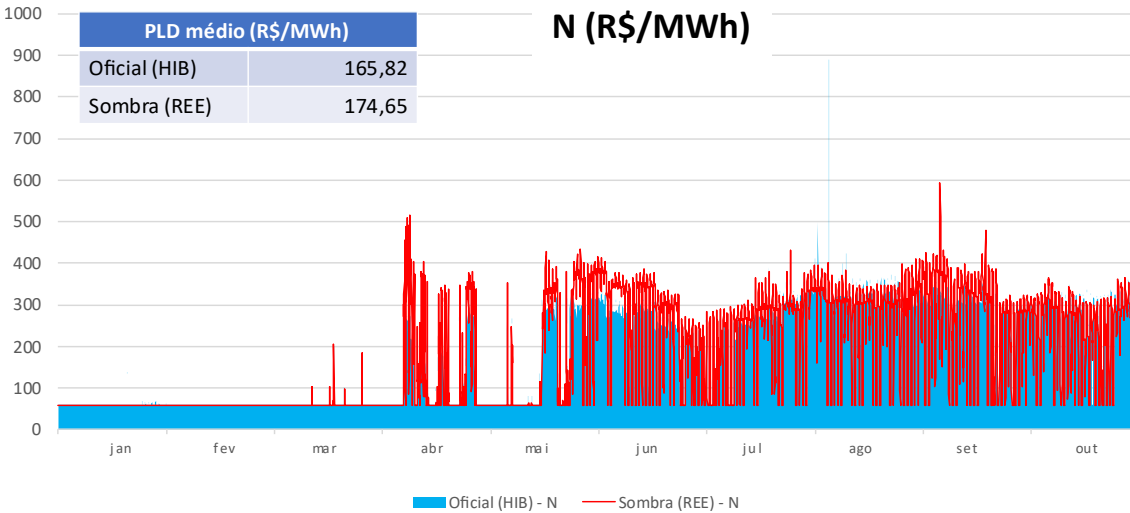
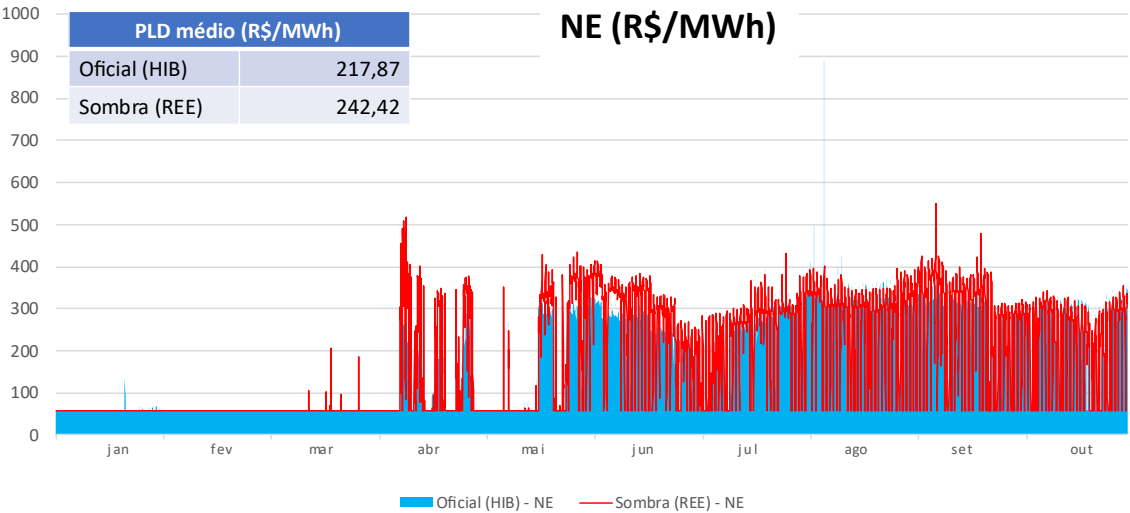
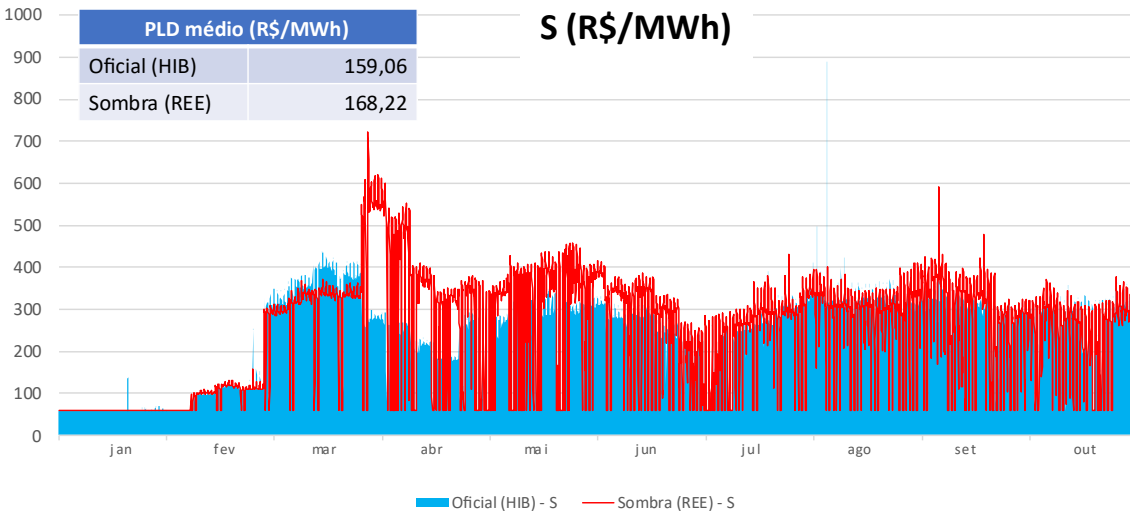
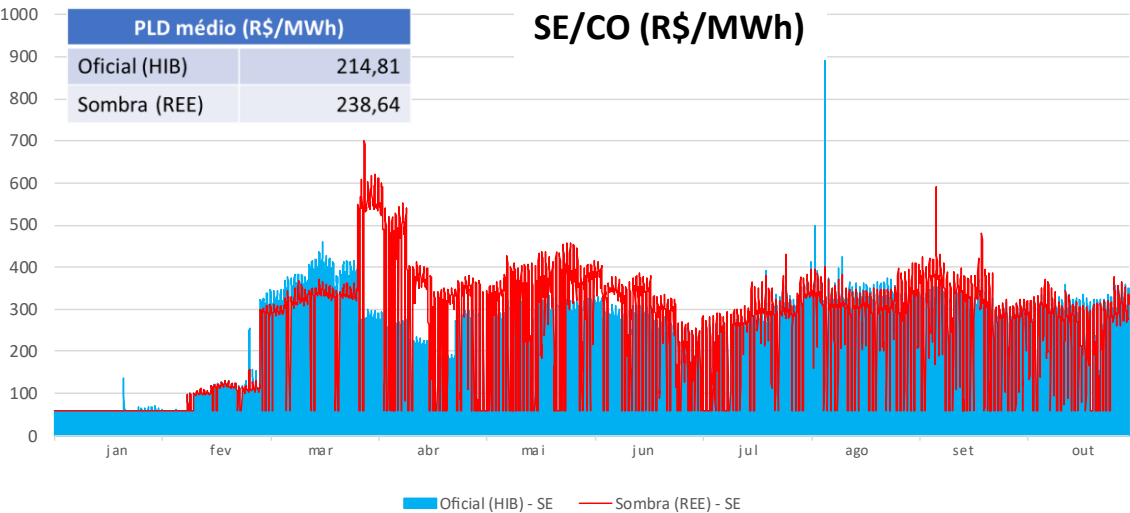
Resultados e Conclusões

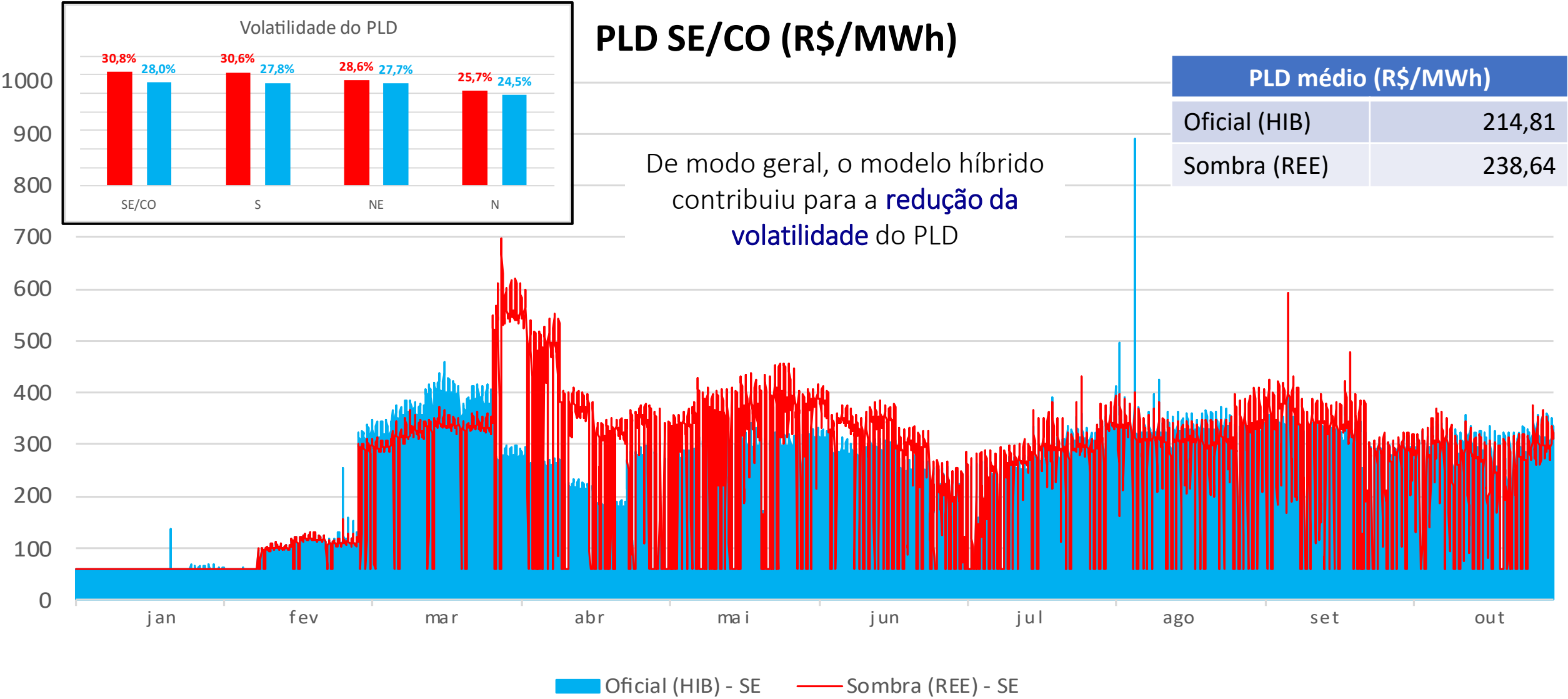
- A habilitação dos cortes evitou a ocorrência de CMOs negativos (com a exceção de valores marginais de -0,01R\$/MWh)
- O PLD apresentou, em média, um redução de cerca de 0,11 R\$/MWh (0,07%), sendo que 99% dos casos apresentam variações pequenas no PLD horário (<5 R\$/MWh)
- Mesmo para os *outliers*, onde se observou variações expressivas de CMO, não foi identificada nenhuma inconsistência
- Os cortes de renováveis ocorreram em momentos de CMO em torno de 0
- O tempo computacional apresentou uma tendência de queda
- Após 2 reuniões com os agentes e coleta de contribuições, a habilitação da funcionalidade de cortes foi aprovada pelas comissões gestora e deliberativa e está sendo **aplicada desde o PMO de dezembro de 2025**



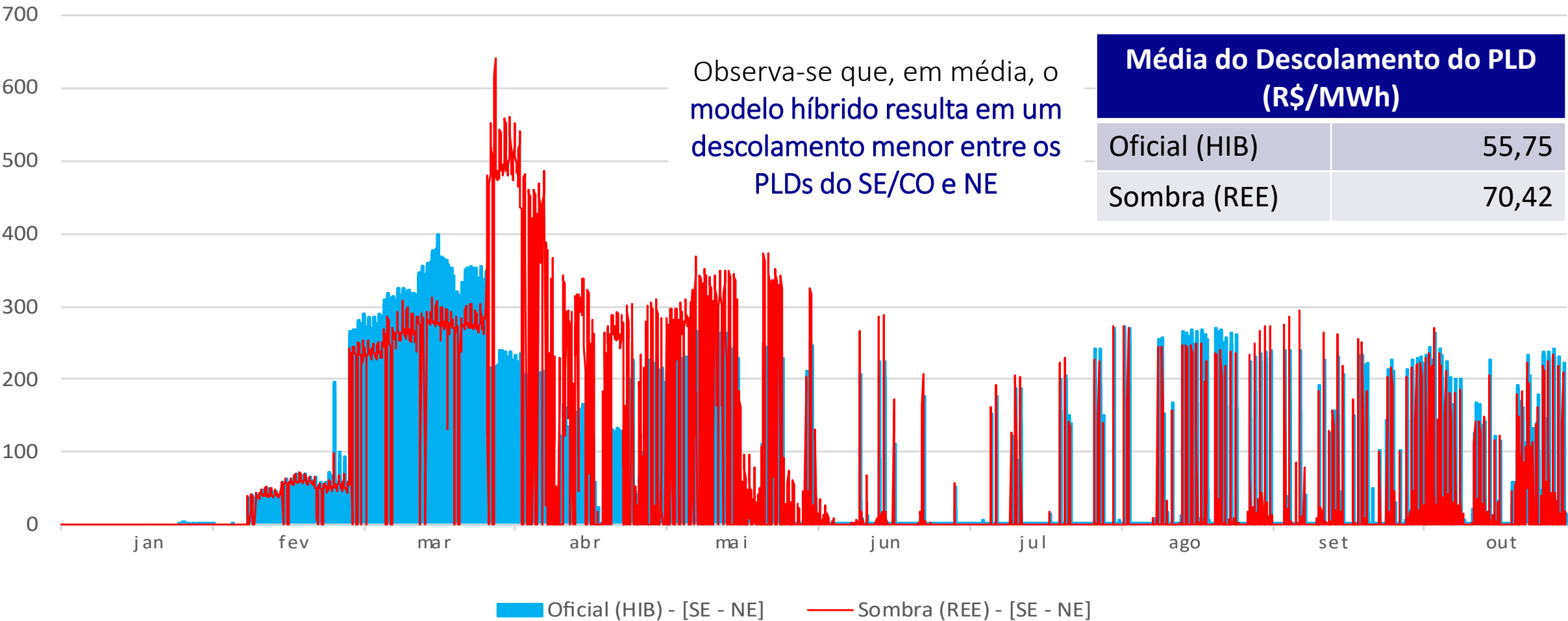
**97% das horas com diferenças entre -1 e 1
e 99% entre -5 e 5 R\$/MWh
(backtest de 01/07/24-30/06/25)**

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável
- Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos

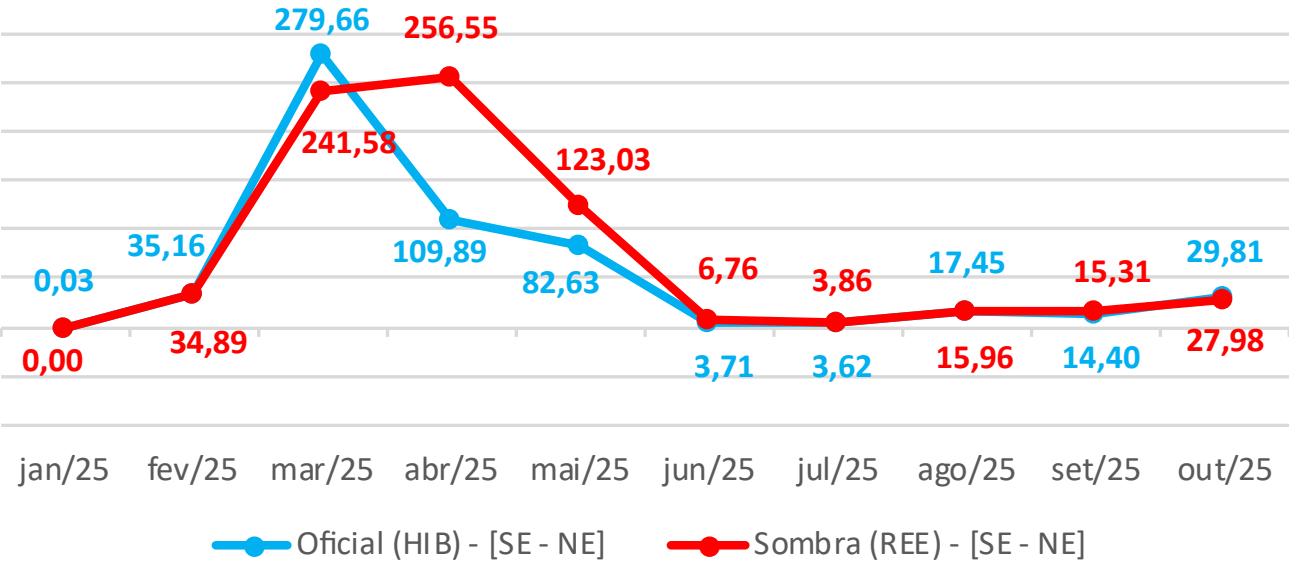




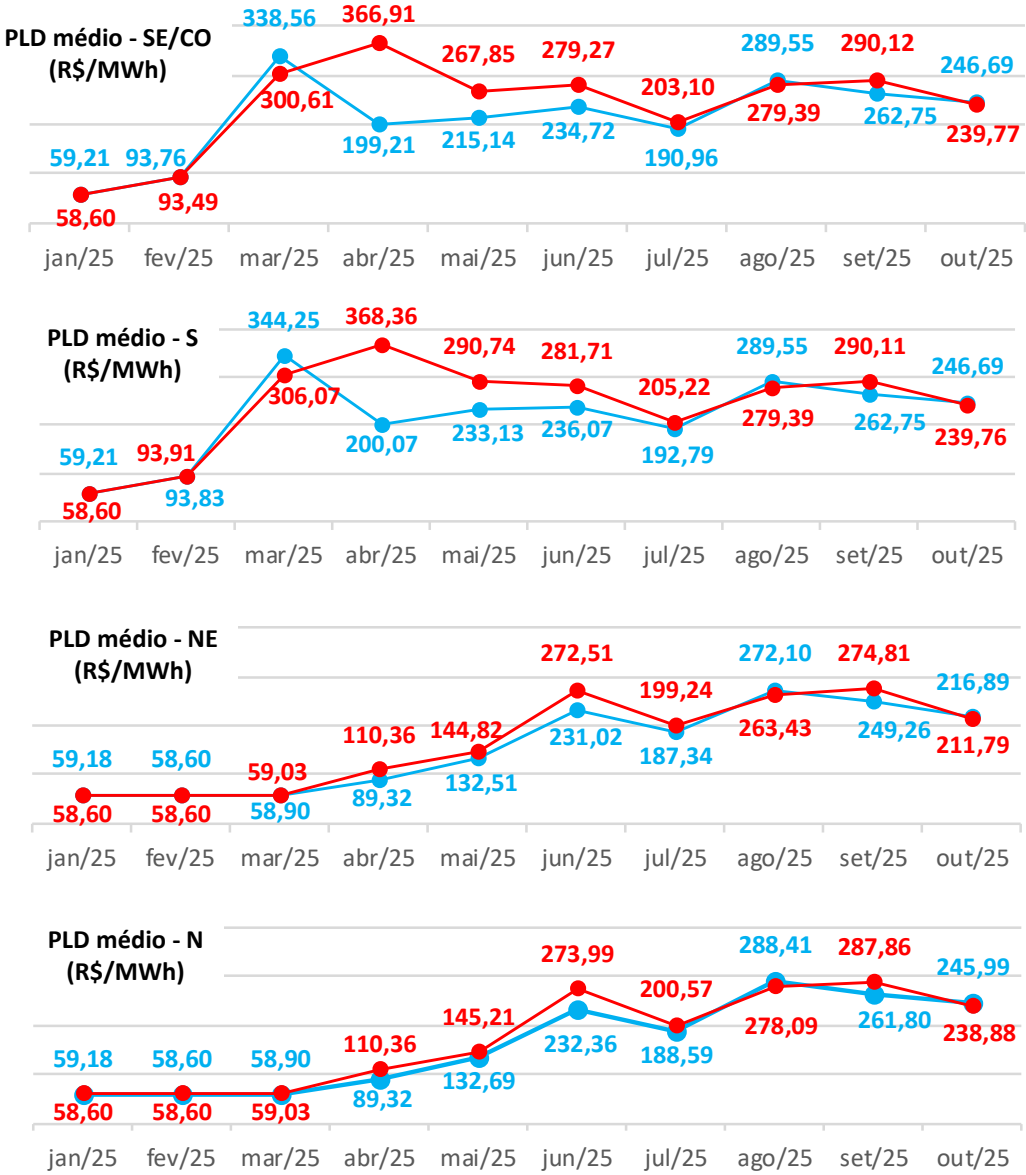
Descolamento entre PLD SE/CO e NE (R\$/MWh)

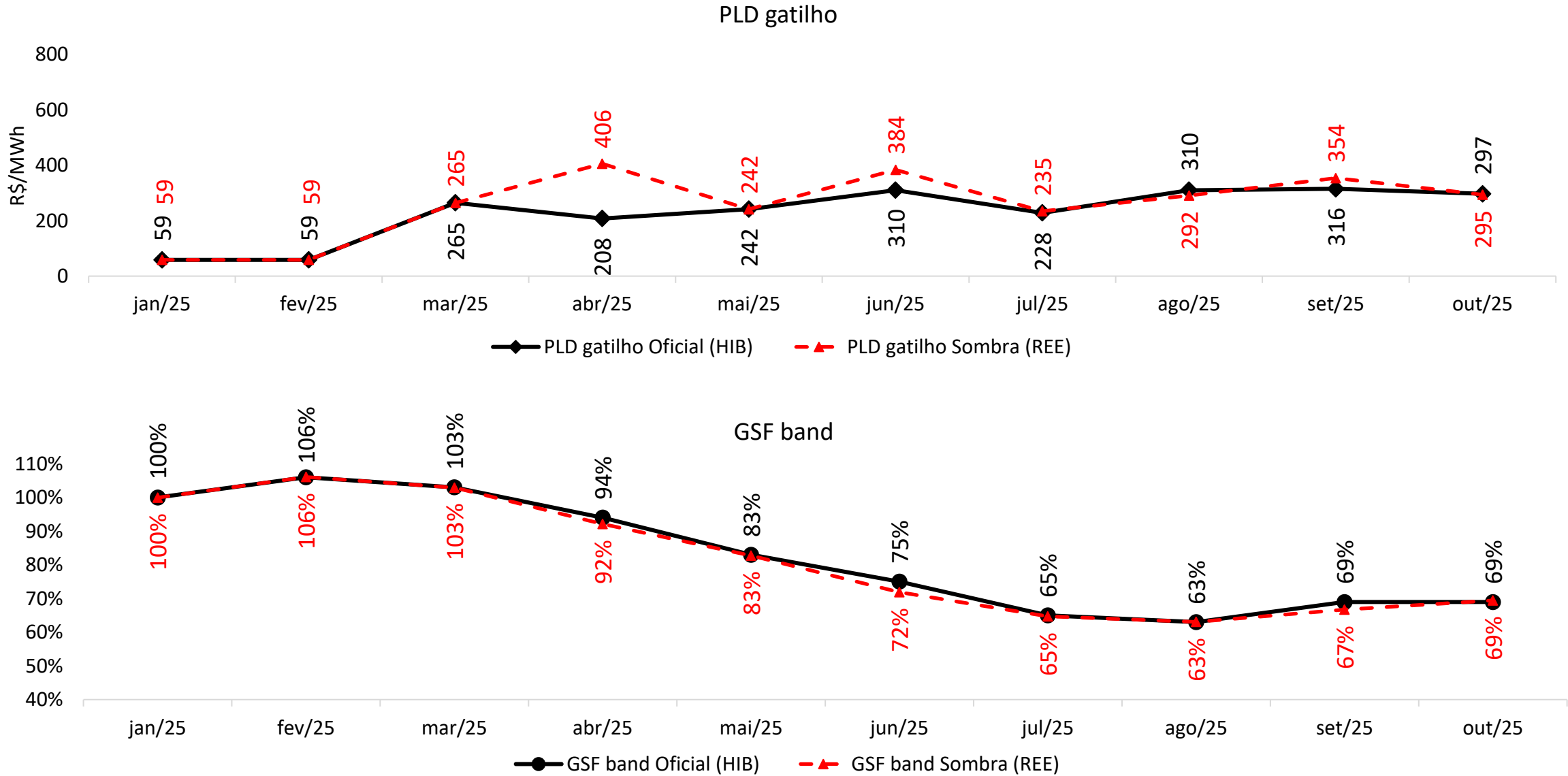


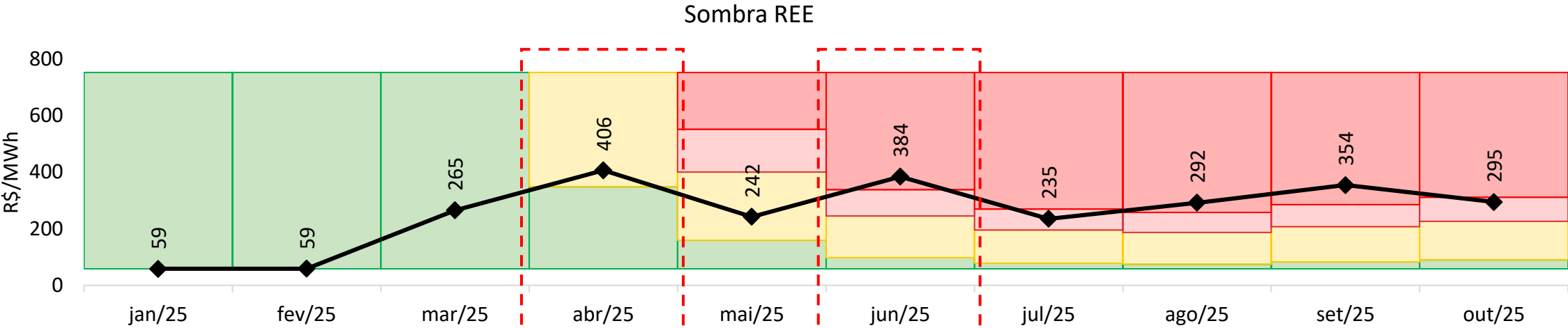
Média do descolamento entre PLD SE/CO e NE (R\$/MWh)



Observa-se que, em média, o modelo híbrido resulta em um descolamento menor entre os PLDs do SE/CO e NE

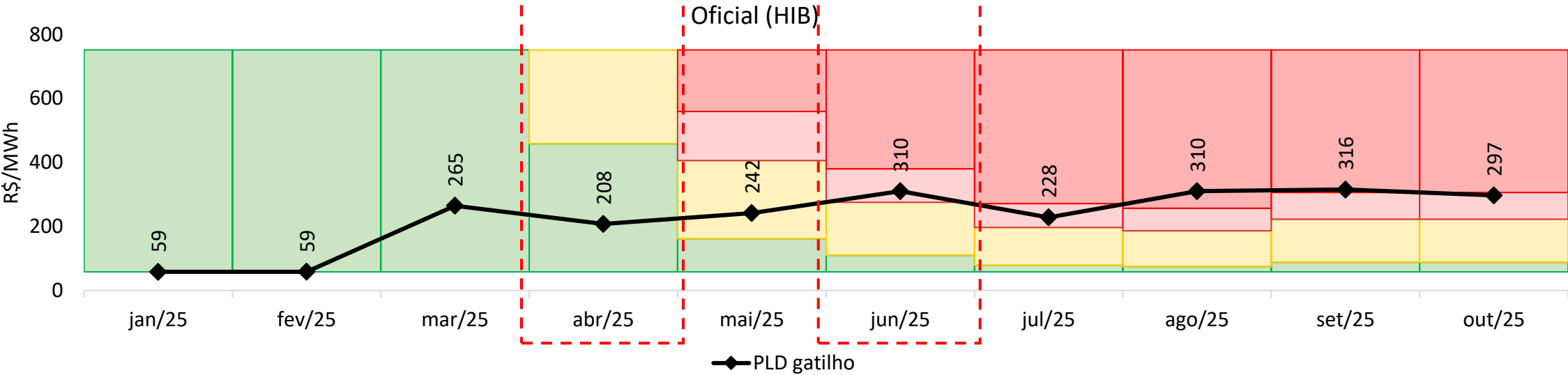






O NEWAVE REE indicaria bandeira **Amarela**
O NEWAVE Híbrido indicou bandeira **Verde**

O NEWAVE REE indicaria bandeira **Vermelha 1**
O NEWAVE Híbrido indicou bandeira **Vermelha**



2024 - Resultados apurados da contabilização sombra do MCP e análise de impactos do PLD calculado pelo NEWAVE Híbrido

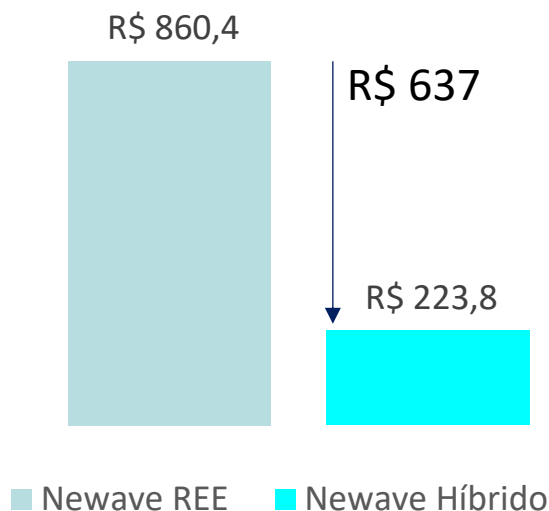
✓ [Agosto/24](#)

✓ [Setembro/24](#)

✓ [Outubro/24](#)

✓ [Novembro/24](#)

Pagamento de encargos (R\$ milhões)



Aumento nos recursos disponíveis para:

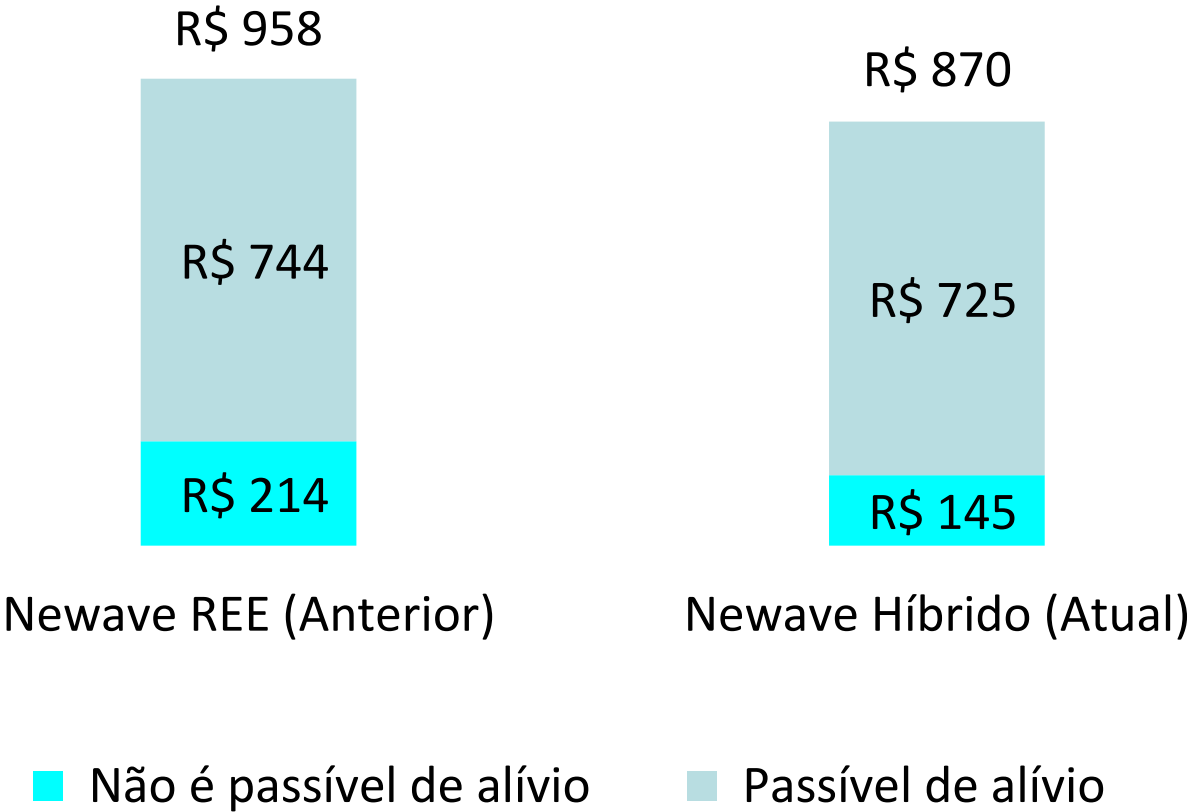
- Abatimento de ESS
- Alívio retroativo de encargos (em set/24 e out/24)
- Conta de excedente financeiro



Redução de R\$ 88 Mi em ESS apurados



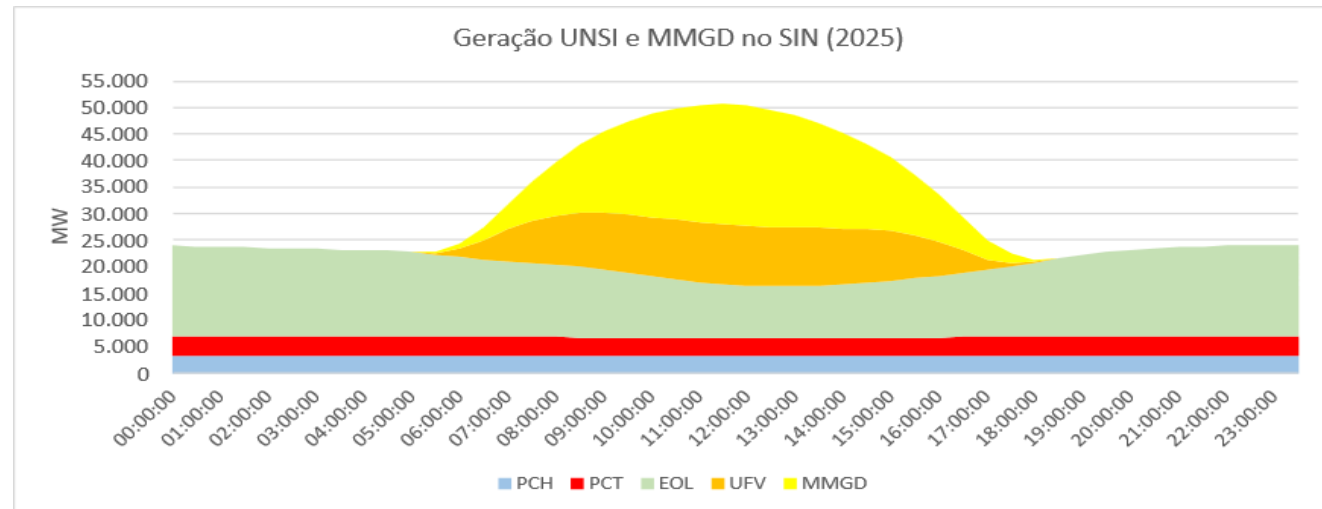
Aumento da adequabilidade do sinal econômico



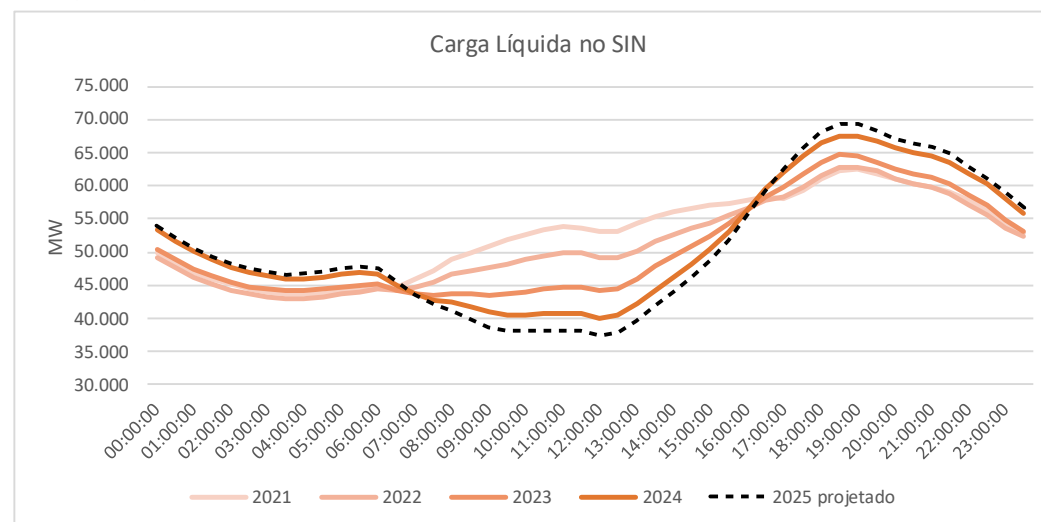
- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos

Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável

- Geração média horária de usinas não despachadas centralizadamente pelo ONS (inclusive MMGD) projetado para o ano de 2025.



- O reflexo do aumento dessas fontes renováveis tem sido observado na mudança do perfil da Carga Líquida total do sistema;
- O impacto da expansão de fontes não despachadas centralizadamente ao longo dos anos, majoritariamente geração eólica e solar, afeta diretamente a modulação diária da carga líquida no SIN*



Comportamento do PLD no Nordeste

- A geração **eólica no Nordeste** apresenta uma sazonalidade bem definida, com **valores reduzidos no trimestre de fevereiro a abril e picos no trimestre de julho a setembro**;
- Na maior parte do tempo, atua como exportador de energia;
- **No Nordeste: 88% do corte total** (99% do total de corte de geração eólica e 58% do corte de geração solar)¹.

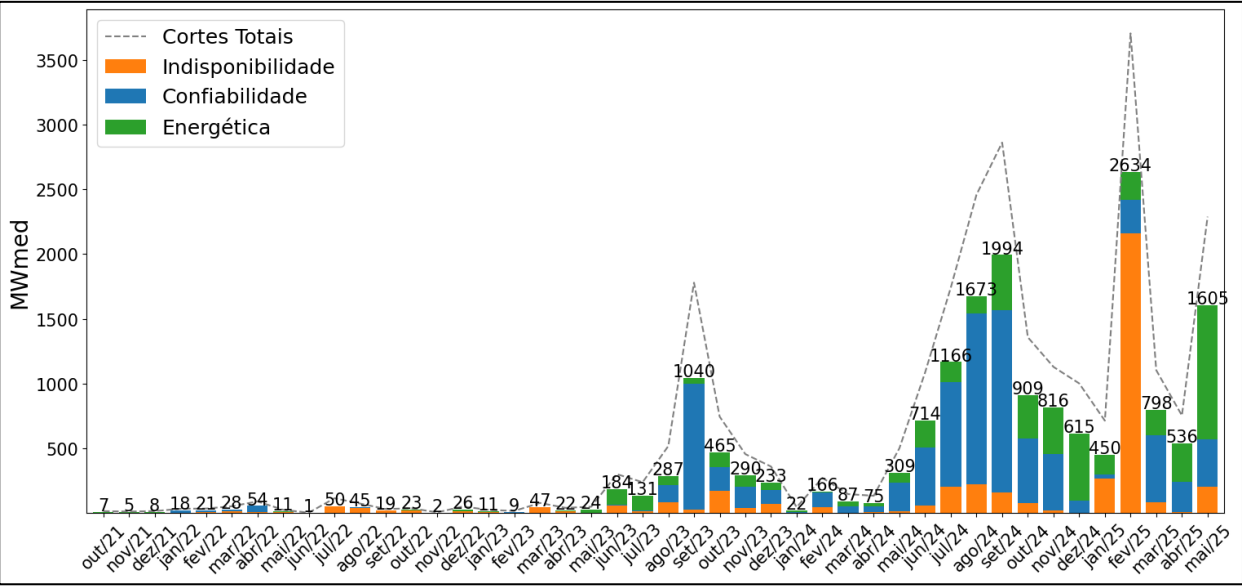
Classificação de *constrained-off* (REN ANEEL 1.030/2022)

- Razão de indisponibilidade externa:** motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas.
- Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica:** motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.
- Razão energética:** motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

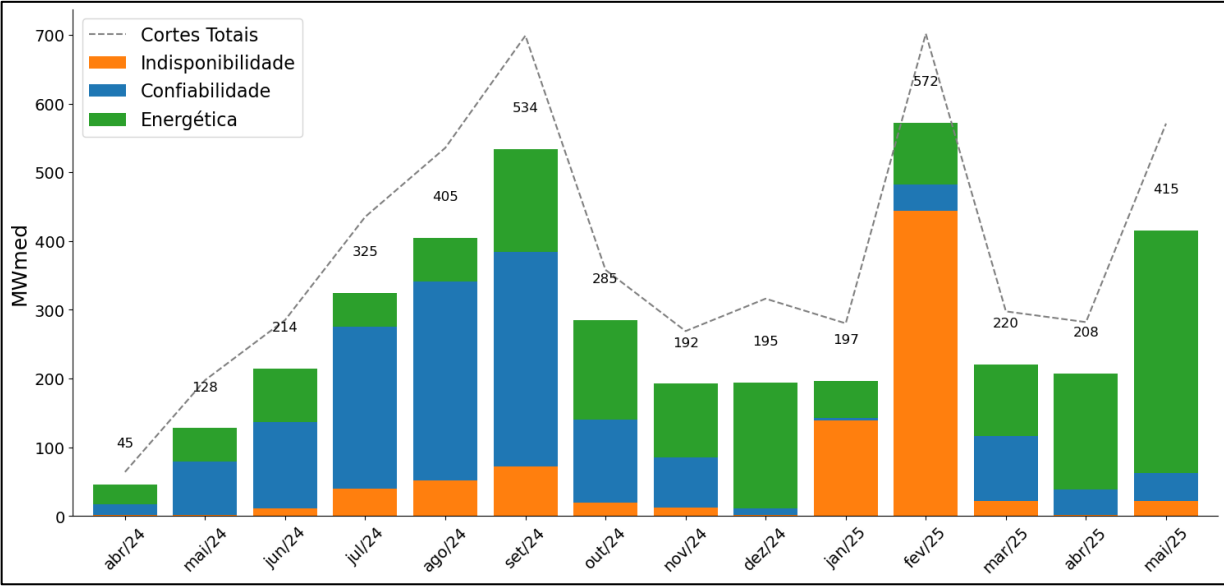
¹ De acordo com dados do ONS

- Volume energético de corte da geração no Nordeste

Eólica



Solar

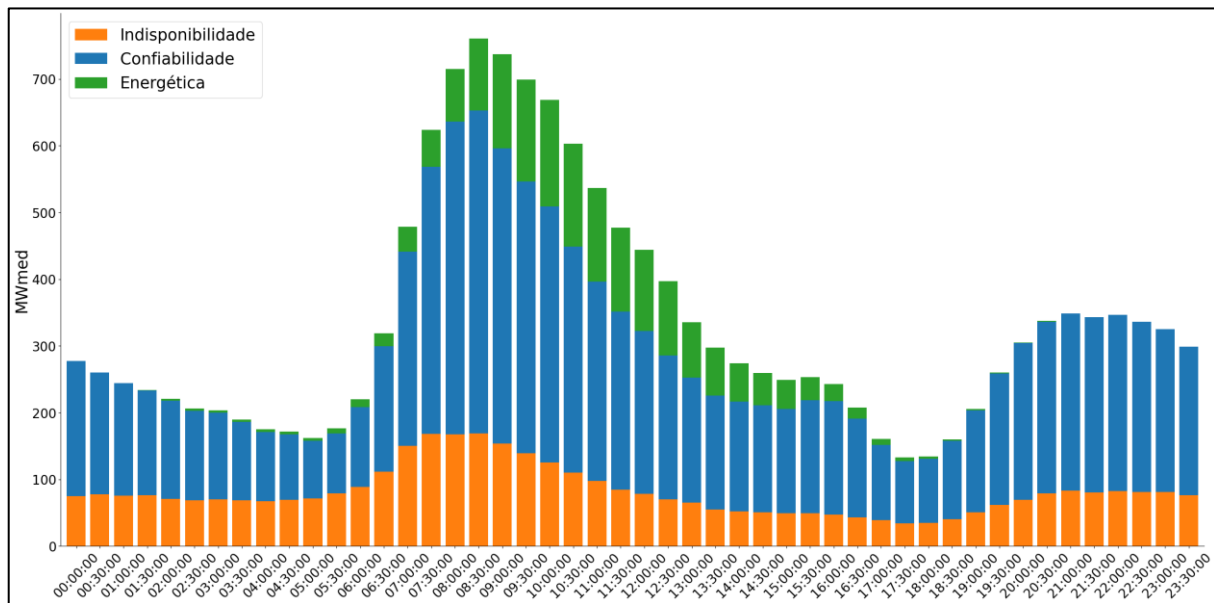


- Volume total de corte de geração por tipo de *constrained-off*

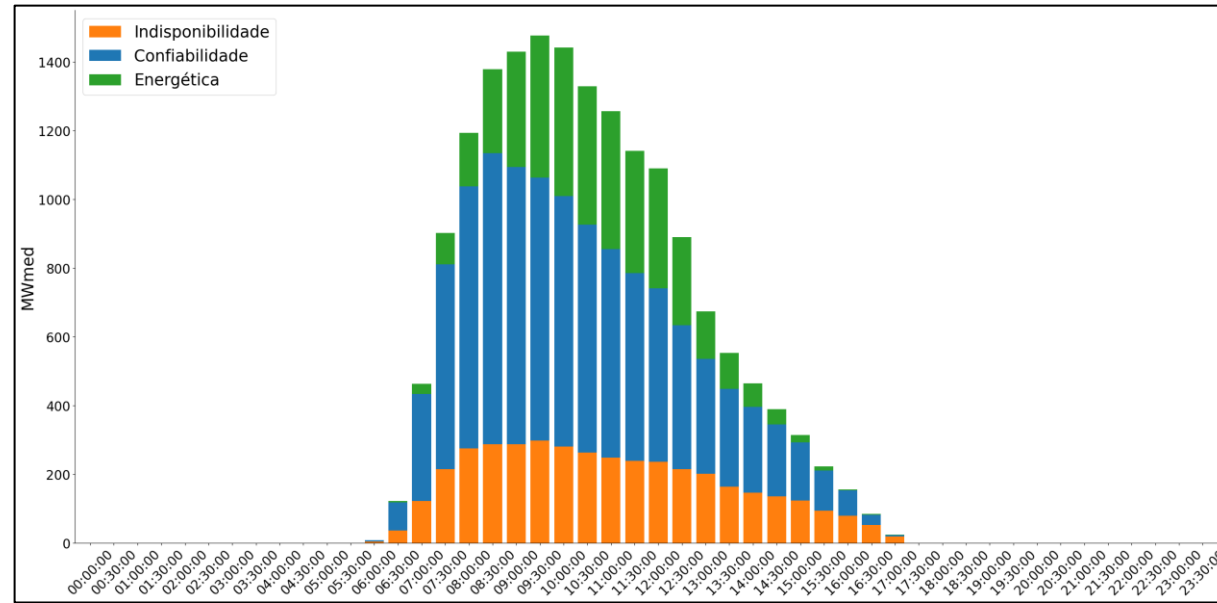
Razão do Corte	Eólica (MWm)	UFV (MWm)
Indisponibilidade	92,8	95,7
Confiabilidade	193,3	150,8
Energética	112,8	208,9
Total	398,9	455,4

- Perfil horário de corte de geração (dias úteis)

Eólica



Solar



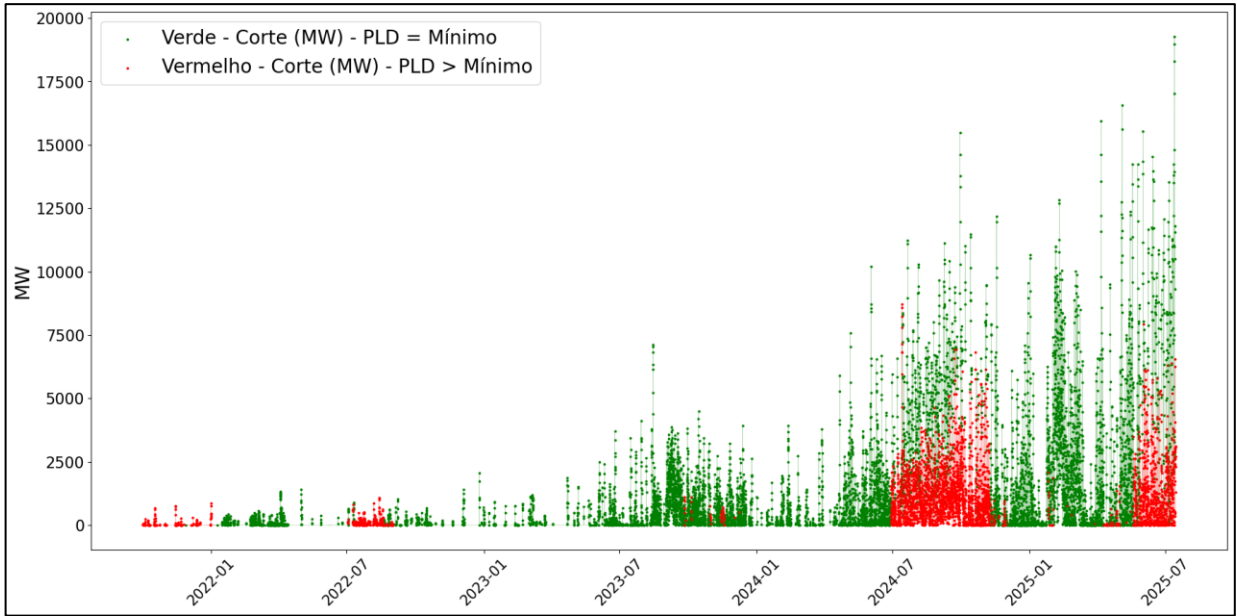
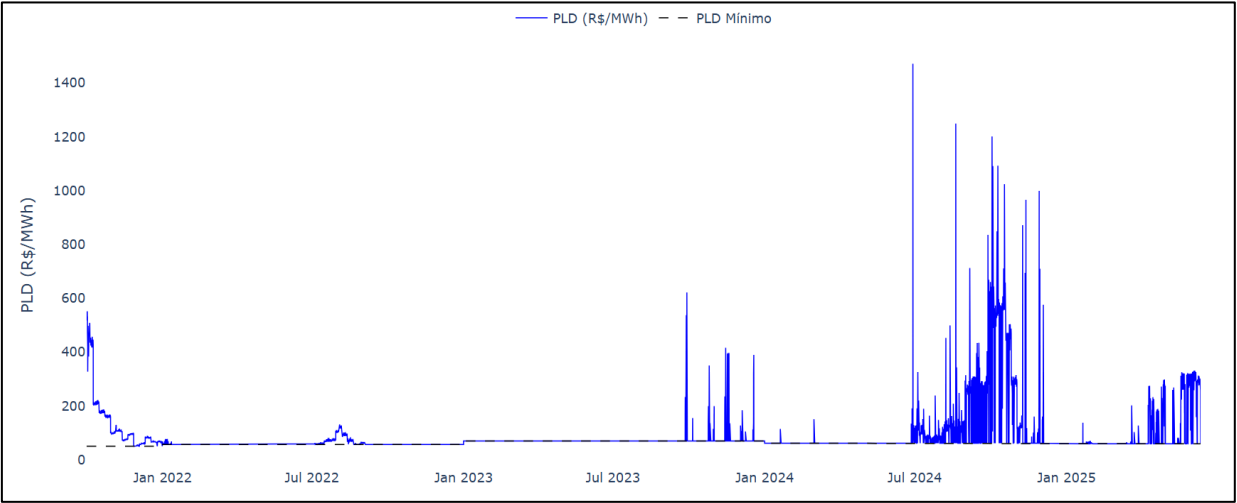
- Devido à carga mais baixa e elevada oferta, os maiores cortes de geração ocorrem no período entre 8h e 10h, com predominância da modalidade por confiabilidade;
- Os maiores cortes ocorrem no período da manhã, uma vez que a carga nesse período costuma ser mais baixa e a quantidade de geração solar é alta. Já durante a noite e a madrugada, observa-se um elevado volume de geração eólica, com destaque para os cortes também na modalidade por confiabilidade.

PLD do Nordeste X corte de geração (dados horários)

- Espera-se que os cortes de geração ocorram quando o PLD do Nordeste esteja no patamar mínimo, refletindo adequadamente a condição de excesso de geração neste submercado

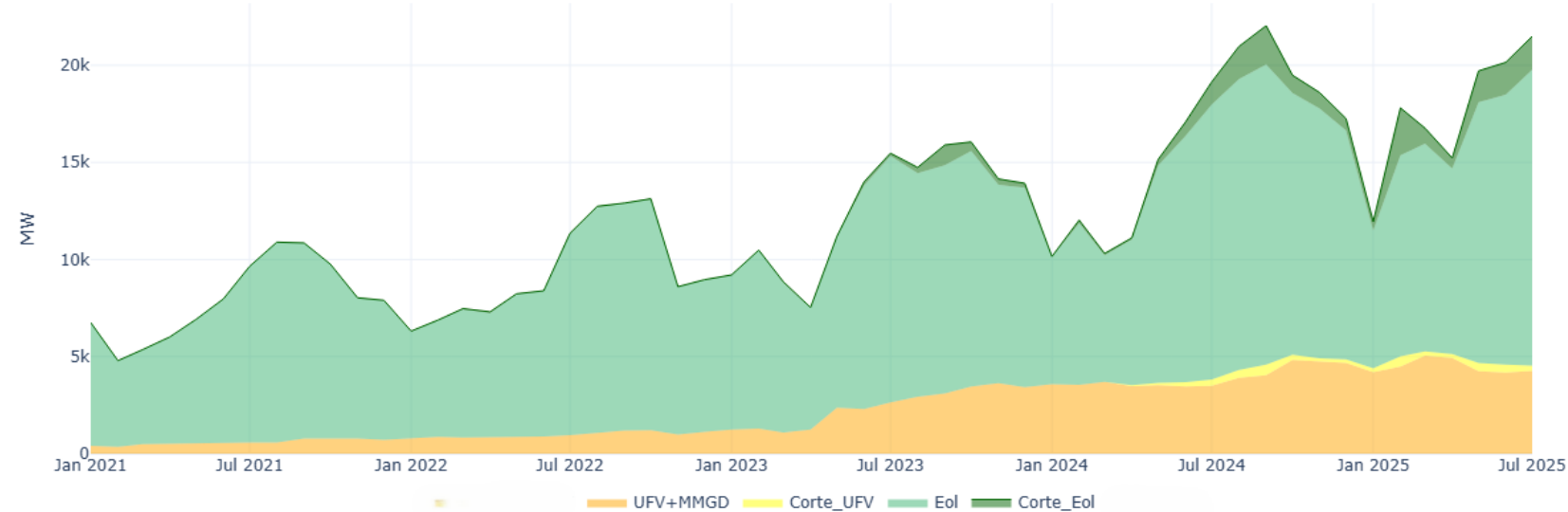
Razão do Corte	Total – TWh	Total quando PLDmín	Total PLD > PLDmín
Indisponibilidade	3,7	3,2 (87%)	0,5 (13%)
Confiabilidade	7,8	5,0 (64%)	2,8 (36%)
Energética	5,8	5,4 (92%)	0,5 (8%)
Total	17,4	13,6 (78%)	3,7 (22%)

- Fatores que influenciam na adequabilidade do sinal econômico do PLD em momentos de corte de geração
 - Desvios nas previsões de carga e de geração das fontes eólica e solar
 - Indisponibilidade externa: restrições de curta duração e, na maioria das vezes, associadas a restrições elétricas internas ao submercado
 - Confiabilidade: limitações do modelo DESSEM na representação de restrições de transmissão



Desacoplamento do PLD entre os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

- Crescimento expressivo da oferta de geração eólica e fotovoltaica no Nordeste (acima do aumento da carga e da ampliação dos limites de transmissão)

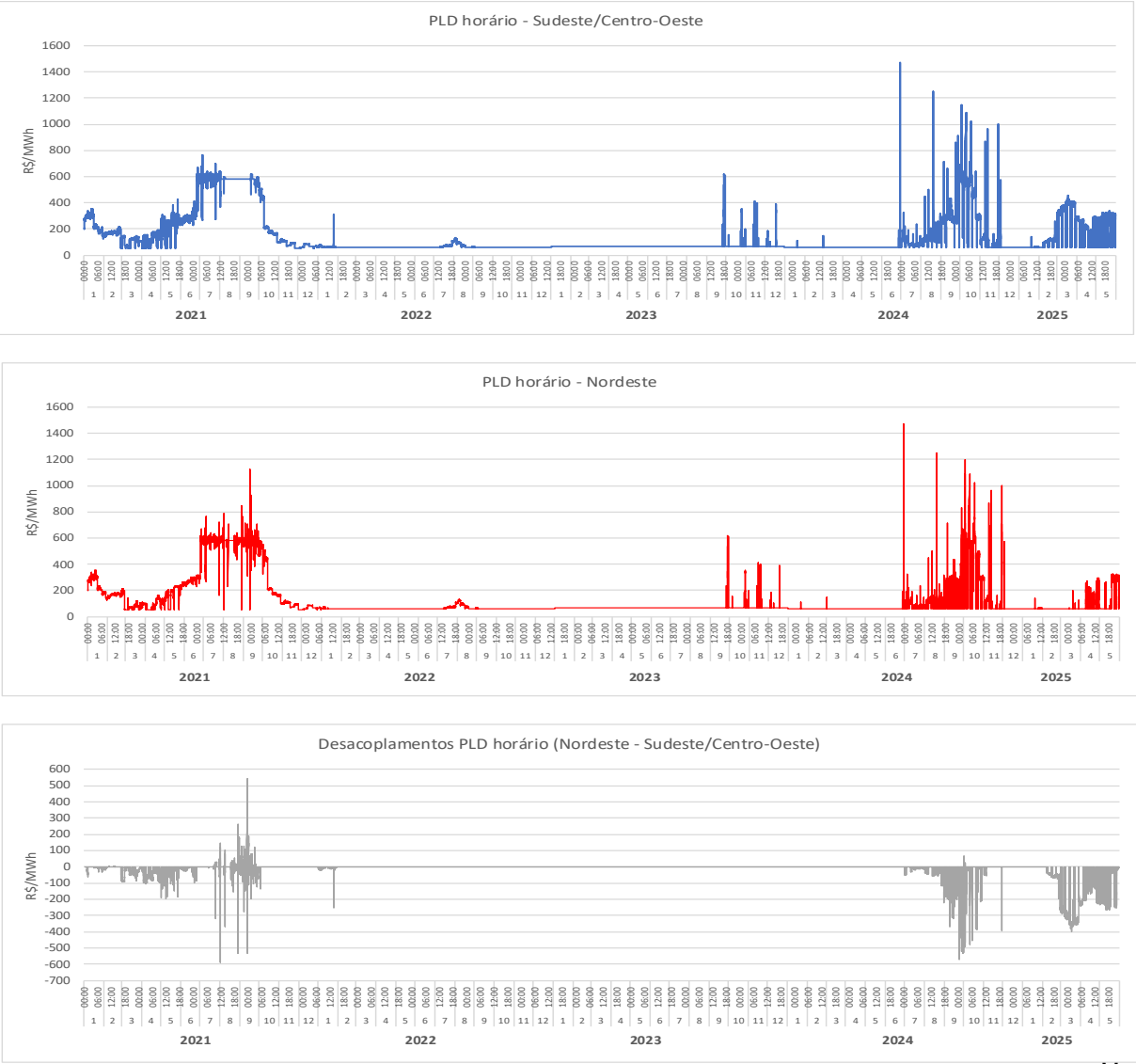


Ano	Hidrelétrica	Térmica	Fotovoltaica (+corte)	Eólica (+corte)	Oferta Total	Carga	Excedente
2021	3.197	3.033	597	7.310	14.137	11.398	2.739
2022	4.858	691	972	8.386	14.906	11.174	3.732
2023	4.024	541	2.395	10.230	17.191	12.115	5.075
2024	3.619	623	4.106	12.006	20.353	13.121	7.232
2025 (até jun)	3.539	336	4.847	12.087	20.809	13.476	7.333

Desacoplamento do PLD entre os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste

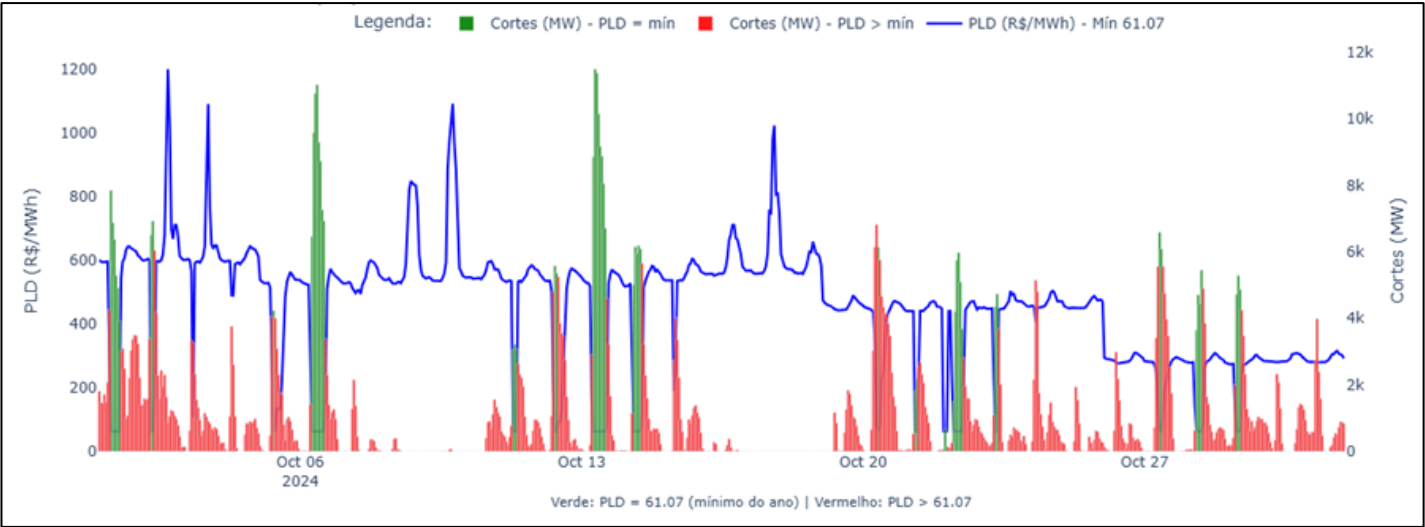
PLD médio anual	PLD SE/CO	PLD NE	Diferença (NE - SE/CO)
2021	280,50	269,87	-10,62
2022	59,05	58,56	-0,48
2023	72,16	72,16	0,00
2024	128,16	118,66	-9,51
2025*	180,55	82,09	-98,46
Média	144,08	120,27	-23,82

O fato de a geração eólica e solar estar concentrada no Nordeste e ser direcionada ao submercado de maior demanda do sistema, Sudeste/Centro-Oeste, a conjuntura de hidrologia do sistema brasileiro, carga, geração renovável e limite de transmissão do Nordeste faz com que sejam esperados desacoplamento de preços em algumas épocas do ano.



AVALIAÇÃO DO PLD ex-post: OUTUBRO 2024

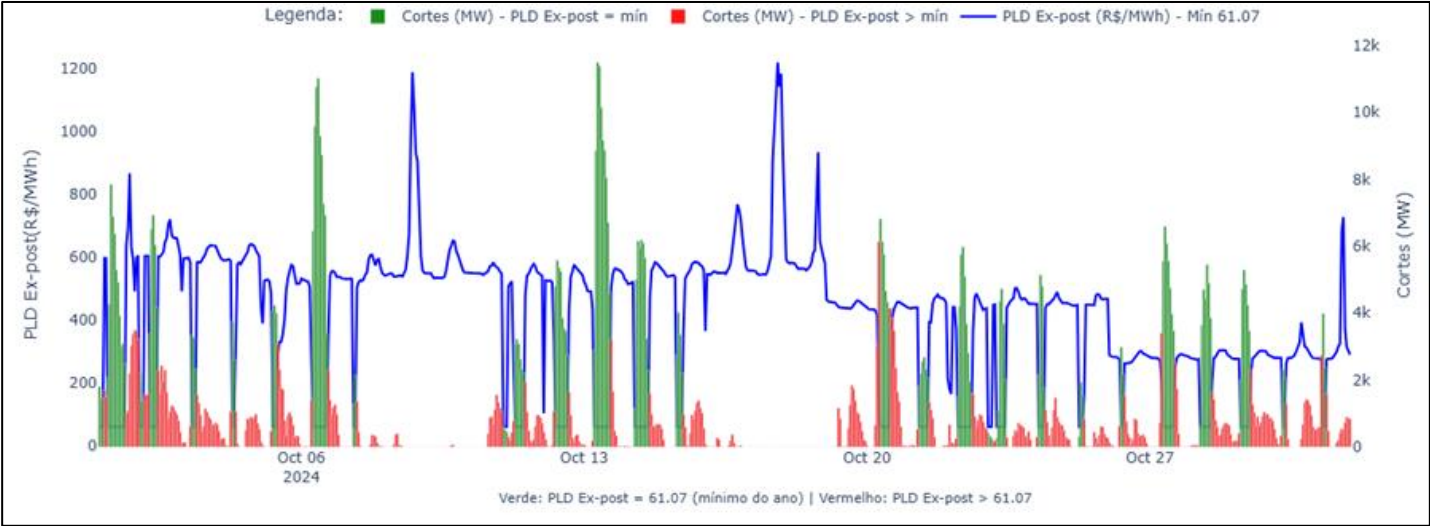
- PLD outubro 2024 x Cortes de geração



Razão do Corte	Corte total – GWh	Corte quando PLDmín	Corte quando PLD > PLDmín
Indisponibilidade	72,9	27,3 (37%)	45,6 (63%)
Confiabilidade	461,2	117 (25%)	344,2 (75%)
Energética	354,7	195,3 (55%)	159,4 (45%)
Total	888,8	339,6 (38%)	549,2 (62%)

AVALIAÇÃO DO PLD ex-post: OUTUBRO 2024

- PLD ex-post outubro 2024* x Cortes de geração

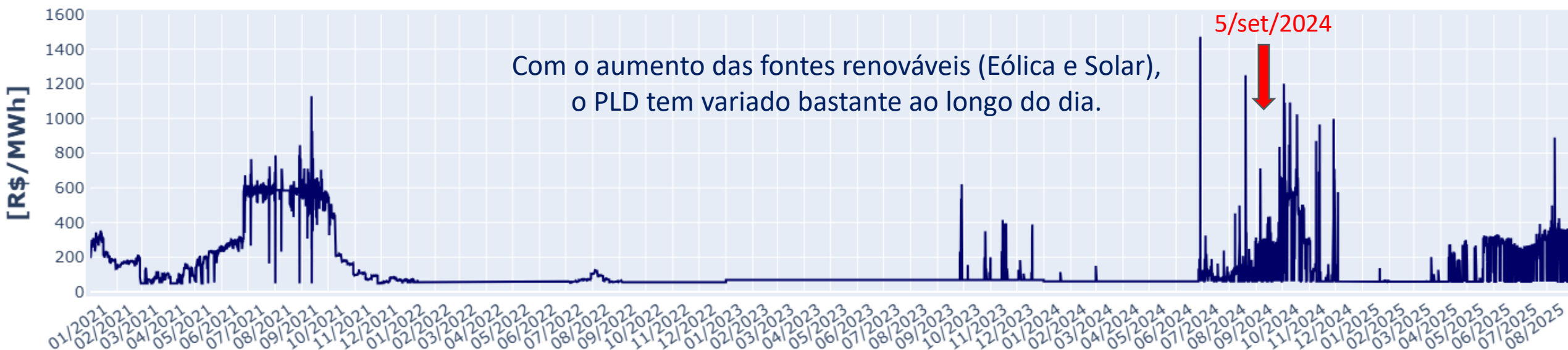


Razão do Corte	Corte total – GWh	Corte quando PLDmín	Corte quando PLD > PLDmín
Indisponibilidade	72,9	51,1 (70%)	21,8 (30%)
Confiabilidade	461,2	249,3 (54%)	211,9 (46%)
Energética	354,7	297,6 (84%)	57,1 (16%)
Total	888,8	598,0 (67%)	290,8 (33%)

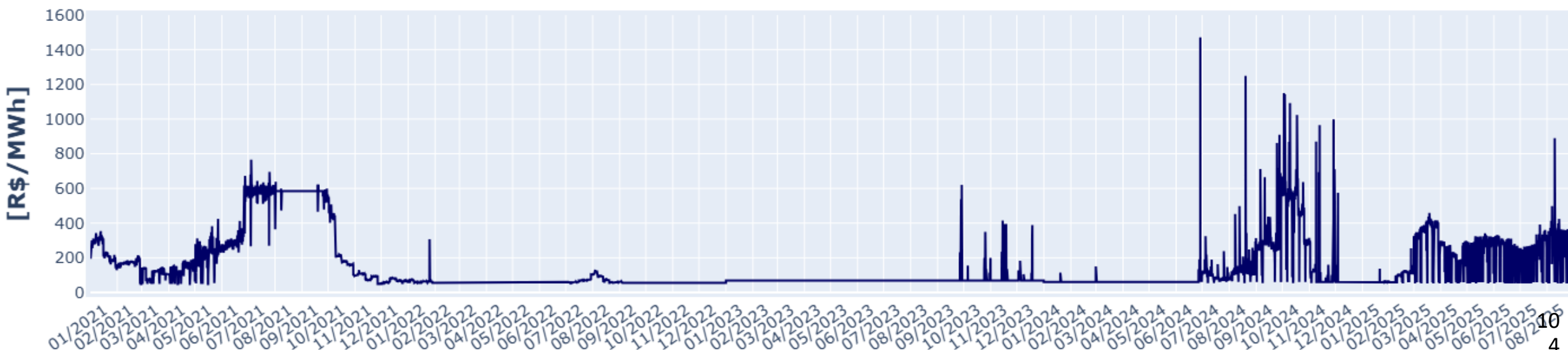
* Considera recurso energético total (geração verificada + cortes)

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
- Anexos

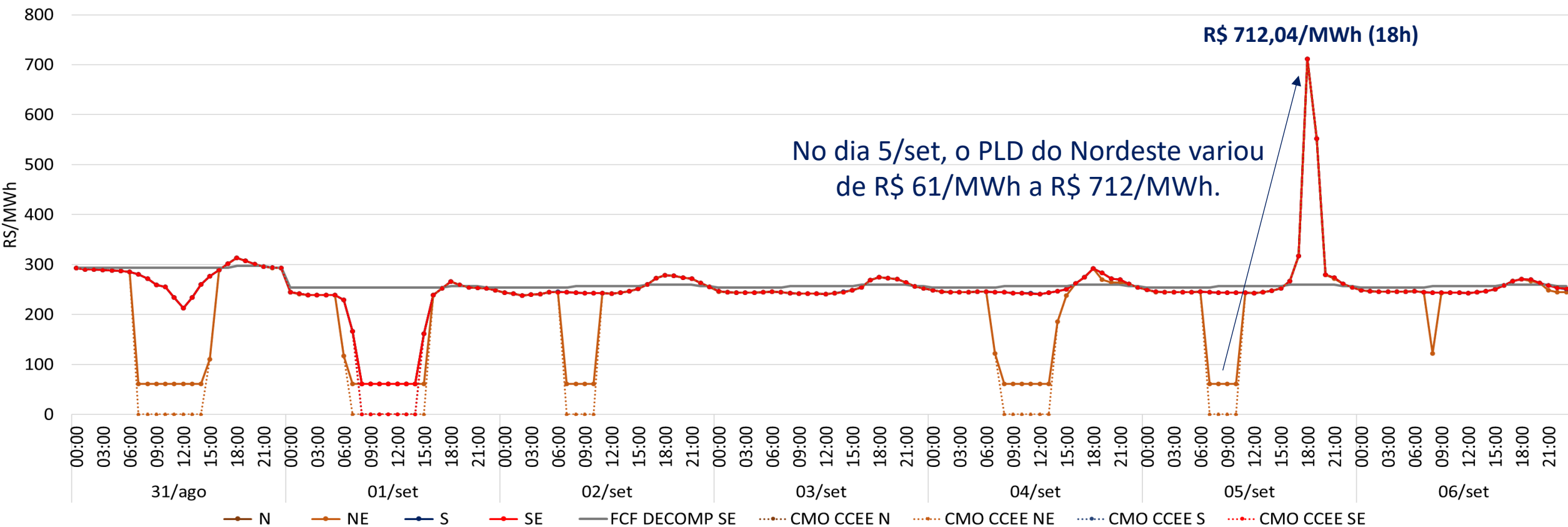
PLD - Nordeste



PLD - Sudeste

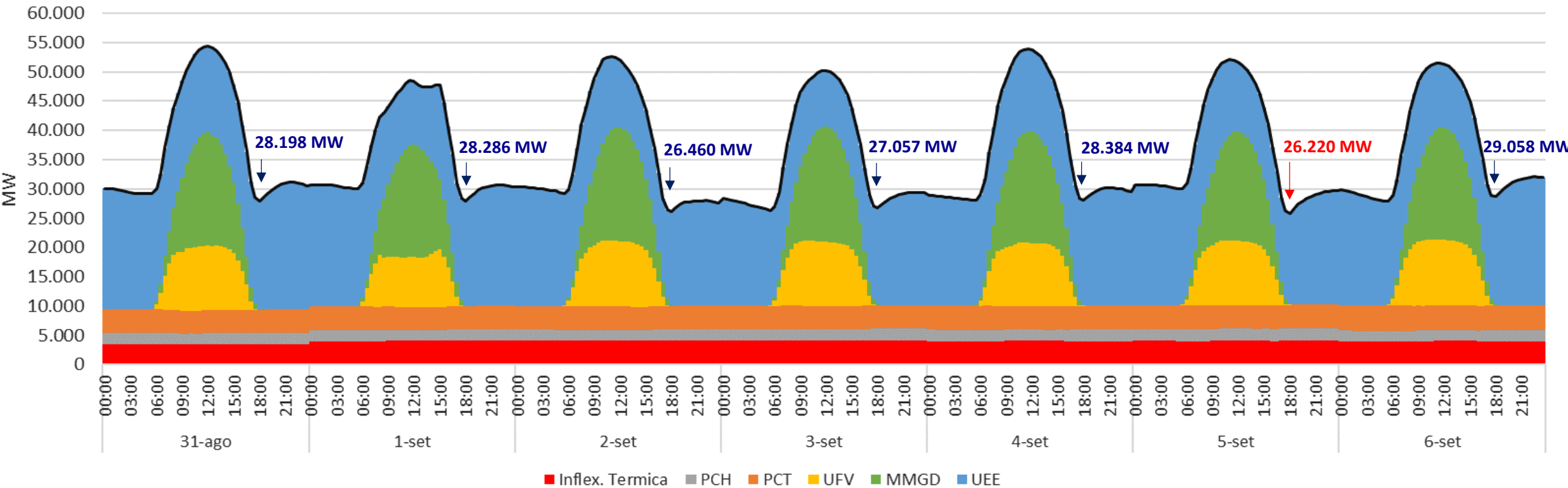


PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE/CO	261,81	248,61	251,16	712,04	61,07
S	261,81	248,63	251,18	712,04	61,07
NE	261,81	210,50	221,77	712,01	61,07
N	261,81	248,63	251,17	712,04	61,07

Geração compulsória do SIN: usinas sem despacho centralizado + MMGD + Inflexibilidade Termelétrica



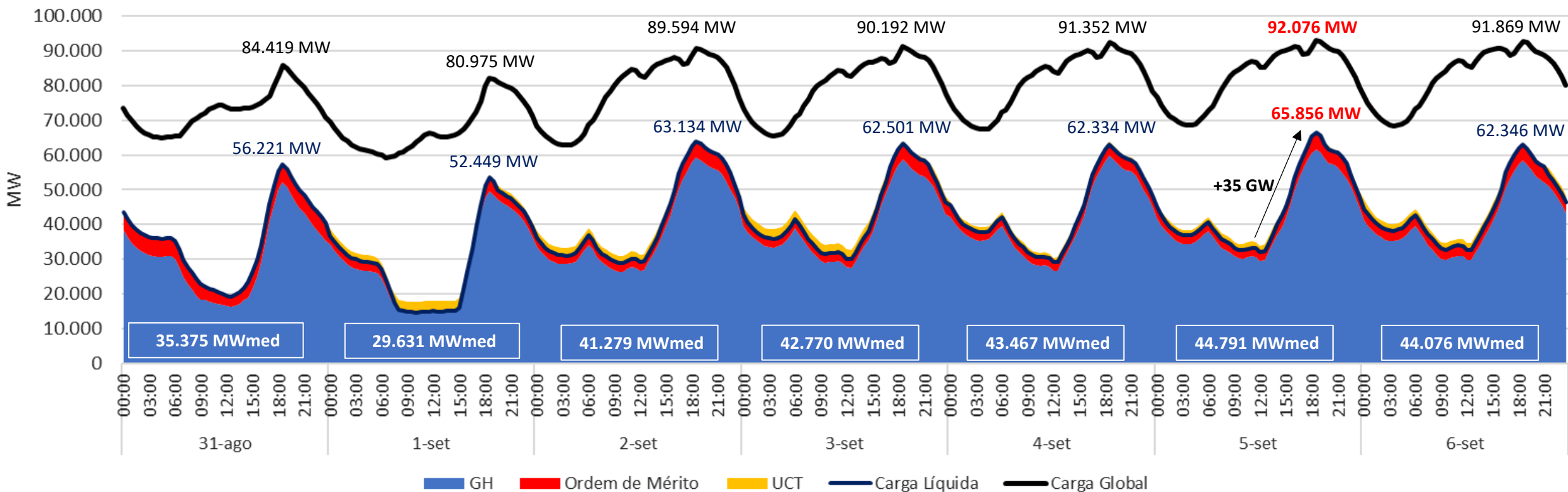
Geração de UNSI + MMGD [MWmed]						
PCH	PCT	UFV	UEE	MMGD	INFLEX UTE	Total
1.968	4.032	4.062	16.881	5.607	3.925	36.477
5%	11%	11%	46%	15%	11%	

Comportamento do PLD: 1ª semana operativa de setembro/2024

carga líquida do SIN

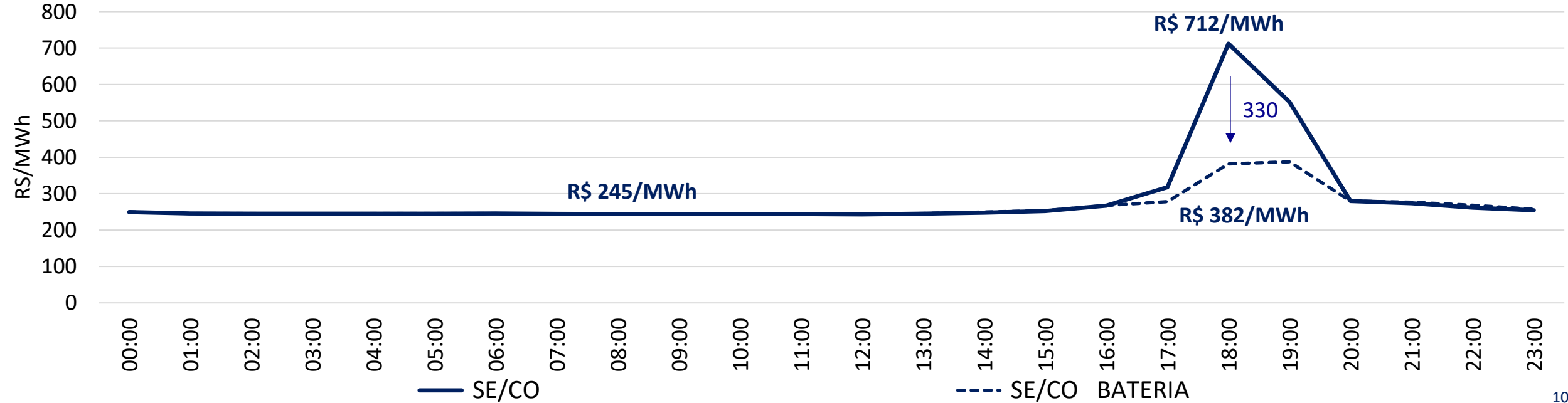
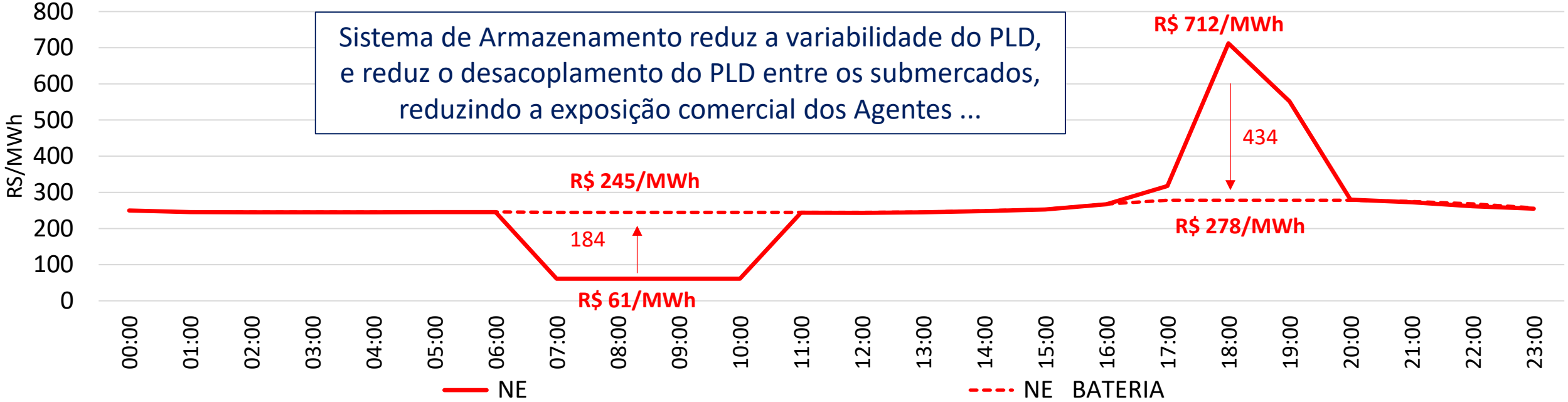
A parte do Consumo a ser atendido pelas usinas com despacho centralizado (Hidrelétricas + Termelétricas) define o comportamento do PLD.

A diferença entre o menor valor (às 12h) e o pico (às 18h) tem aumentado com o aumento das fontes renováveis, especialmente Solar.

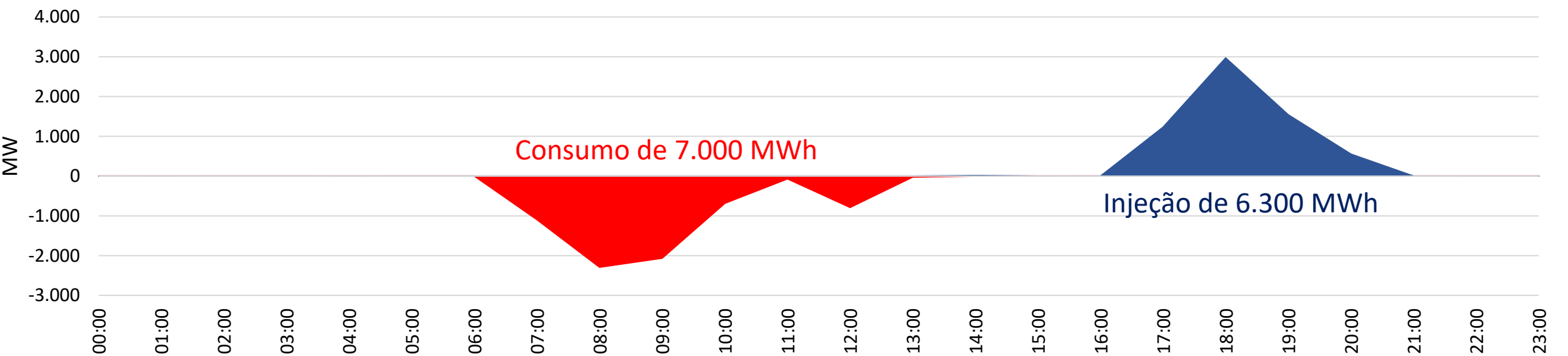


- Características do Sistema de Armazenamento considerado na simulação:
- Carregamento máximo: **7.000 MWh**
- Bateria de íon-lítio (Li-ion): **90% de eficiência** (perdas de 10%)
- Taxa de carregamento: **7.000 MWh/h**
- Taxa de descarregamento: **7.000 MWh/h**

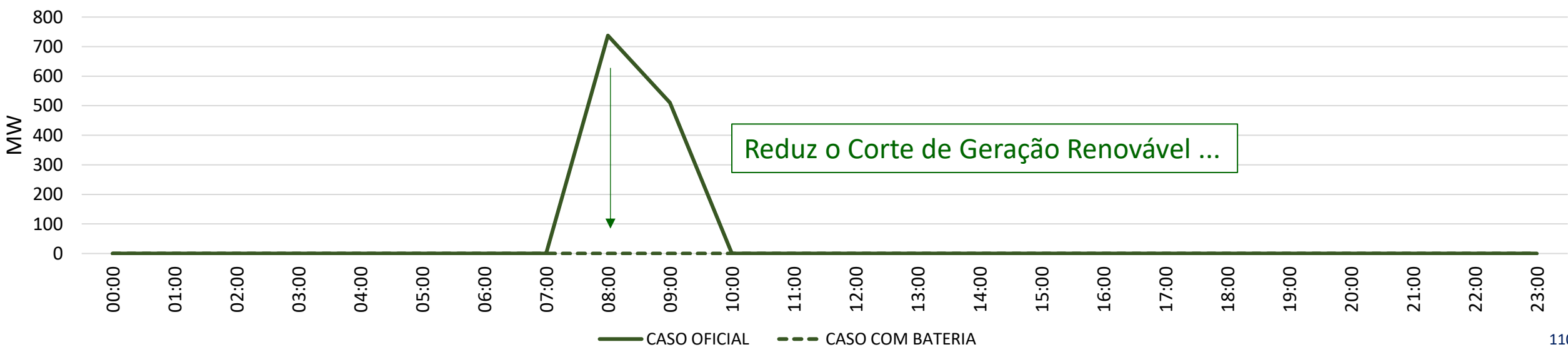




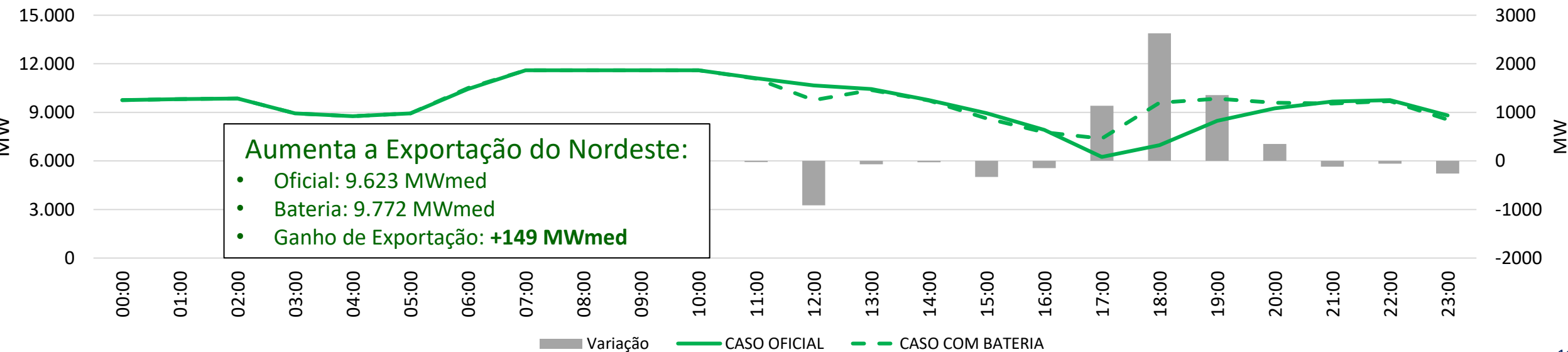
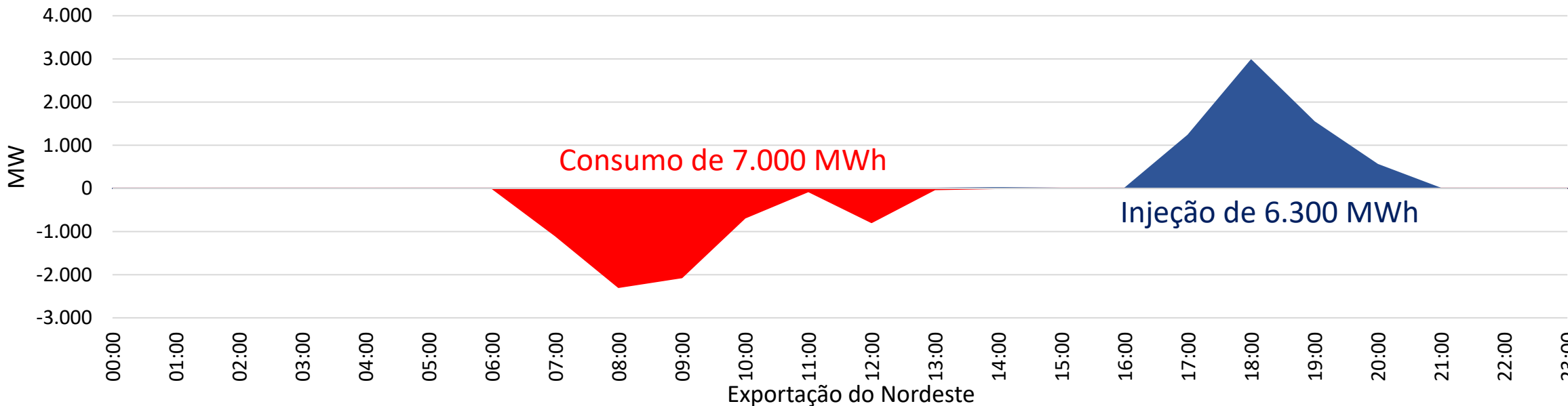
Sistema de Armazenamento - Carregamento/Descarregamento

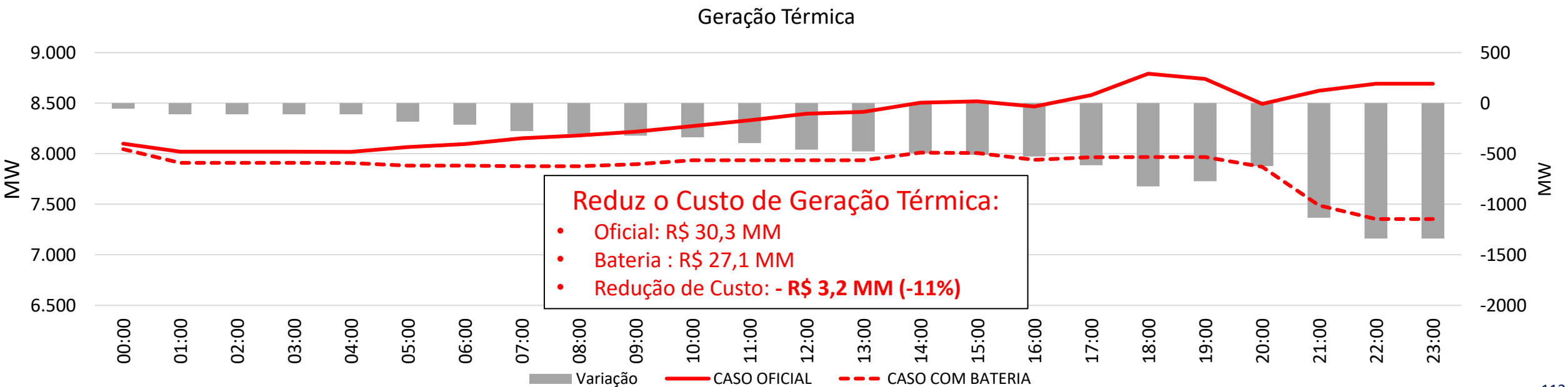
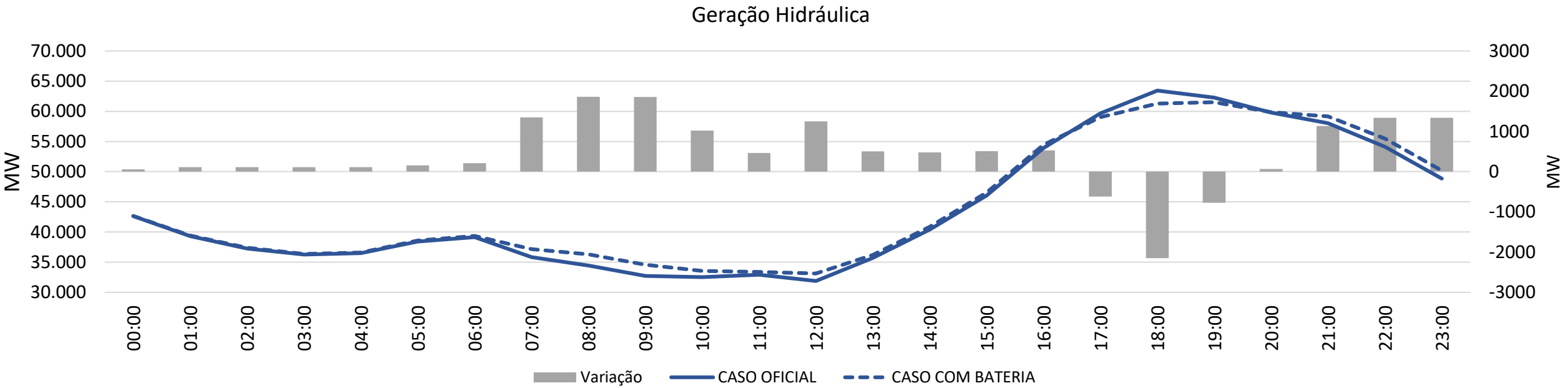


Corte de geração renovável indicado pelo DESSEM



Sistema de Armazenamento - Carregamento/Descarregamento





PRT MME 878/2025 (DOU: 10/11) → CP MME 202/2025: Consulta Pública referente às Diretrizes e Sistemática para a realização do **LRCAP de 2026 - Armazenamento.**

Período de contribuição: 20 dias, contados da data de publicação da referida PRT (**até 01/12/2025**)

Principais pontos:

- **Data de realização do leilão:** previsão para **abril/2026**
- **Produto negociado: Potência Armazenamento.**
 - **Início do suprimento:** 01/08/2028
 - **Período de suprimento:** 10 anos
- Consideração de **critérios locacionais para os sistemas de armazenamento em baterias**, com priorização de pontos de instalação que proporcionem benefícios elétricos adicionais ao SIN.
- A **energia** consumida e injetada pelos SAEs **será liquidada no MCP ao PLD**, e eventuais **diferenças serão destinadas ou custeadas pela CONCAP.**
- A **remuneração** será efetuada **por meio de Receita Fixa anual (R\$/ano)**, paga em doze parcelas mensais, **vinculada à potência efetivamente disponibilizada e sujeita a ajustes conforme o desempenho operativo**, cuja apuração será realizada em base mensal.
 - A **Receita Fixa deve considerar todos os custos e remuneração associados ao empreendimento**, bem como contemplar o atendimento aos requisitos técnicos estabelecidos pelo ONS e EPE, dessa forma, o **agente deve internalizar seus riscos**, a fim de evitar posteriores pleitos de reequilíbrio econômico-financeiro.

[PRT MME 878/2025](#) (DOU: 10/11): Consulta Pública referente às Diretrizes e Sistemática para a realização do **LRCAP de 2026 - Armazenamento**.

Período de contribuição: 20 dias, contados da data de publicação da referida PRT (**até 01/12/2025**)

Principais pontos:

- **Não serão habilitados tecnicamente pela EPE:**

- empreendimentos que não atendam às condições estabelecidas pela PRT MME nº 102/2016, e pelas Instruções complementares a serem publicadas pela EPE;
- sistemas de armazenamento com as seguintes características:
 - Custo Variável Unitário - CVU superior a zero;
 - disponibilidade de potência máxima inferior a 30 MW;
 - capacidade de operação contínua com disponibilidade de potência máxima inferior a 4h consecutivas;
 - eficiência de carga e descarga (*round trip efficiency*) seja inferior a 85%;
 - tempo máximo de recarga completa superior a 6h; e
- sistemas de armazenamento de energia que não atendam aos requisitos mínimos definidos na NT-ONS DPL 0111/2025, incluindo os requisitos de *grid-forming*.
- Os **CRCAPs** devem estabelecer que o vendedor não estará isento da obrigação de entrega da potência contratada, de modo que os dispositivos contratuais devem deixar explícita a **aplicação de penalidades** associadas a: (i) indisponibilidades superiores aos índices de referência informados no ato do cadastramento; (ii) descumprimento dos compromissos de entrega de disponibilidade de potência contratada; (iii) não atendimento ao despacho centralizado, tanto para a injeção de potência quanto para o carregamento.

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
 - Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
 - Projeção do PLD
 - Próximos Encontros do PLD
 - Anexos

 Chile	 Coreia do Sul	 El Salvador	 México	 Vietnã
Contabilização única	Contabilização única	Contabilização única	Contabilização dupla	Contabilização única
Ex-post	Ex-post	Ex-post	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte e Tempo Real)	Ex-post
 Colômbia	 Noruega	 Califórnia	 PJM	 Texas
Contabilização única	Contabilização múltipla	Contabilização múltipla	Contabilização dupla	Contabilização dupla
Ex-post	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte, Intradiário) e ex-post	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte, Intradiário e Tempo Real)	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte e Tempo Real)	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte e Tempo Real)
 MER	 Espanha	 Grã-Bretanha	 Nova Zelândia	 Brasil
Contabilização única	Contabilização múltipla	Contabilização múltipla	Contabilização única	Contabilização única
Ex-ante	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte, Intradiário) e ex-post	Ex-ante (Mercado do Dia Seguinte, Intradiário) e ex-post	Ex-post	Preço ex-ante e quantidade ex-post

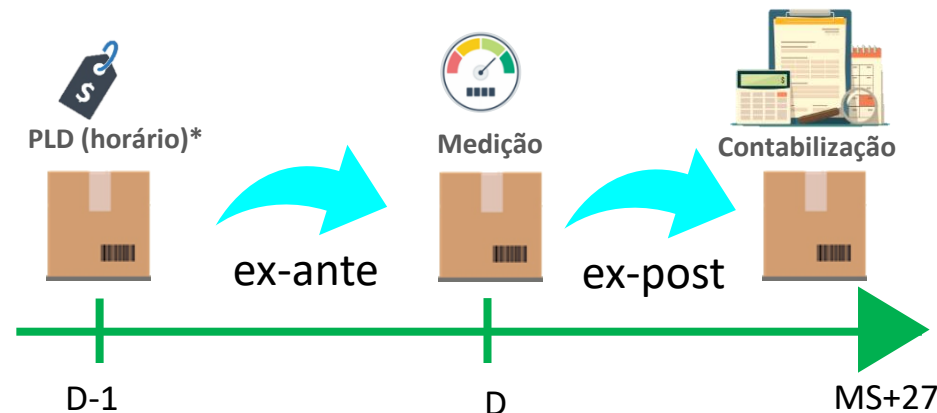
Mercados com formação de preço por custo

Mercados com formação de preço por oferta

Fonte: Projeto Meta II – Formação de Preços (2024) adaptado

- Além do **Brasil**, nenhum outro país apresenta **contabilização única** com **preço ex ante** e **quantidade ex post**.

Contabilização do MCP atual:



* Calculado com base em dados auditados e projeções realizadas pelo Operador Central.

LIQUIDAÇÃO vigente

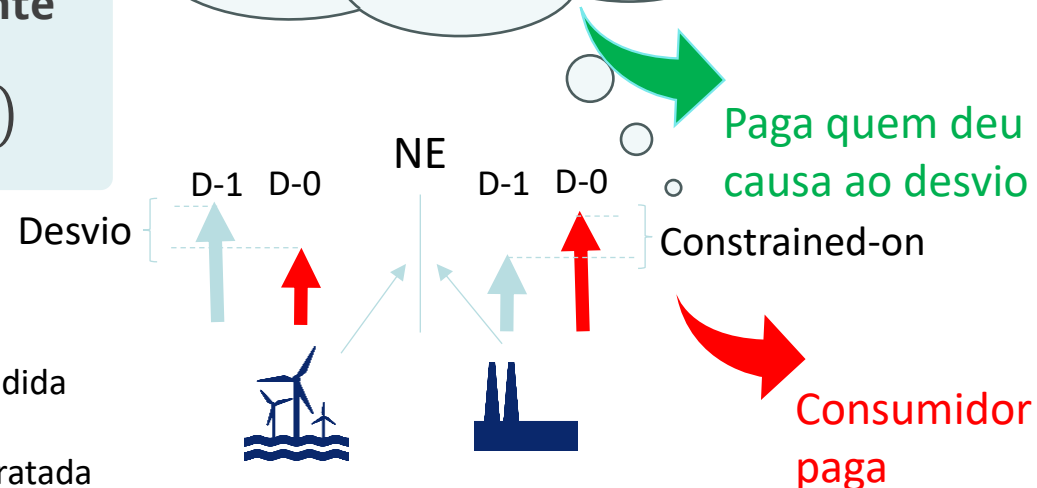
$$R = p^1 \cdot (q^2 - c)$$

Onde:

- R é a receita
- p^1 é o PLD ex ante
- q^2 é a quantidade medida (ex post)
- c é a quantidade contratada

Aprimoramento:

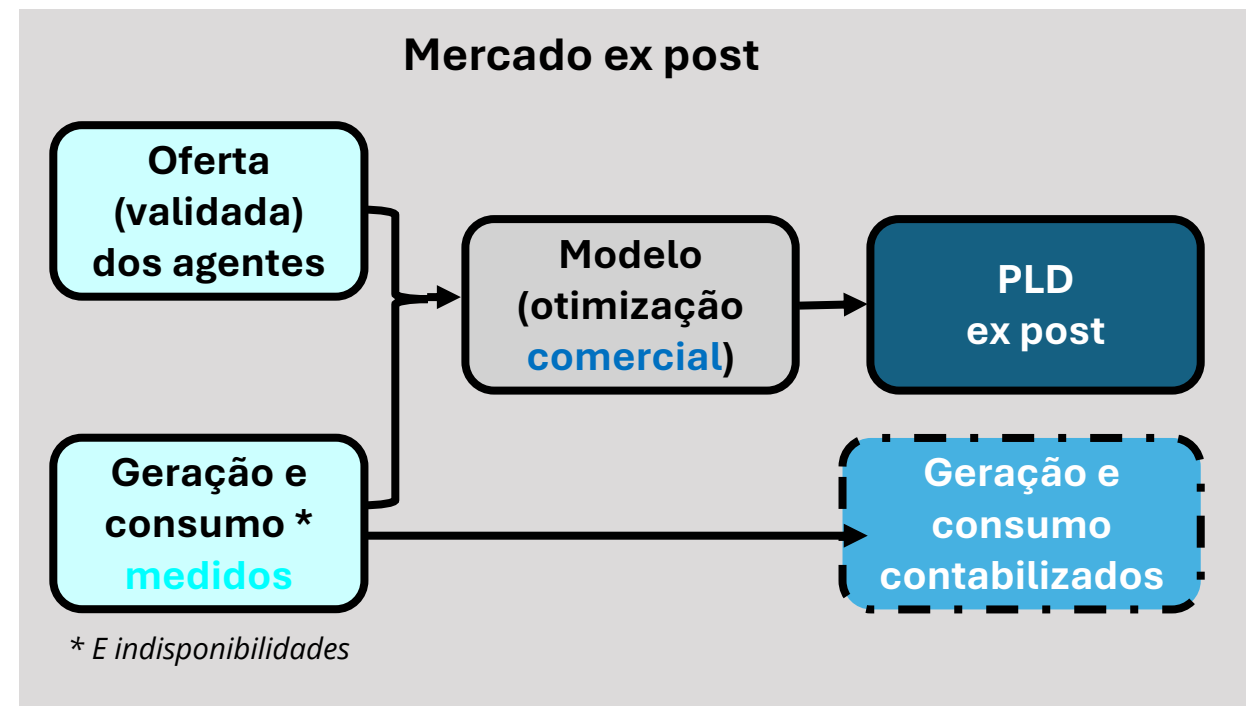
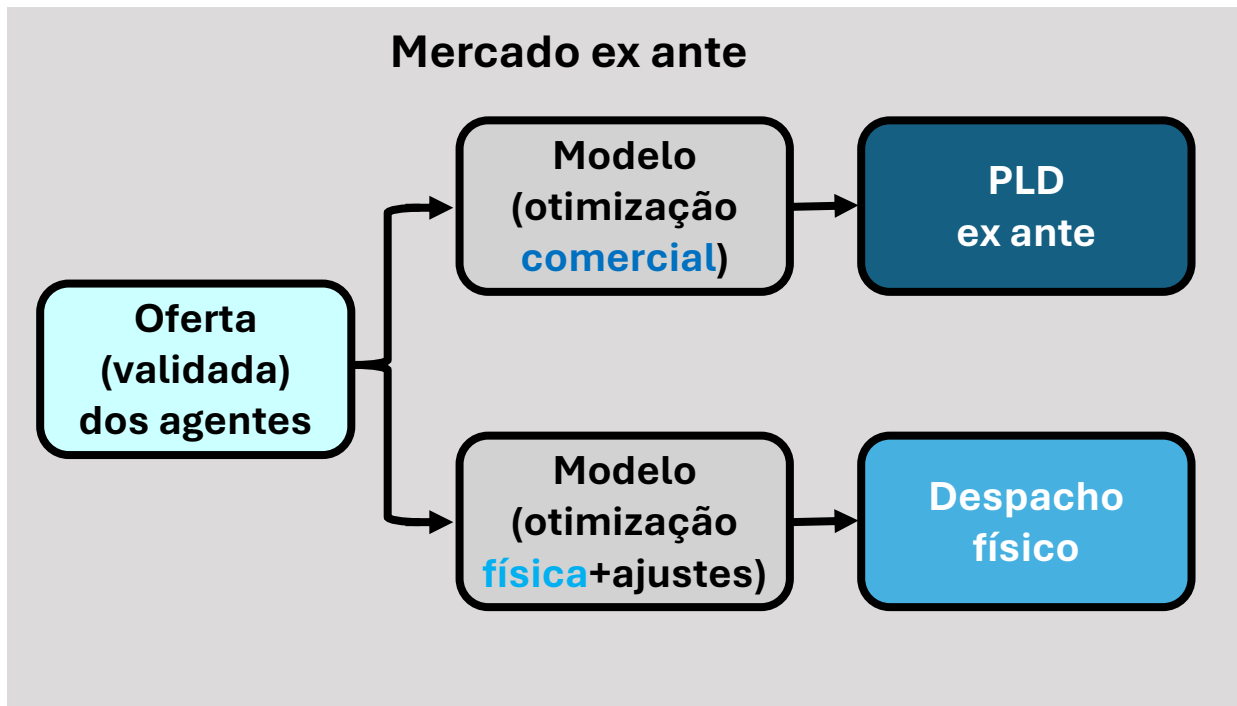
- Dupla contabilização



Aspectos que não contribuem para a eficiência econômica:

- A **adequabilidade do PLD ex-ante** (aderência a realidade operativa) depende da **acurácia das projeções**;
- Os **Agentes têm pouca participação** no processo de definição do PLD;
- Ausência de **incentivo econômico** (de mercado) para maior **acurácia das projeções**;
- **Responsabilização econômica insuficiente** dos Agentes que causam **desbalanço** energético na operação real;
- Agentes que **compensam** os desbalanços energéticos não são **devidamente remunerados**.

- Participação dos Agentes no mercado *spot* (descentralização do processo)
- Princípio do compromisso vinculante (Responsabilização e Reconhecimento)



CONTABILIZAÇÃO ex ante

$$R^1 = p^1 \cdot (q^1 - c)$$

Onde:

- R^1 é a receita ex ante
- p^1 é o PLD ex ante
- q^1 é a quantidade prevista (ex ante)
- c é a quantidade contratada

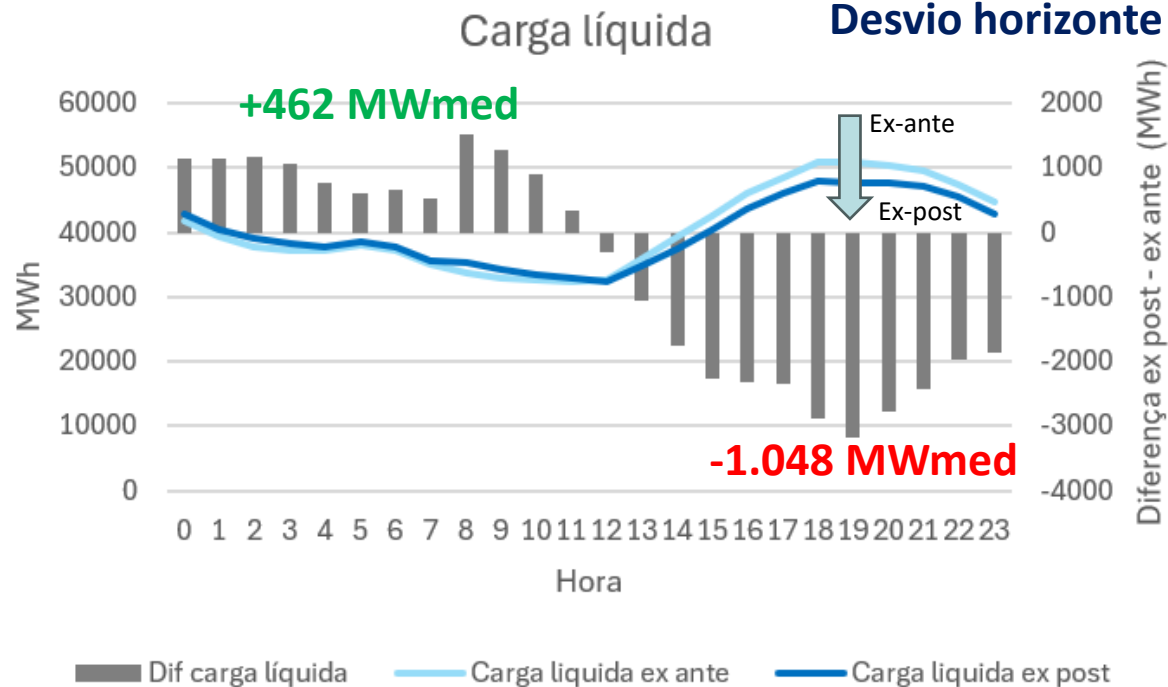
CONTABILIZAÇÃO ex post

$$R^2 = p^2 \cdot (q^2 - q^1)$$

Onde:

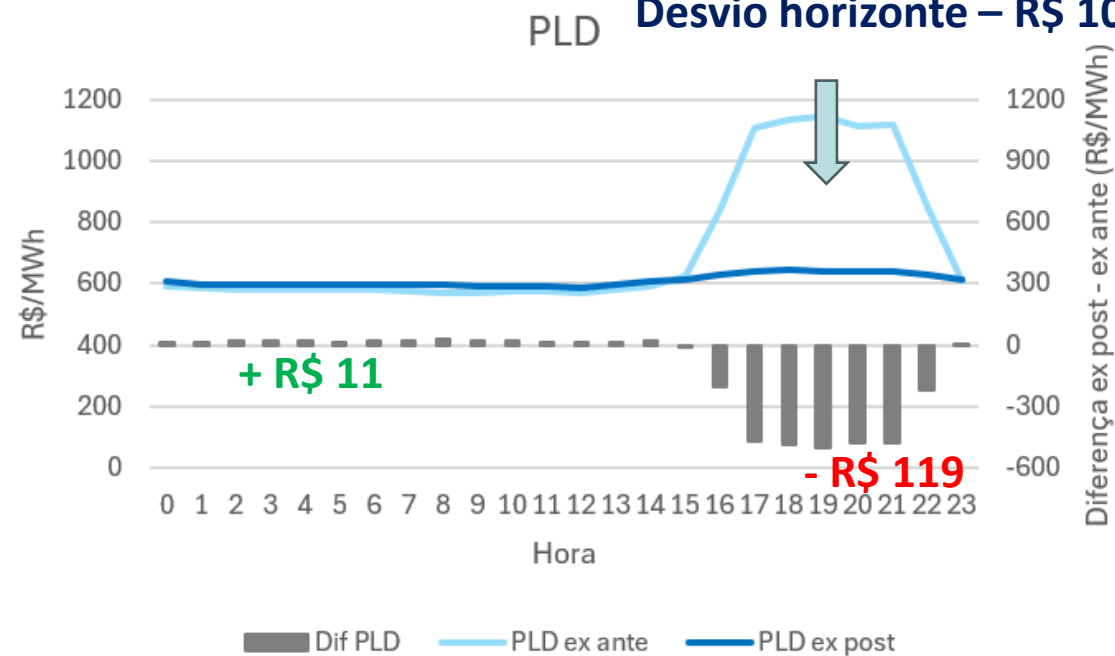
- R^2 é a receita ex post
- p^2 é o PLD ex post
- q^2 é a quantidade medida (ex post)
- q^1 é a quantidade prevista (ex ante)

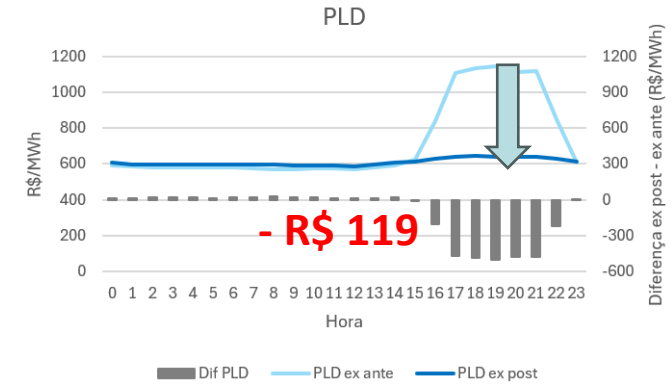
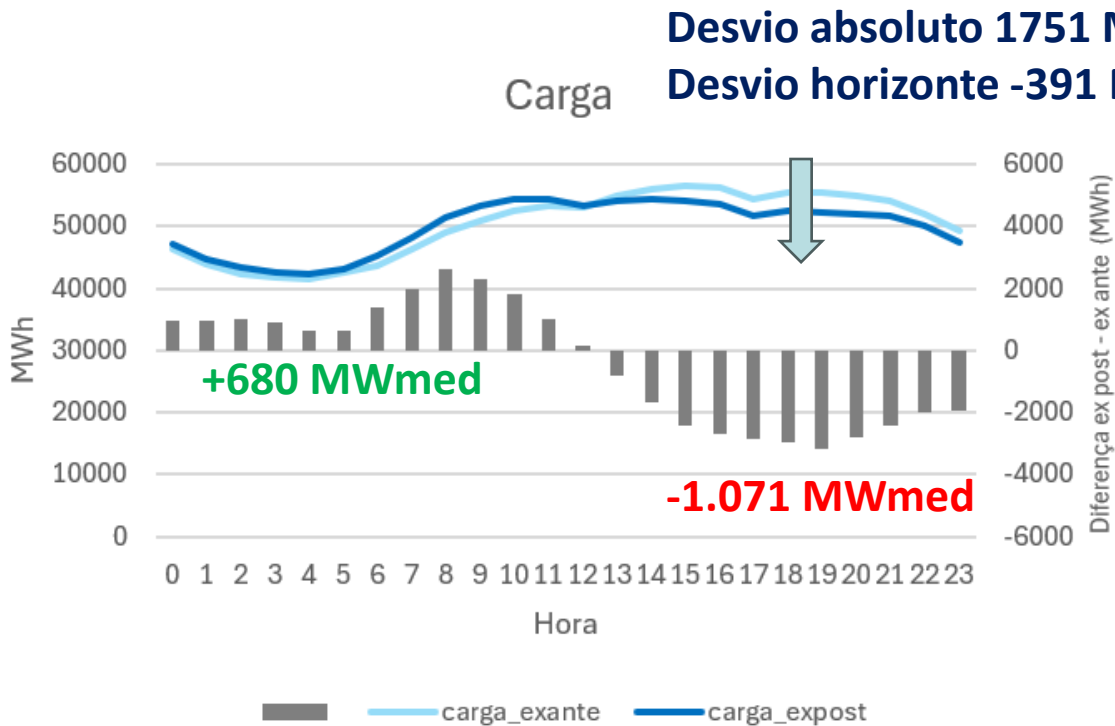
Desvio absoluto 1510 MWmed (4%)
Desvio horizonte -586 MWmed



De maneira intuitiva, o aumento da carga líquida, eleva o PLD e a diminuição abaixa o PLD.

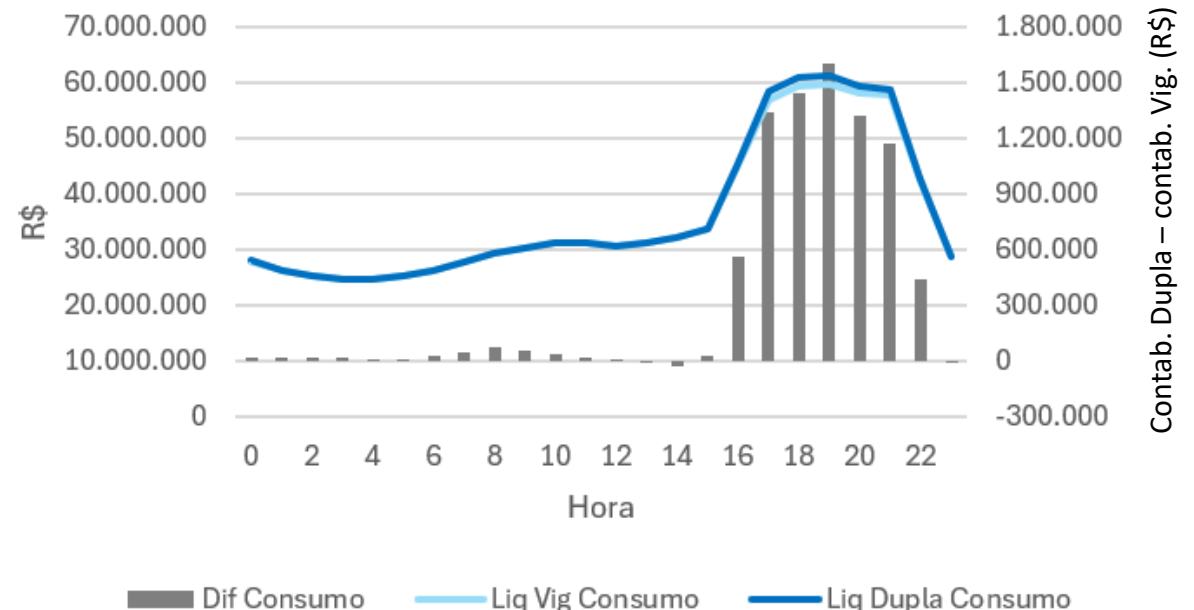
Desvio absoluto R\$ 130 (21%)
Desvio horizonte – R\$ 107





Contabilização (R\$ MM)	Vigente	Dupla
Consumo	865,1	873,3

Contabilização Consumo

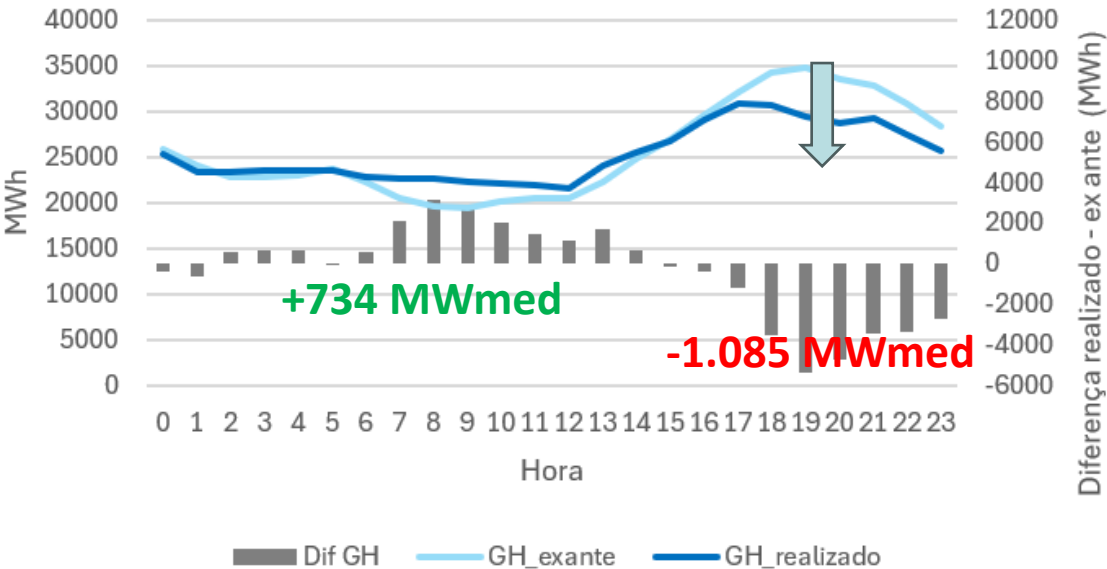


Contabilização dupla fica mais caro para o Consumo nesse horizonte (principal responsável pelo desvio da carga líquida/preço):

- Quando consome mais energia no ex post, consome a um PLD mais alto que no ex ante
- Quando devolve energia no ex post, devolve a um PLD mais baixo que no ex ante

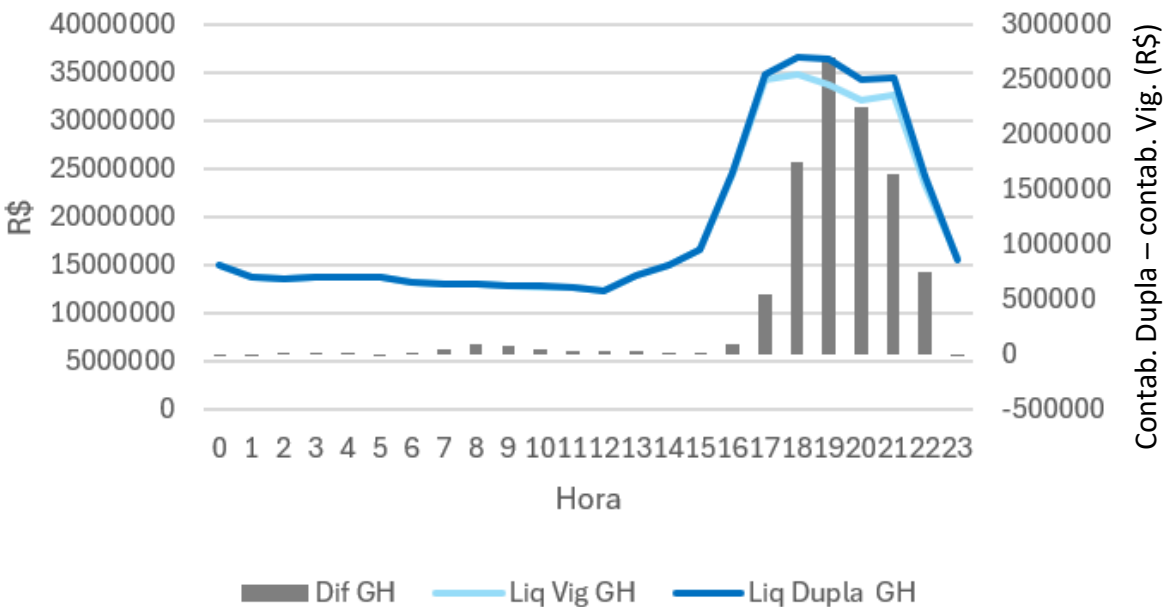
Desvio absoluto 1.819 Mwmed (7%)
Desvio horizonte -351 MWmed

GH



Contabilização (R\$ MM)	Vigente	Dupla
GH	449,6	459,7

Contabilização GH



Contabilização dupla fica mais lucrativa para a GH nesse horizonte

- Quando gera mais energia no ex post, recebe a um PLD mais alto que no ex ante (necessidade de atendimento da carga)
- Quando gera menos energia no ex post, ressarce a um PLD mais baixo que no ex ante (diminuição de carga)

O desenho tem o objetivo de remunerar ou penalizar os Agentes de forma justa pela sua atuação no sistema



Dados empregados para a formação de preço ex-post:

Informação	Origem do Dado	Conjunto de Dados
Carga SIN	Dados Abertos - ONS	Balanco de Energia nos Subistemas
Carga Ande	Dados Abertos - ONS	Energia Vertida Turbinável
	SAGIC	Modalidade: Geração - Itaipu Brasil
Despacho não centralizado - UNSI e MMGD	Dados Abertos - ONS	Geração por Usina em Base Horária
Demandas Especiais - Carga por Estado	Dados Abertos - ONS	API de Carga Verificada
Demandas Especiais - Carga	Dados Abertos - ONS	Balanco de Energia nos Subistemas
Demandas Especiais - UNSI e MMGD	Dados Abertos - ONS	Geração por Usina em Base Horária
Demandas Especiais - Ande	Dados Abertos - ONS	Energia Vertida Turbinável
	SAGIC	Modalidade: Geração - Itaipu Brasil
Volume Inicial	Dados Abertos - ONS	Dados Hidráulicos por Reservatório – Base diária
	Dados Abertos – ONS	Dados Hidrológicos de Reservatórios - Base Horária
Vazão Incremental	Dados Abertos - ONS	Dados Hidráulicos por Reservatório – Base diária
Vazão Defluente Anterior	Dados Abertos - ONS	Dados Hidráulicos por Reservatório – Base diária
	Dados Abertos - ONS	Energia Vertida Turbinável
Rest. Operativas UHEs	Dados Abertos - ONS	Dados Hidráulicos por Reservatório – Base diária
	Dados Abertos - ONS	Energia Vertida Turbinável
Inflexibilidade Térmica	Dados Abertos - ONS	Geração Térmica por Motivo de Despacho
Disponibilidade Térmica	Dados Abertos - ONS	Geração Térmica por Motivo de Despacho
Geração UTEs GNL	Dados Abertos - ONS	Geração Térmica por Motivo de Despacho

- Consumo teve um desvio de **-403 MWmed (desvio absoluto de 2.163 MWmed)**, devido aos desvios o montante financeiro a ser pago ficou maior que na Contabilização vigente em **R\$ 29 MM**.
- Despacho não centralizado teve um desvio de **-893 MWmed (desvio absoluto de 1.921 MWmed)**, esse desvio resultou numa menor receita quando da Contabilização dupla (**-R\$140 MM**).
- PLD SE, S e N tiveram um aumento médio de **+R\$14/MWh** e PLD NE de **+R\$38/MWh**, devido ao aumento da carga líquida.
- GT teve um aumento médio de **+266 MWmed (desvio absoluto de 610 MWmed)**, por compensar a frustração da geração do despacho não centralizado, a receita pela Contabilização dupla ficaria maior (**+R\$11 MM**).
- GH teve um aumento médio de **+35 MWmed (desvio absoluto de 2.594 MWmed)**, por compensar a frustração da geração do despacho não centralizado, o montante financeiro a ser pago ficou maior na Contabilização dupla (**+R\$ 139 MM**).

Contabilização (R\$ MM)					
	Vigente	Contabilização dupla			Diferença Dup - Vig
		Ex_ante	Dif_ex_post	Final	
Consumo	-29.122	-29.306	155	-29.151	-29
Despacho não centralizado	10.267	10.466	-339	10.127	-140
GT	4.303	4.198	117	4.314	11
GH	14.224	14.380	-17	14.363	139

* O balanço dos montantes financeiros não zera devido a diferenças de PLD entre os submercados. Além disso, para o fechamento de balanço de atendimento da carga ex-post deve-se considerar ainda importação e exportação, que hoje não são representados no modelo (esse diferencial é de aproximadamente 189 MWmed).

- Os aprimoramentos estão no sentido de **melhorar os incentivos econômicos**, pois os Agentes que causarem **desbalanço energético** na operação real passariam a **pagar mais (ou receber menos)**, enquanto os Agentes que contribuirão para o **rebalanceamento energético** seriam **recompensados** com aumento de receita.
- É necessário implantar instrumentos/incentivos de mercado adicionais para **mitigar o exercício do poder de mercado por alguns Agentes**.
- O desenho do processo de formação de preço e Contabilização dupla possui variantes, a depender das **escolhas e definições do grau de participação dos Agentes e premissas envolvidas no cálculo do PLD ex-post**, como:
 - Conjunto de Agentes que poderão fornecer/submeter dados/ofertas
 - Quais dados/ofertas seriam fornecidos/submetidos pelos Agentes
 - Conjunto de dados verificados que seriam considerados no cálculo do PLD ex-post
 - Atualização dos dados e representação das usinas sob despacho centralizado no cálculo do PLD ex-post

A Medida Provisória nº 1.304/2025 convertida na Lei nº 15.269/2025 trouxe alterações relevantes para o setor, **incluindo a possibilidade de dupla contabilização!**



Alteração do § 5º do Art. 1º da Lei nº 10.848/2004:

*§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo **previamente estabelecidos** e escalas de preços ~~previamente estabelecidos~~ que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando inclusive os seguintes fatores: ...*

Ajustes ao Art. 57 do Decreto nº 5.163/2004 que trata sobre o cálculo do PLD precisarão ser introduzidos!



Art. 57. A contabilização e a liquidação no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD.

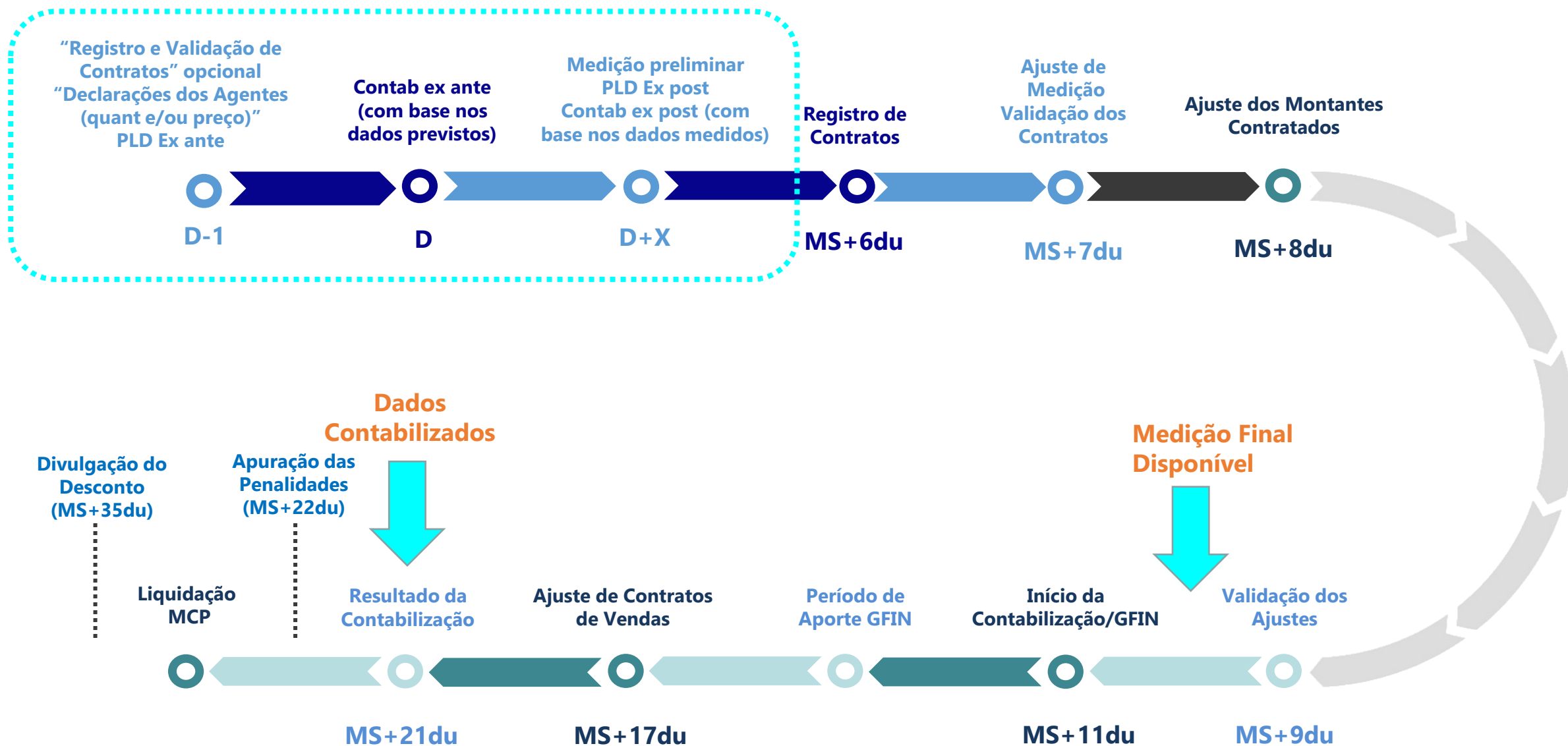
[\(Redação dada pelo Decreto nº 9.143, de 2017\)](#)

§ 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

- I - a otimização do uso dos recursos eletro-energéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;
- II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;
- III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;
- IV - o custo do déficit de energia elétrica;
- V - as restrições de transmissão entre submercados;
- VI - as interligações internacionais; e
- VII - os intervalos de tempo e escalas de preços previamente estabelecidos que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica.

Necessário também avaliar alterações em resoluções normativas da ANEEL, nos cadernos de regras e procedimentos de comercialização da CCEE e procedimentos de rede do ONS.

Proposta: PLD ex-post e Contabilização dupla diária, com registro de contrato opcional



- Permitir a **oferta de quantidade** de **usinas não despachadas centralizadamente, distribuidoras e consumidores livres e especiais**, associado ao cálculo do **PLD Ex-Post e Contabilização dupla**
 - Benefícios: melhor acurácia nas previsões para o dia seguinte de geração, e nas previsões de consumo, melhorando a previsão da Carga Líquida e o PLD.
- Permitir também **oferta de preço** das **usinas não despachadas centralizadamente, distribuidoras e consumidores livres e especiais, além da “TEO” da cada UHE**
 - Benefícios: priorização econômica do corte de geração e resposta elástica da demanda, bem como desvincular o PLD mínimo da TEO da UHE Itaipu
- Permitir a **oferta de inflexibilidade e preço das usinas térmicas**
 - Benefício: informações mais atualizadas e realistas das usinas térmicas
- Permitir a **oferta de preço e quantidade das usinas hidrelétricas**
 - Benefício: Captura a percepção de risco e valor d'água dos Agentes
 - Pressupõe o redesenho do MRE: **reservatórios virtuais**

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- **Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025**
- **Projeção do PLD**
- **Próximos Encontros do PLD**
- **Anexos**

FT-NEWAVE



- ☐ Versão 30.0.4 em uso oficial
[Tomada de subsídio 22/2025](#) da versão 31 do NEWAVE aberta de 19/11/2025 à 18/12/2025
- ☐ Próxima reunião*: **02/12/2025 das 14h30 às 17h**
- ☐ Mailing list: ft-newave@ons.org.br

FT-DECOMP



- ☐ Versão 32.0.1 em uso oficial
- ☐ Mailing list: ft-decomp@ons.org.br

FT-GEVAZP



- ☐ Versão 10 em uso oficial
- ☐ Mailing list: ft-gevazp@ons.org.br

FT-DESSEM



- ☐ Versão 21 em uso desde o PMO de Abril de 2025
[Tomada de subsídio 21/2025](#) da versão 22 do DESSEM aberta de 19/11/2025 à 18/12/2025
- ☐ Mailing list: ft-dessem@ons.org.br

*Link para a reunião da FT-NEWAVE:

<https://ons.webex.com/ons-pt/j.php?MTID=m1603c603c1e36a910bb1af098768d7c5>

Antecipação da divulgação das FCFs do modelo NEWAVE e DECOMP durante o mês de Dezembro de 2025

A CCEE informa que, de forma excepcional, antecipará a divulgação das **Função de Custo Futuro – FCF dos modelos**:

- **DECOMP** para o uso do modelo DESSEM para a **4ª semana operativa do PMO de Dezembro/2025**, referente ao período entre os dias 20/12 e 26/12 **na quarta-feira, 18/12/2025**.
- **NEWAVE e DECOMP** para o uso do modelo DESSEM para a **1ª semana operativa do PMO de Janeiro/2026**, referente ao período entre os dias 27/12/2025 e 02/01/2026 **na terça-feira, 23/12/2025**.
- DECOMP para o uso do modelo DESSEM para a **2ª semana operativa do PMO de Janeiro/2026**, referente ao período entre os dias 03/01/2026 e 09/01/2026 **na terça-feira, 30/12/2026**.

As antecipação se faz necessária devido aos feriados nacionais de Natal e Ano Novo.

Reforçamos ainda que a publicação diária do PLD, considerando o modelo DESSEM, não será impactada.

Dezembro 2025						
Dom	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex	Sáb
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Legenda:

XX

Divulgação da FCF DECOMP

XX

Recesso do Feriado

XX

Feriado

Pesquisa sobre o “Encontro do PLD”

- A fim de melhorar os produtos elaborados associados ao PLD e também melhorar nossa atuação na prestação de serviços, elaboramos um **questionário** para capturar a percepção dos agentes sobre o **Encontro do PLD**.
- A resposta de todas as seções do questionário é facultativa e não obrigatória.

Link para o Questionário: <https://pt.surveymonkey.com/r/RXF7PHY>

Período de resposta: até 10/12/2025 às 18h00.

Consultas Públicas / Tomadas de Subsídios:

[Aviso de CP ANEEL 35/2025](#) (DOU: 19/11): obter subsídios referente a minuta de **Edital e Anexos do Leilão nº 02/2026-ANEEL** (Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2026 – LRCAP 2026 - UTEs a Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs), destinado a contratação de Potência Elétrica, na modalidade disponibilidade.

Período de contribuição: 19/11 a 16/12.

[Aviso de CP ANEEL 36/2025](#) (DOU: 19/11): obter subsídios referente a minuta de **Edital e Anexos do Leilão nº 03/2026-ANEEL** (Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, de 2026 – LRCAP 2026 – UTEs a Óleo e Biodiesel), destinado a contratação de Potência Elétrica, na modalidade disponibilidade.

Período de contribuição: 19/11 a 16/12.

[Aviso de TS ANEEL 21/2025](#) (DOU: 19/11): Obter subsídios para a validação da versão 22 do modelo DESSEM no âmbito do planejamento e programação da operação do SIN e cálculo do PLD.

Principais alterações:

- Nova funcionalidade: restrições de variação média das variáveis turbinamento, vertimento, defluência total, desvio e geração das usinas hidrelétricas, assim como bombeamento das usinas elevatórias.
- Implementação da funcionalidade de UCT Esperto fase 1 – módulo de análise de inviabilidades nas restrições de UCT;
- Nova funcionalidade: consideração do custo-benefício da geração residual das unidades térmicas que devem permanecer em operação além do horizonte do DESSEM.

Período de contribuição: 19/11 a 18/12.

[Aviso de TS ANEEL 22/2025](#) (DOU: 19/11): Obter subsídios para a validação da versão 31 do modelo NEWAVE no âmbito do planejamento e programação da operação do SIN e cálculo do PLD.

Principais alterações:

- Ajuste na quantidade máxima de sementes sorteadas para os períodos individualizados, que passou a ser realizada de forma mapeada com a quantidade de máxima de postos do arquivo

Período de contribuição: 19/11 a 18/12.

Marco Regulatório do Setor Elétrico:

Lei 15.269/2025 (DOU: 25/11): Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias, altera a Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024, a Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025, e a Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, e dá outras providências.

Art. 9º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre (...)

(...)

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:

(...)

VII - restrições de defluência e armazenamento dos reservatórios;

VIII - restrições de rampas de subida e descida das usinas hidrelétricas e termelétricas; e

IX - a reserva de potência operativa.

§ 5º Nos processos de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, serão considerados intervalos de tempo ~~e escalas de preços~~ previamente estabelecidos e preços que deverão refletir as variações do valor econômico da energia elétrica, observando, inclusive, os seguintes fatores:

I - o disposto nos incisos I a ~~V~~ IX do § 4º deste artigo;

(...)

V - os limites de preços mínimo e máximo.

Marco Regulatório do Setor Elétrico:

Lei 15.269/2025 (DOU: 25/11): Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias, altera a Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024, a Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025, e a Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, e dá outras providências.

Art. 9º A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º-D. **A contratação de reserva de capacidade** de que trata o art. 3º deverá contemplar:

- I - as termelétricas alcançadas pelo inciso V do *caput* do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, em quantidade correspondente ao consumo do montante mínimo de compra de carvão mineral nacional estipulado nos contratos de fornecimento vigentes em 31 de dezembro de 2022;
- II - as **termelétricas a carvão mineral nacional que possuem Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) vigente em 31 de dezembro de 2022 e com previsão de término de CCEAR não superior a 31 de dezembro de 2028.**

§ 1º A contratação de que tratam os incisos I e II do *caput* deste artigo:

- I - terá seu termo final em 31 de dezembro de 2040;
- II - terá início a partir da assinatura do termo contratual; (...)"

"Art. 3º-E. **A Aneel estabelecerá mecanismo competitivo para incentivar a geração de energia e a resposta do consumo nos horários de maior demanda do sistema elétrico, a ser custeado pelo encargo de reserva de capacidade** de que trata o art. 3º-A desta Lei.

Parágrafo único. A regulamentação do mecanismo de que trata o *caput* tratará, dentre outros aspectos:

- I - das usinas de geração e dos consumidores de energia elegíveis a participação no mecanismo;
- II - da forma, dos prazos, das penalidades e das condições para participação no mecanismo;
- III - da remuneração, pelo encargo de que trata o *caput*, dos valores que excederem o Preço de Liquidação das Diferenças; e
- IV - do adicional à remuneração de que trata o inciso III, para usinas hidrelétricas reversíveis."

Plano Emergencial de corte de geração na distribuição - usinas tipo III:

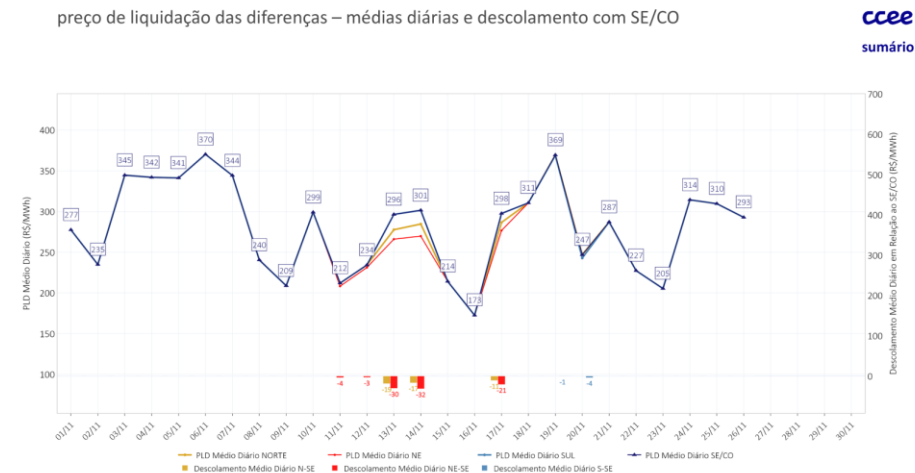
[DSP ANEEL 3.431/2025](#) (DOU: 25/11):

- i. determinar que as **distribuidoras selecionadas no Plano Emergencial de corte de geração na distribuição elaborem, no prazo de até 20 (vinte) dias, contados a partir da publicação da presente decisão, Instrução de Operação específica para aplicação em sua área de concessão, de modo a atender aos comandos do ONS**; e enviem ao Operador inventário atualizado da capacidade efetiva de implementação de redução da geração nas usinas Tipo III da sua área de concessão;
 - Distribuidoras (12), que concentram aproximadamente 80% da potência total instalada de usinas Tipo III: CPFL Paulista, Cemig D, Energisa - MT, Copel D, Elektro, Celesc, Equatorial GO, Energisa - MS, Coelba, RGE, EDP ES, e Neoenergia PE
- ii. recomendar, que as demais concessionárias e permissionárias de distribuição já observem esse processo, caso sejam chamadas a participar, numa etapa posterior desse Plano;
- iii. **flexibilizar, de maneira excepcional, o prazo de no mínimo 45 (quarenta e cinco) dias**, previsto na Resolução Normativa nº 903, de 2020, **permitindo, caso necessário, que o ONS disponibilize para contribuições da sociedade com no mínimo 10 (dez) dias eventuais alterações em Submódulos dos Procedimentos de Rede do tipo Operacional relacionadas ao Plano**;
- iv. determinar que o ONS, sempre que ocorrer a aplicação do Plano Emergencial de corte de geração na distribuição, encaminhe relatório técnico à ANEEL, em até 30 (trinta) dias após a execução do procedimento, detalhando a situação que levou à restrição de geração e os resultados obtidos da aplicação do Plano.

Buscando aprimorar as análises das variáveis que impactam o PLD, a CCEE informa a publicação do novo boletim InfoPLD Diário

O boletim InfoPLD Diário unifica os acompanhamentos e as análises realizadas nos boletins InformaCCEE e InfoPLD, e traz novas variáveis antes não apresentadas, simplificando o acompanhamento das variáveis e as análises do PLD

Publicado diariamente no site da CCEE : <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>



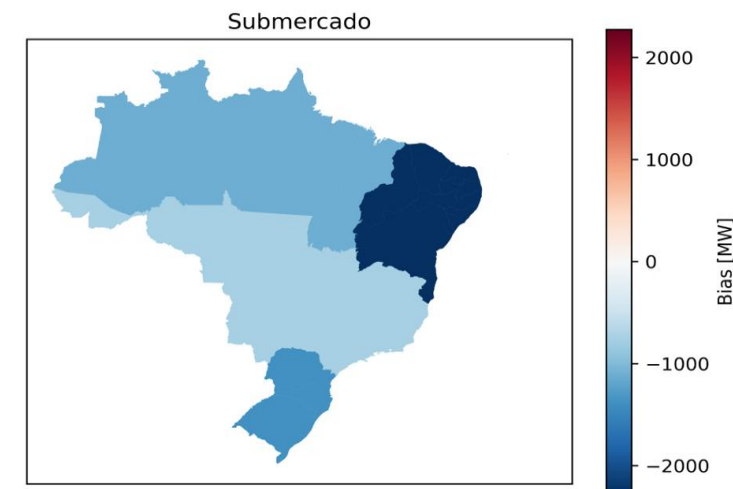
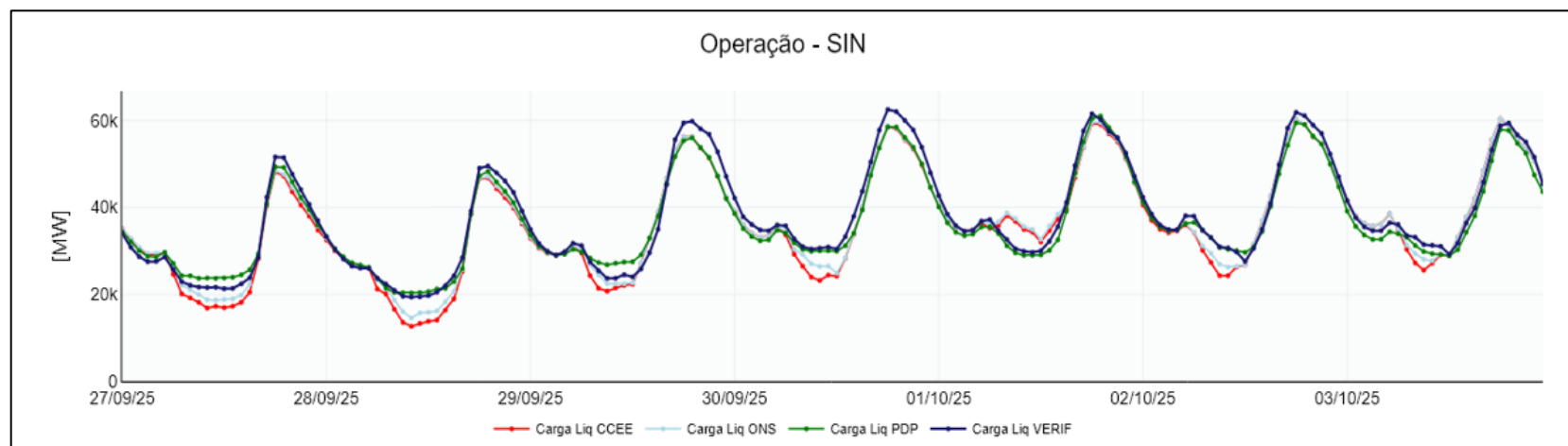
Para permitir a adequação dos processos da consulta dos agentes, os boletins InformaCCEE e InfoPLD ainda serão publicados durante o mês de dezembro, e descontinuados a partir de 2026

Buscando aprimorar as análises das variáveis que impactam o PLD, a CCEE informa a publicação de um novo boletim da família InfoPLD, ainda a ser definido o nome

O novo boletim apresentará análises comparativas dos resultados do modelo DESSEM, com os resultados da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, trazendo de forma quantitativa os desvios das principais variáveis da operação com os resultados obtidos ainda na etapa de formação de preço

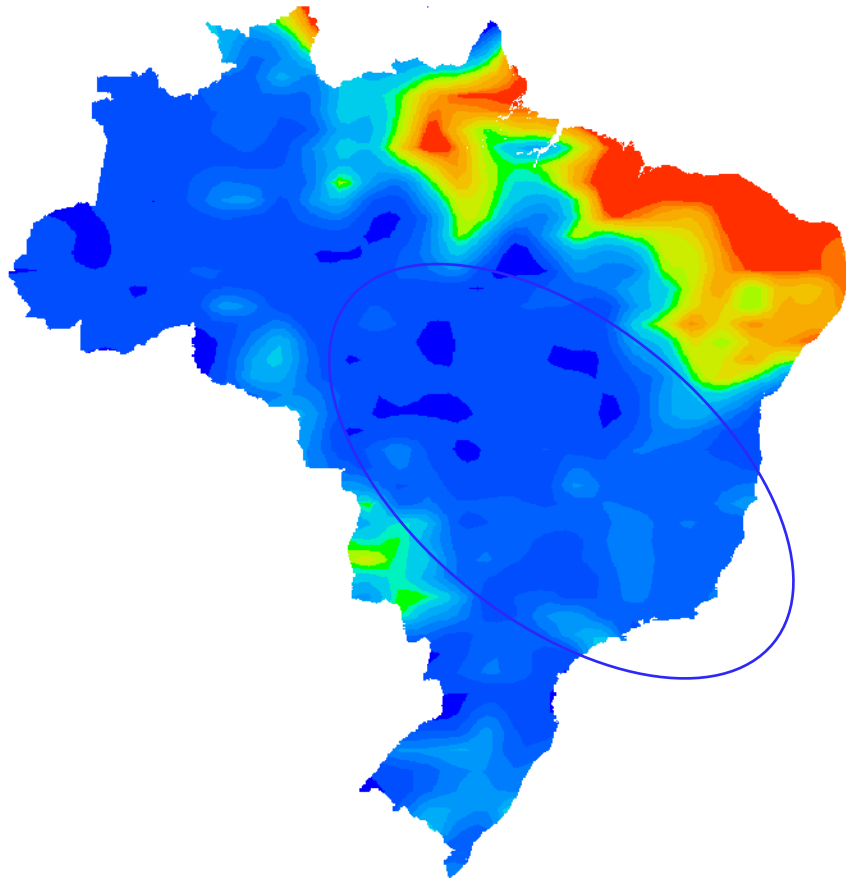
Publicado ao fim da primeira quinzena do mês no site da CCEE : <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-pld>

Carga líquida - SIN



Cenário Hidrometeorológico

29/11/2024



29/11/2025



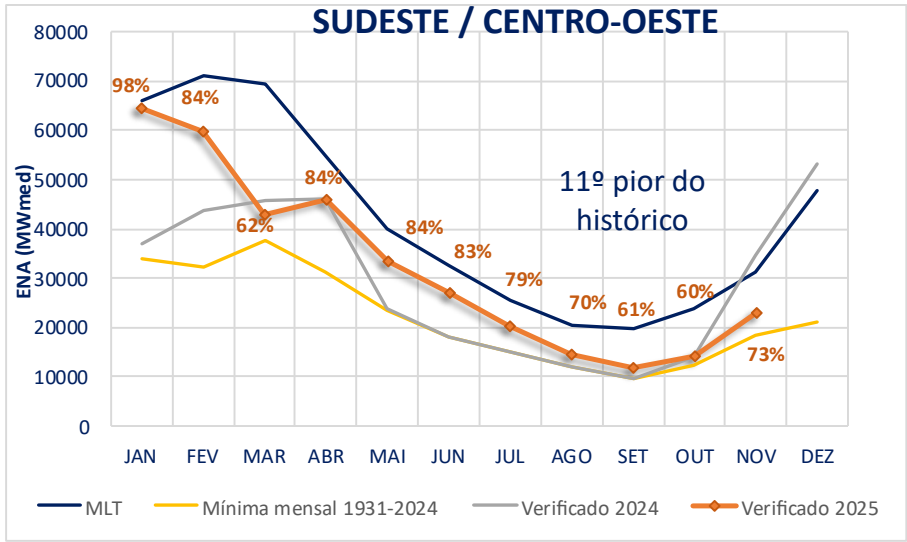
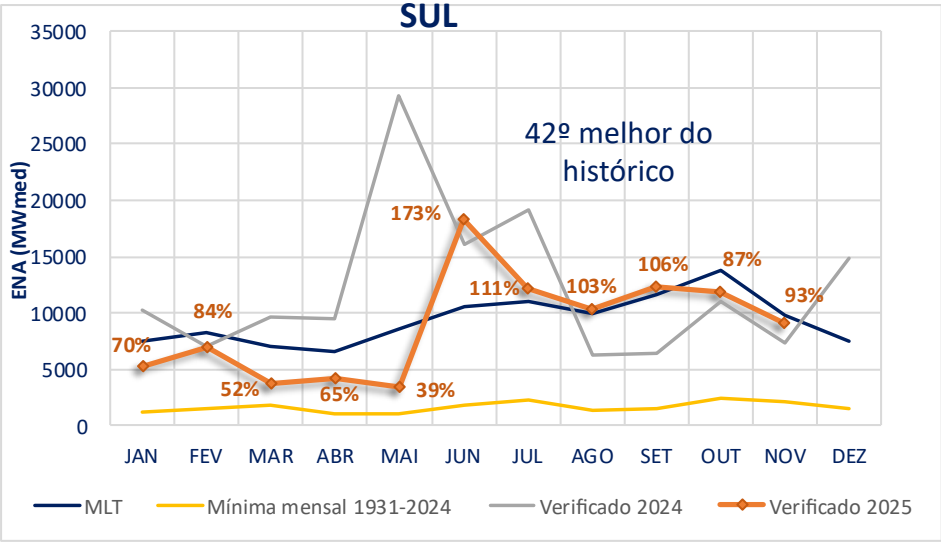
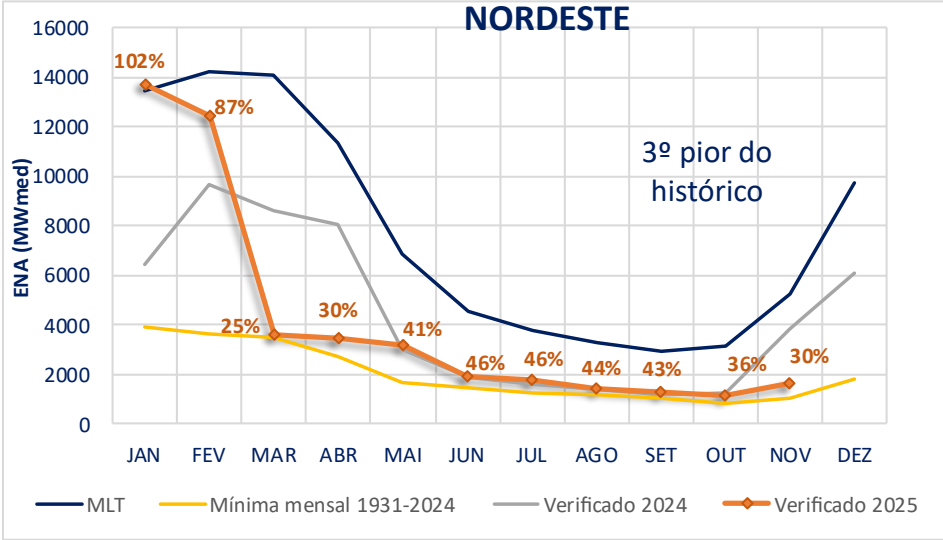
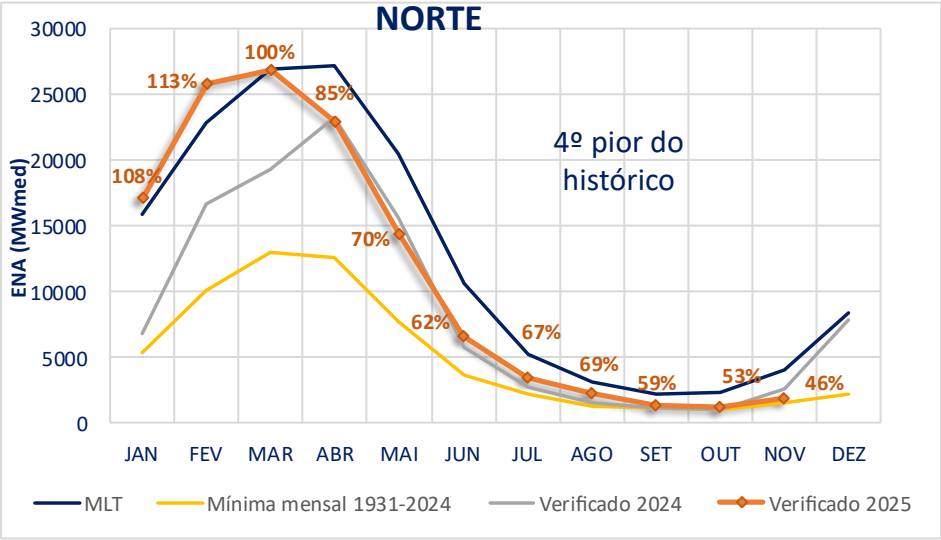
Armazenamento de água no solo inferior em 2025 ante a 2024 nas principais bacias do SE/CO.



energia natural afluente por submercado
novembro de 2025



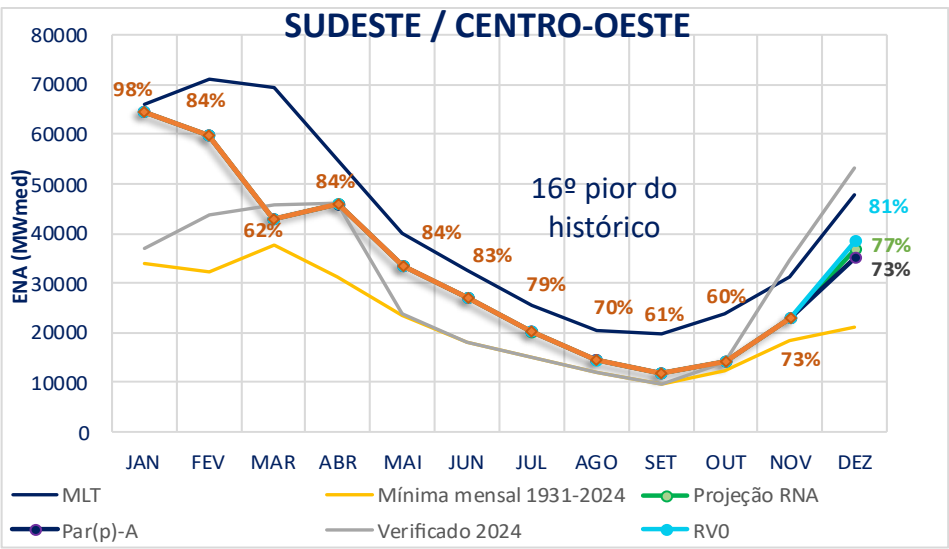
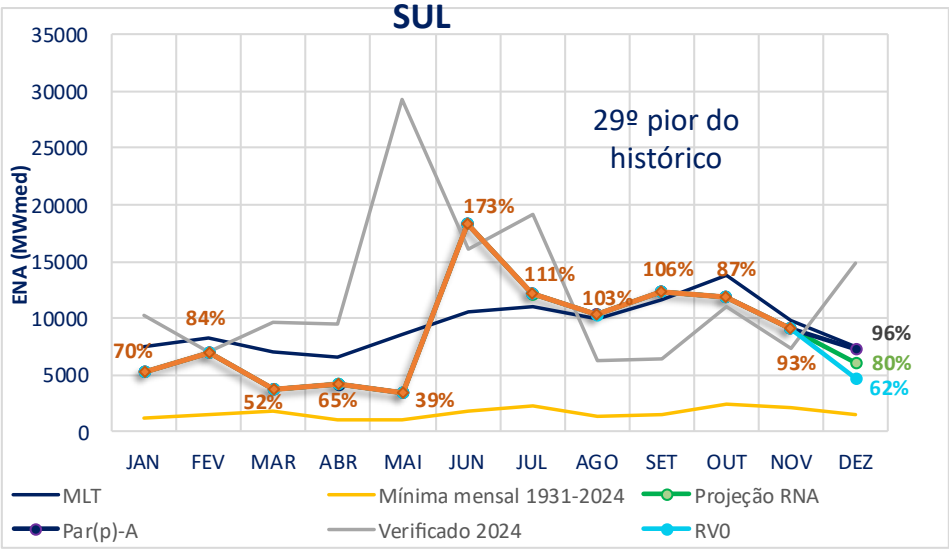
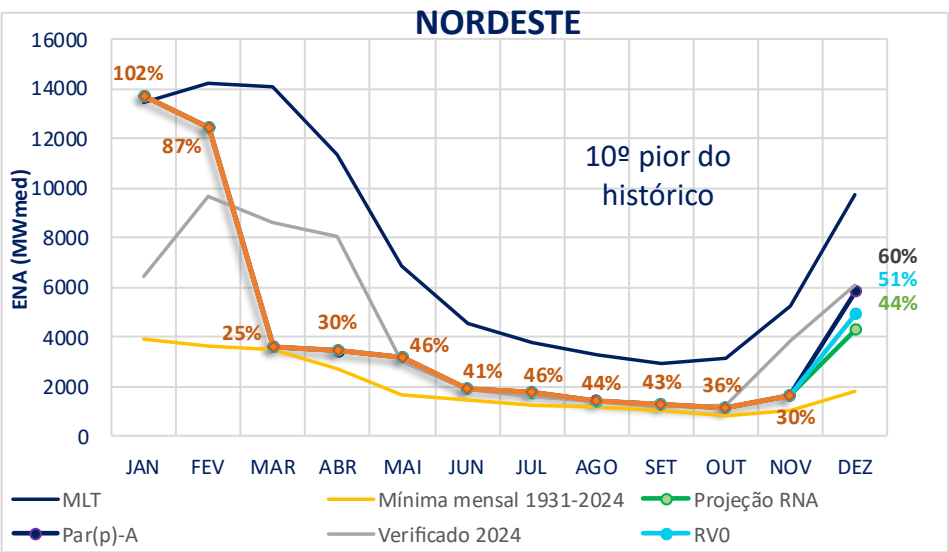
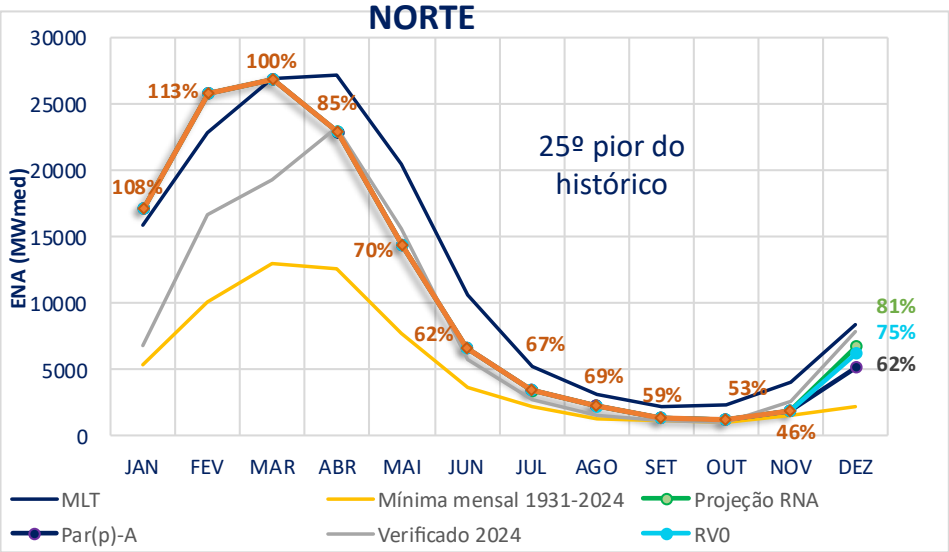
SIN
35.500 MWmed
(70% da MLT)
5º pior do hist.

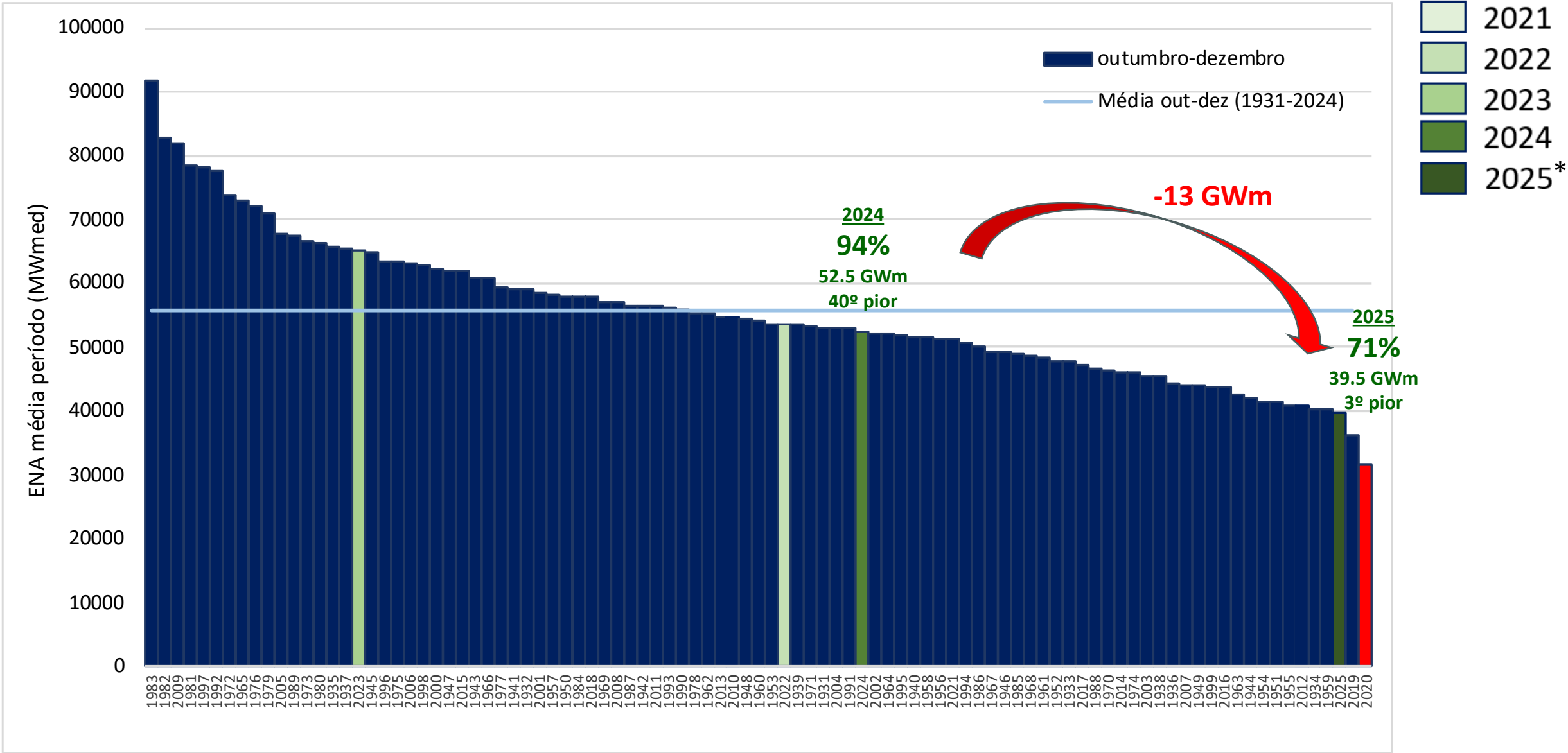


energia natural afluyente por submercado
dezembro de 2025



SIN
54.498 MWmed
(74% da MLT)
12º pior do hist.

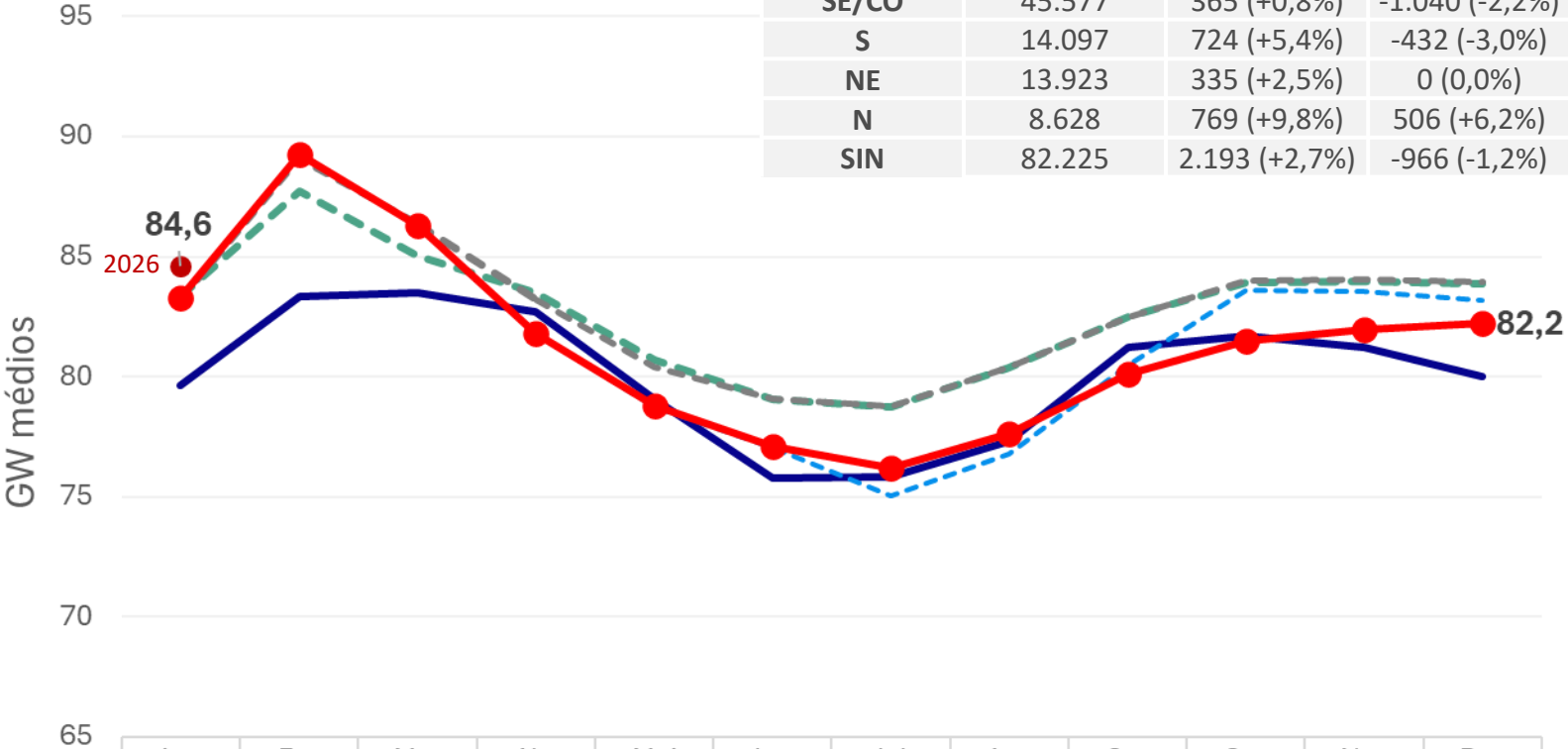




análise e acompanhamento da carga

Carga PMO Dezembro: Variações (MWm e %) ante

	dez/25	dez/24	2ª RQ PLAN
SE/CO	45.577	365 (+0,8%)	-1.040 (-2,2%)
S	14.097	724 (+5,4%)	-432 (-3,0%)
NE	13.923	335 (+2,5%)	0 (0,0%)
N	8.628	769 (+9,8%)	506 (+6,2%)
SIN	82.225	2.193 (+2,7%)	-966 (-1,2%)



	jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
— 2024	79,7	83,3	83,5	82,7	79,1	75,8	75,8	77,3	81,2	81,7	81,2	80,0
- - - PLAN 25-29	83,3	87,7	85,1	83,5	80,7	79,0	78,7	80,4	82,5	83,9	84,0	83,9
- - - 1ª RQ PLAN 25-29	83,2	89,1	86,4	83,2	80,4	79,1	78,8	80,4	82,5	84,0	84,1	83,9
- - - 2ª RQ PLAN 25-29	83,3	89,3	86,3	81,8	78,8	77,1	75,0	76,8	80,5	83,6	83,6	83,2
● Verif. 2025 + Rev PMO Dez/25	83,3	89,3	86,3	81,8	78,8	77,1	76,2	77,6	80,1	81,5	82,0	82,2
Dif. PMO - PLAN/1RQC/2RQC	0,0	1,6	1,3	-1,7	-1,6	-2,0	-2,5	-2,8	-0,3	-2,1	-1,6	-1,0

Carga Anual

81.302 MWm

+1,5% a.a

Var. Carga Anual

-0,3% ante 2RQ

-1,9% ante 1RQ

-1,7% ante PLAN

Maio a Agosto

Dia Tipo 1			Dia Tipo 2		
Hora Início	Patamar		Hora Início	Patamar	
	2025	2026		2025	2026
00:00	LEVE	LEVE	00:00	LEVE	LEVE
01:00	LEVE	LEVE	01:00	LEVE	LEVE
02:00	LEVE	LEVE	02:00	LEVE	LEVE
03:00	LEVE	LEVE	03:00	LEVE	LEVE
04:00	LEVE	LEVE	04:00	LEVE	LEVE
05:00	LEVE	LEVE	05:00	LEVE	LEVE
06:00	LEVE	LEVE	06:00	LEVE	LEVE
07:00	LEVE	LEVE	07:00	LEVE	LEVE
08:00	MÉDIO	MÉDIO	08:00	LEVE	LEVE
09:00	MÉDIO	MÉDIO	09:00	LEVE	LEVE
10:00	MÉDIO	LEVE	10:00	LEVE	LEVE
11:00	MÉDIO	LEVE	11:00	LEVE	LEVE
12:00	MÉDIO	LEVE	12:00	LEVE	LEVE
13:00	MÉDIO	MÉDIO	13:00	LEVE	LEVE
14:00	MÉDIO	MÉDIO	14:00	LEVE	LEVE
15:00	MÉDIO	MÉDIO	15:00	LEVE	LEVE
16:00	MÉDIO	MÉDIO	16:00	LEVE	LEVE
17:00	PESADO	MÉDIO	17:00	MÉDIO	MÉDIO
18:00	PESADO	PESADO	18:00	MÉDIO	MÉDIO
19:00	PESADO	PESADO	19:00	MÉDIO	MÉDIO
20:00	PESADO	PESADO	20:00	MÉDIO	MÉDIO
21:00	PESADO	MÉDIO	21:00	MÉDIO	MÉDIO
22:00	MÉDIO	MÉDIO	22:00	LEVE	MÉDIO
23:00	MÉDIO	MÉDIO	23:00	LEVE	MÉDIO

Abril, Setembro e Outubro

Dia Tipo 1			Dia Tipo 2		
Hora Início	Patamar		Hora Início	Patamar	
	2025	2026		2025	2026
00:00	MÉDIO	MÉDIO	00:00	LEVE	LEVE
01:00	LEVE	LEVE	01:00	LEVE	LEVE
02:00	LEVE	LEVE	02:00	LEVE	LEVE
03:00	LEVE	LEVE	03:00	LEVE	LEVE
04:00	LEVE	LEVE	04:00	LEVE	LEVE
05:00	LEVE	LEVE	05:00	LEVE	LEVE
06:00	LEVE	LEVE	06:00	LEVE	LEVE
07:00	LEVE	LEVE	07:00	LEVE	LEVE
08:00	MÉDIO	MÉDIO	08:00	LEVE	LEVE
09:00	MÉDIO	MÉDIO	09:00	LEVE	LEVE
10:00	MÉDIO	MÉDIO	10:00	LEVE	LEVE
11:00	MÉDIO	MÉDIO	11:00	LEVE	LEVE
12:00	MÉDIO	MÉDIO	12:00	LEVE	LEVE
13:00	MÉDIO	MÉDIO	13:00	LEVE	LEVE
14:00	MÉDIO	MÉDIO	14:00	LEVE	LEVE
15:00	PESADO	MÉDIO	15:00	LEVE	LEVE
16:00	PESADO	PESADO	16:00	LEVE	LEVE
17:00	PESADO	PESADO	17:00	MÉDIO	MÉDIO
18:00	PESADO	PESADO	18:00	MÉDIO	MÉDIO
19:00	PESADO	PESADO	19:00	MÉDIO	MÉDIO
20:00	PESADO	PESADO	20:00	MÉDIO	MÉDIO
21:00	PESADO	PESADO	21:00	MÉDIO	MÉDIO
22:00	MÉDIO	MÉDIO	22:00	MÉDIO	MÉDIO
23:00	MÉDIO	MÉDIO	23:00	MÉDIO	MÉDIO

Novembro a Março

Dia Tipo 1			Dia Tipo 2		
Hora Início	Patamar		Hora Início	Patamar	
	2025	2026		2025	2026
00:00	MÉDIO	MÉDIO	00:00	MÉDIO	MÉDIO
01:00	LEVE	MÉDIO	01:00	LEVE	LEVE
02:00	LEVE	LEVE	02:00	LEVE	LEVE
03:00	LEVE	LEVE	03:00	LEVE	LEVE
04:00	LEVE	LEVE	04:00	LEVE	LEVE
05:00	LEVE	LEVE	05:00	LEVE	LEVE
06:00	LEVE	LEVE	06:00	LEVE	LEVE
07:00	LEVE	LEVE	07:00	LEVE	LEVE
08:00	MÉDIO	MÉDIO	08:00	LEVE	LEVE
09:00	MÉDIO	MÉDIO	09:00	LEVE	LEVE
10:00	MÉDIO	MÉDIO	10:00	LEVE	LEVE
11:00	MÉDIO	MÉDIO	11:00	LEVE	LEVE
12:00	MÉDIO	MÉDIO	12:00	LEVE	LEVE
13:00	MÉDIO	MÉDIO	13:00	LEVE	LEVE
14:00	MÉDIO	MÉDIO	14:00	LEVE	LEVE
15:00	PESADO	MÉDIO	15:00	LEVE	LEVE
16:00	PESADO	PESADO	16:00	LEVE	LEVE
17:00	PESADO	PESADO	17:00	LEVE	LEVE
18:00	PESADO	PESADO	18:00	MÉDIO	MÉDIO
19:00	PESADO	PESADO	19:00	MÉDIO	MÉDIO
20:00	PESADO	PESADO	20:00	MÉDIO	MÉDIO
21:00	PESADO	PESADO	21:00	MÉDIO	MÉDIO
22:00	PESADO	MÉDIO	22:00	MÉDIO	MÉDIO
23:00	MÉDIO	MÉDIO	23:00	MÉDIO	MÉDIO

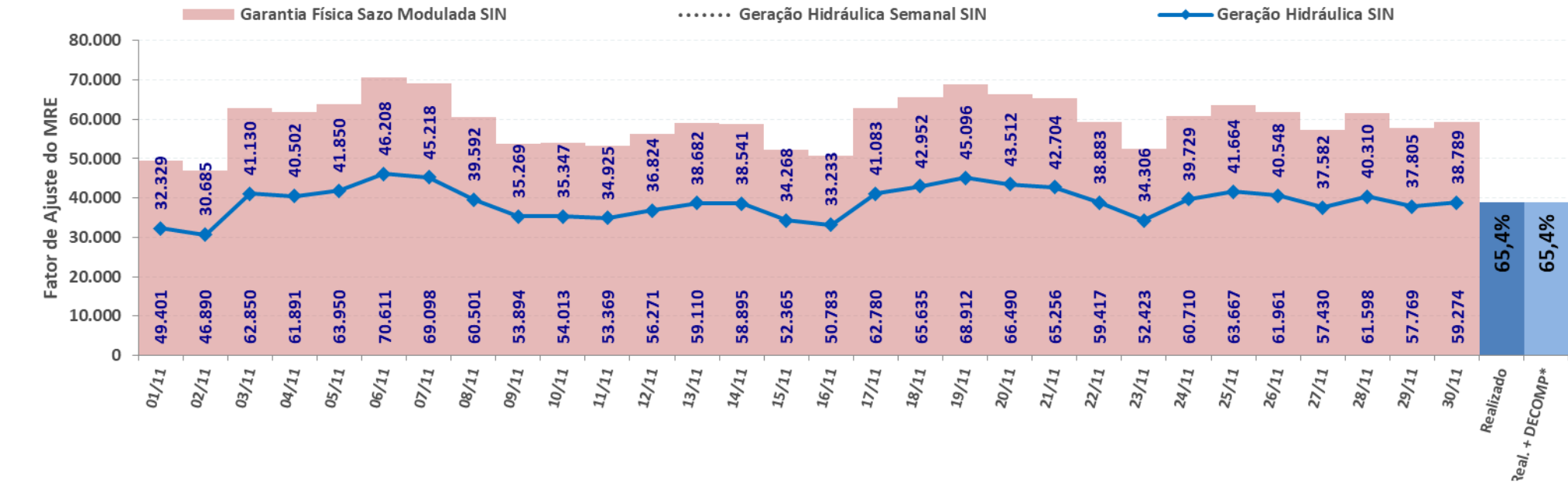
Maiores detalhes:

NT-ONS DPL 0109/2025 - ATUALIZAÇÃO DOS INTERVALOS DE DURAÇÃO DOS PATAMARES DE CARGA PARA A OPERAÇÃO ENERGÉTICA 2026-2030

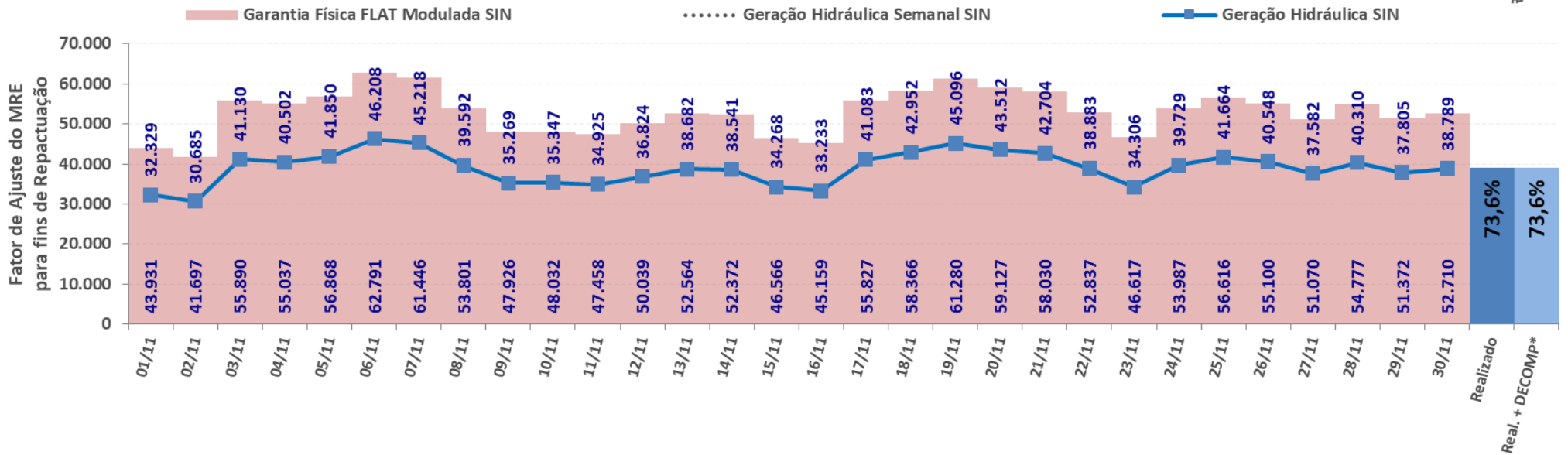
<https://sintegre.ons.org.br/sites/9/47/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?Produto=Intervalos%20dos%20Patamares%20de%20Carga>

análise das condições energéticas

sazo

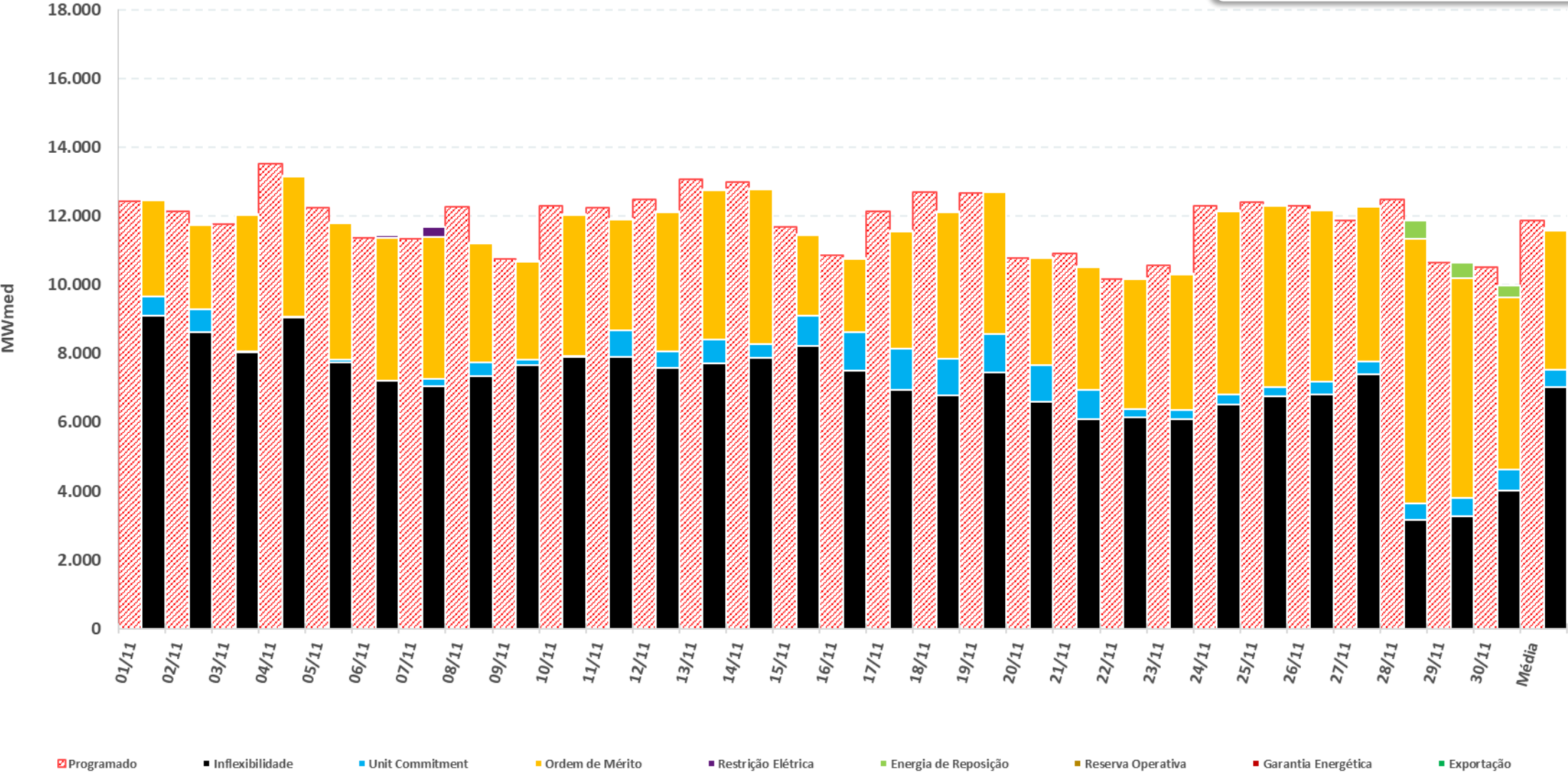


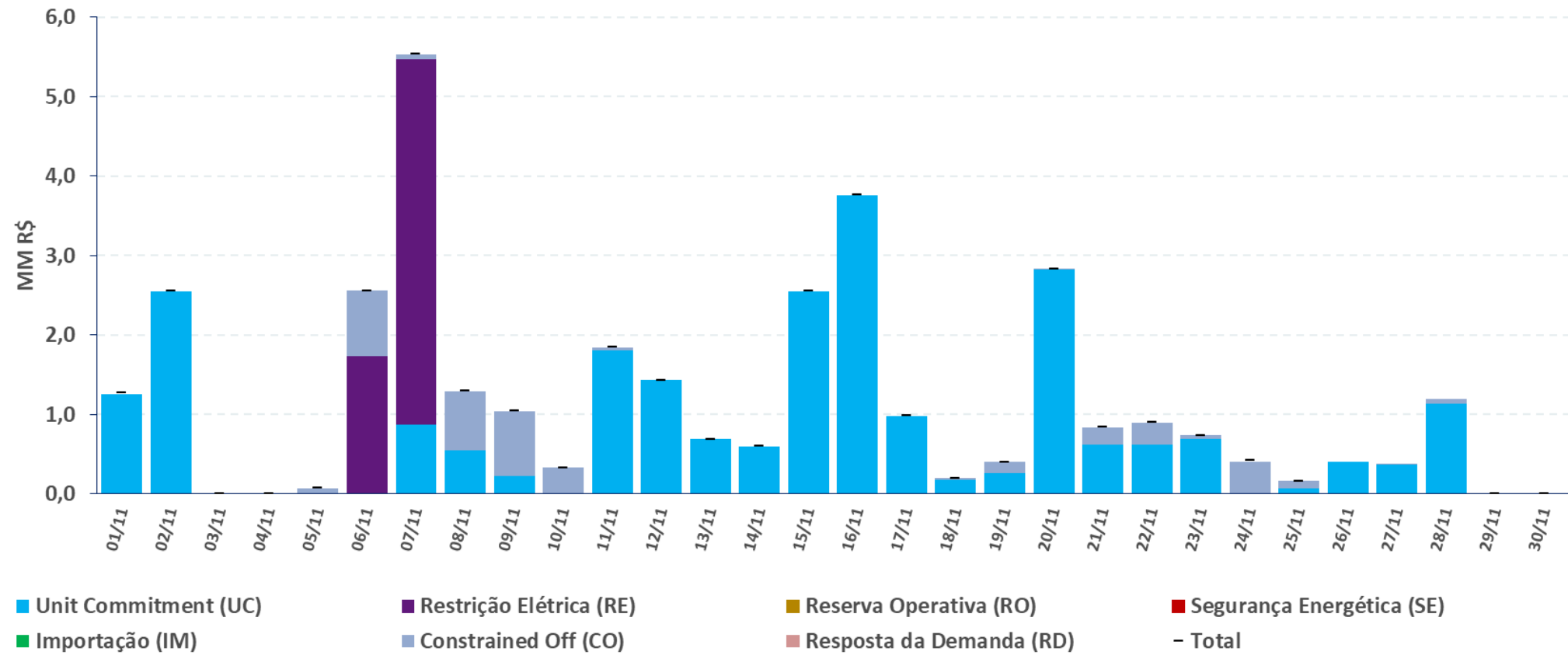
flat



SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

11,7 GWmed (25% mes ant.)





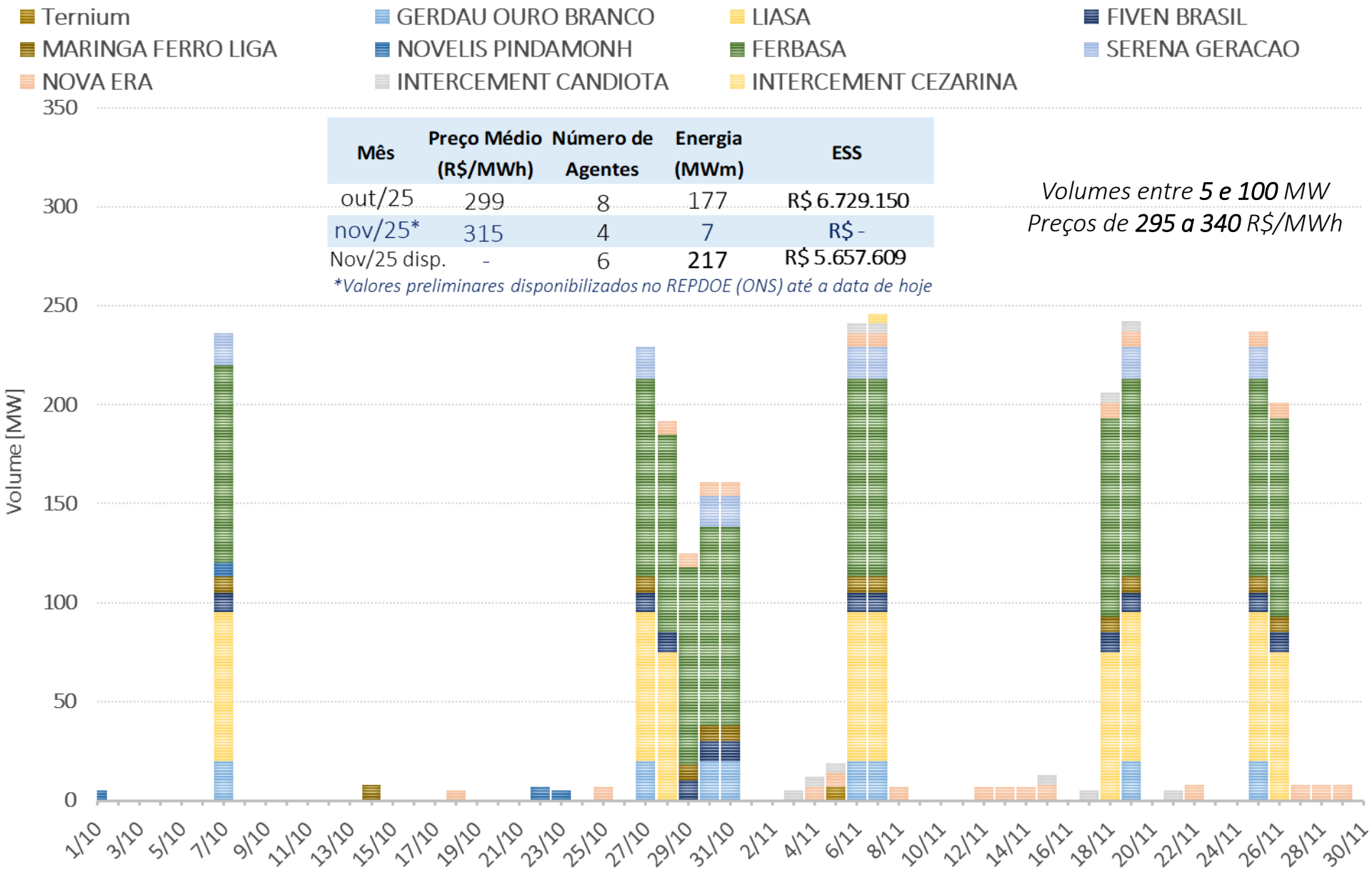
Observação:

- Não são consideradas estimativas de outros ESS além dos indicados neste slide.

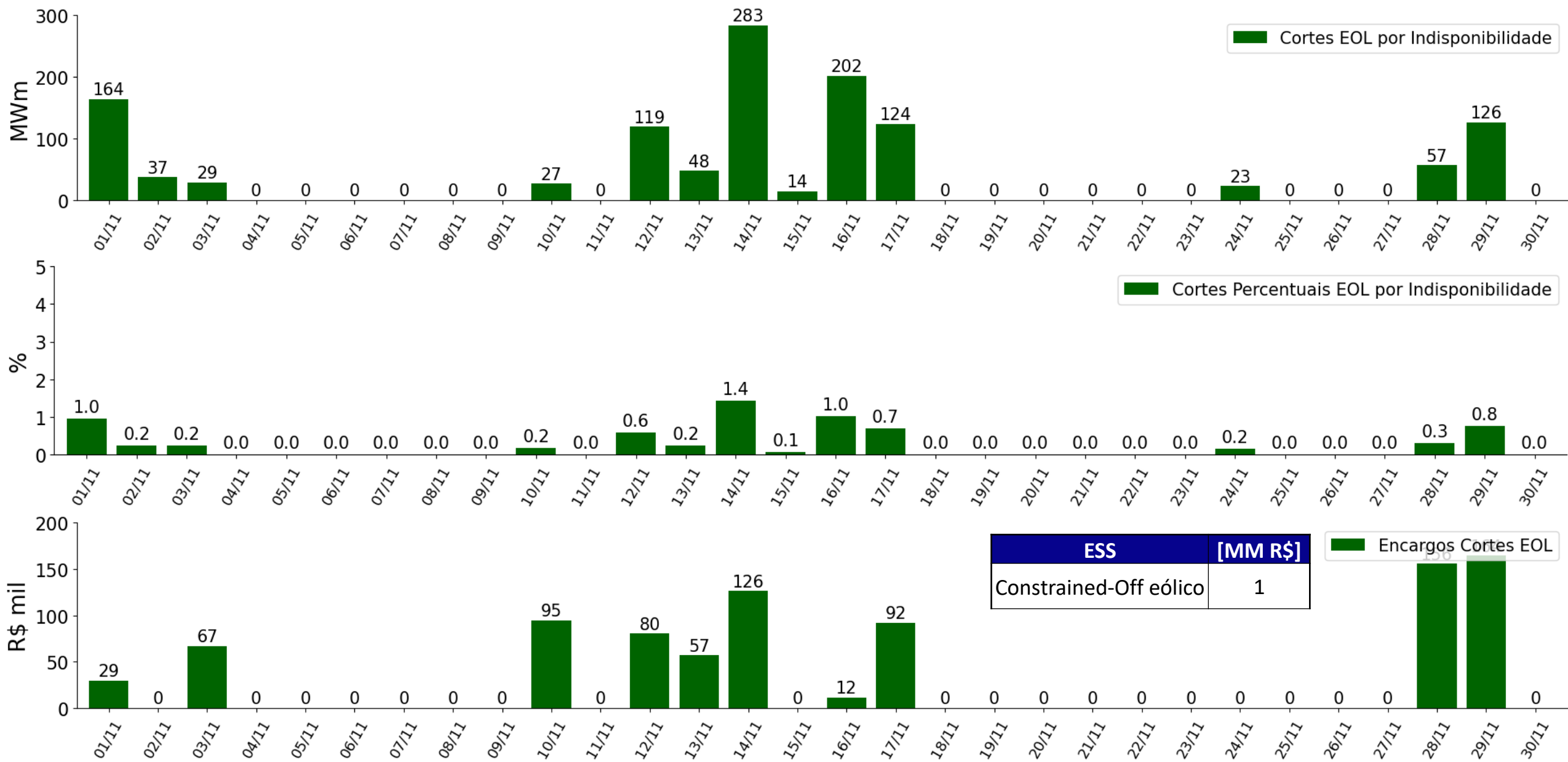
Modalidade	[MM R\$]
Restrição Elétrica (Constrained-on)	6,3
Reserva Operativa	0,0
Segurança Energética	0,0
Unit Commitment	24,5
Resposta da Demanda	5,7
Constrained-off Térmico	4,1
Importação	0,0
Total	40,6
Custo de Descolamento entre CMO e PLD	4,5

- Total

* Despachos pontuais por restrição elétrica e necessidade de importação para atendimento da ponta de carga.



estimativa de ESS por cortes de geração das usinas eólicas

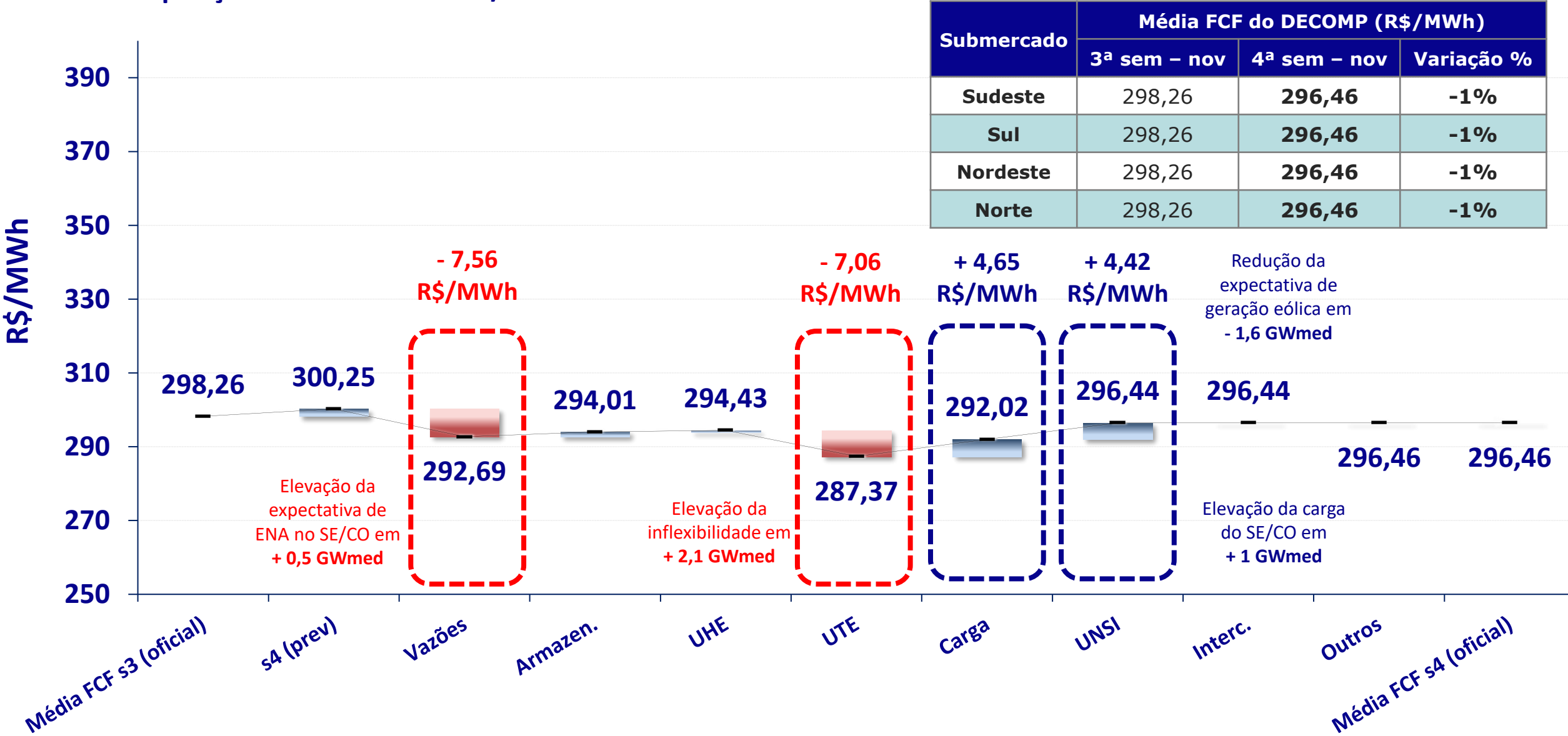


Fonte do corte de geração: Dados Abertos ONS (dados disponíveis até 29/11). Os encargos foram estimados considerando os abatimentos por franquia e garantia física de forma agregada por conjunto. 153

análise do PLD de novembro de 2025

decomp

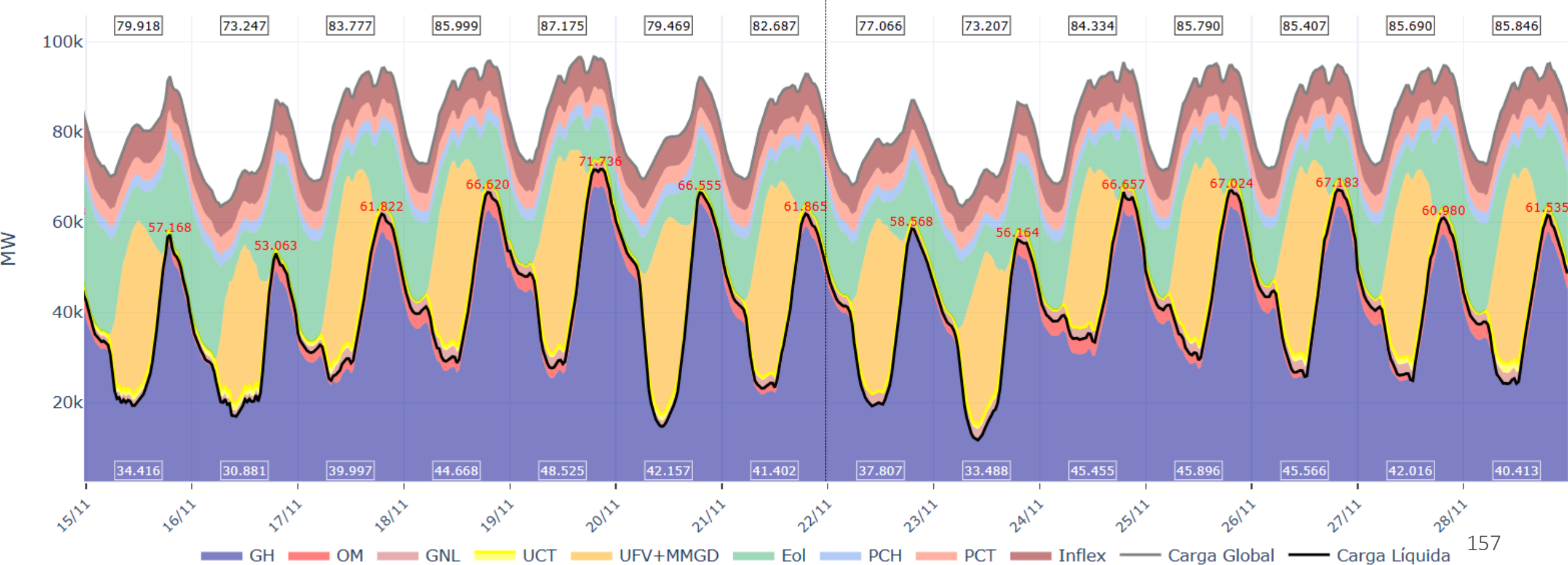
decomposição do CMO – Sudeste/Centro-Oeste



análise do PLD de novembro de 2025 dessem

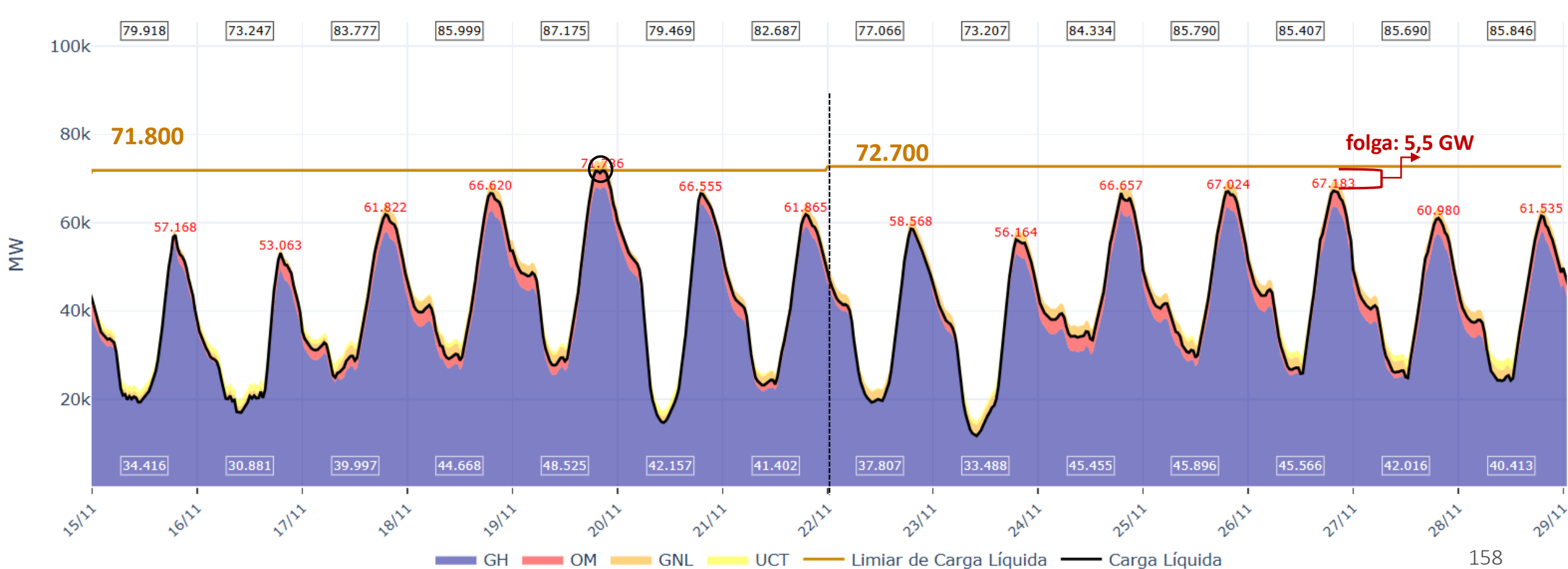
carga líquida

Histórico limiar de carga líquida :
Out semana 4: 69,5 GW (folga: + 8,0 GW)
Out semana 5: 66,3 GW (folga: + 3,8 GW)
Nov semana 1: 70,7 GW (folga: - 0,8 GW)
Nov semana 2: 70,7 GW (folga: + 10,1 GW)
Nov semana 3: 71,8 GW (folga: 0 GW)
Nov semana 4: 72,7 GW (folga: 5,5 GW)

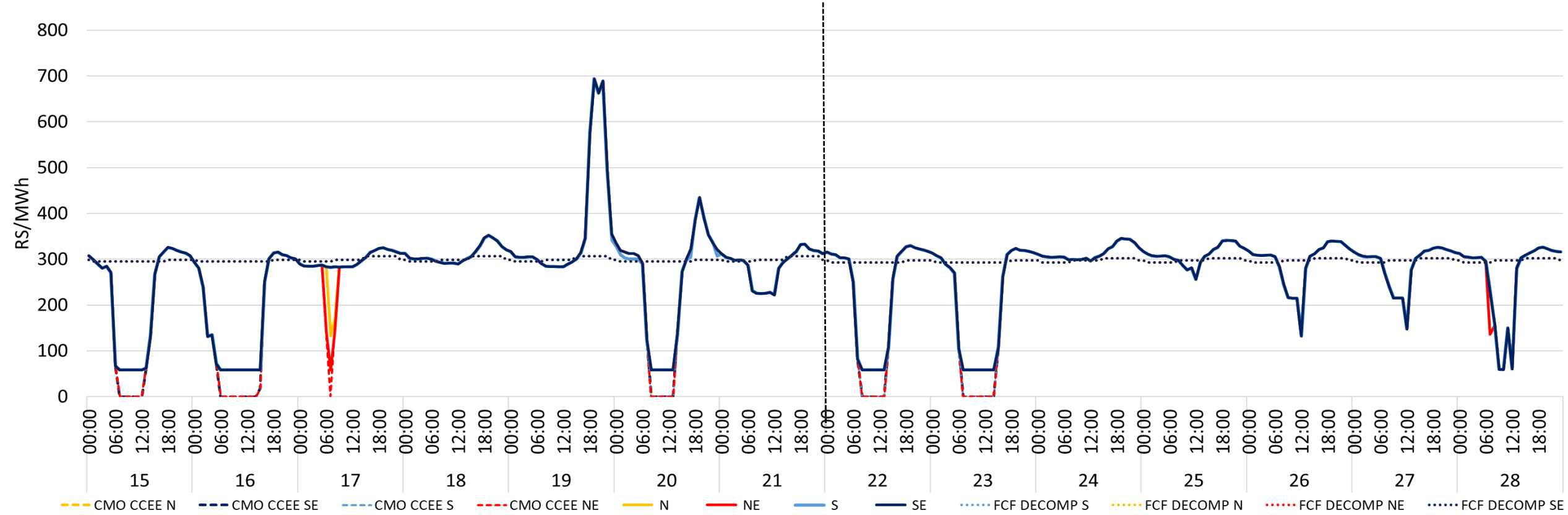


carga líquida

Histórico limiar de carga líquida :
Out semana 4: 69,5 GW (folga: + 8,0 GW)
Out semana 5: 66,3 GW (folga: + 3,8 GW)
Nov semana 1: 70,7 GW (folga: - 0,8 GW)
Nov semana 2: 70,7 GW (folga: + 10,1 GW)
Nov semana 3: 71,8 GW (folga: 0 GW)
Nov semana 4: 72,7 GW (folga: 5,5 GW)



PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE/CO	296,46	265,05	271,28	694,35	58,60
S	297,36	264,72	270,95	694,34	58,60
NE	297,36	263,10	269,50	694,35	58,60
N	297,36	264,27	270,49	694,35	58,60


restrições enquadradas na
previsibilidade no cálculo do PLD

Resolução CNPE nº 01/2024

“Art. 6º A gestão dos dados de entrada da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica será regulada e fiscalizada pela Aneel.

§ 1º O ONS deverá considerar, na definição da política operativa, a representação mais atualizada possível, *seguindo os prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede*, nos modelos computacionais do Sistema Interligado Nacional - SIN e de suas restrições operativas por meio dos dados de entrada.

§ 2º **Alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido**, conforme regulação da Aneel, **deverão ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um *mês operativo* do Programa Mensal de Operação - PMO, considerando definição da regulamentação**, em que serão implementadas para que tenham efeitos na formação de preço de curto prazo.

PMO de Referência	 Data limite
Dezembro/2025	31/10/2025
Janeiro/2026	28/11/2025
Fevereiro/2026	26/12/2025
Março/2026	30/01/2026
Abril/2026	27/02/2026
Maió/2026	27/03/2026
Junho/2026	24/04/2026
Junho/2026	29/05/2026
Agosto/2026	26/06/2026
Setembro/2026	31/07/2026
Outubro/2026	28/08/2026
Novembro/2026	25/09/2026
Dezembro/2026	30/10/2026

Restrição de Cota Montante da UHE Jirau:

- FSARH 9.105, 9.107 e 9.108, de 06/11/2025: elevação de cota em 20 cm/dia até a cota 90 m (até 13/12/2025) e permanência na cota 90m de 14/12/2025 a 26/06/2026:
 - “A operação do reservatório da UHE Jirau foi modificada pela outorga nº 2735/2024, emitida em 23 de outubro de 2024. Essa norma estabelece que o replecionamento do reservatório deverá ser iniciado apenas após a revogação das restrições de navegação entre Porto Velho/RO e Nova Aripuanã/AM, conforme determinação da Marinha do Brasil. **Em 06 de novembro de 2025, a Capitania Fluvial de Porto Velho (CFPV/RO) publicou a Portaria nº 74/2025, revogando as referidas restrições de navegação.** Assim, o replecionamento será realizado gradualmente, com uma elevação diária do nível do reservatório à taxa de 20 cm por dia.”
- Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2026 (dia: 27/12/2025).

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de cota mínima e máximo (m)	
Jirau	PMO Novembro e Dezembro de 2025	(DC e DS) Com base nas vazões afluentes: Cota Jirau = 0,000452988817295051 Vazão_Jirau + 79,9913394900427 (limitado ao mínimo de 82,5 m e máximo de 90 m)	PMO Nov/2025 Dez/2025
	PMO de Janeiro de 2026	permanência na cota 90m de 14/12/2025 em diante (FSARH 9.108)	PMO Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

Restrição de Defluência Mínima da UHE Porto Primavera:

- **FSARH 9.101**, de 06/11/2025: restrição de defluência mínima de 3.900 m³/s de 06/11/2025 a 31/10/2026
 - “Conforme **Ofício nº 36/2025/CMSE -MME** e **Ofício nº391/2025/COHID/CGTEF/DILIC – IBAMA**, a CESP procederá à redução de vazão defluente mínima de 4.600 m³/s para até 3.900 m³/s em atendimento ao solicitado, conforme **Plano de Trabalho PL/GS/03/2024** (SEI 20805812) submetido e aprovado pelo IBAMA por meio do **Parecer Técnico nº 153/2024- COHID/CGTEF/DILIC** (SEI 20907993)

Pontos importantes de redução de vazão:

- 1) As reduções da vazão de 4.600 m³/s para 3.900 m³/s, deverão acontecer de forma escalonada e controlada na ordem de 100 m³/s/DIA, no máximo, durante o período de 01/11/2025 a 28/02/2026 (Piracema).
- 2) As reduções da vazão, de 4.600 m³/s para 3.900 m³/s, deverão acontecer de forma escalonada e controlada na ordem de 100 m³/s/HORA, no máximo, durante o período de 01/03/2026 a 31/10/2026.

Pontos importantes de elevação de vazão:

- 3) As elevações da vazão acontecerão de forma escalonada e controlada na ordem de 100 m³/s/HORA tanto para o período seco (de 01/03/2026 a 31/10/2026), quanto úmido (Piracema de 01/11/2025 a 28/02/2026).
- 4) Caso haja elevação automática das defluências decorrente da atuação da regulação primária, a redução da vazão, após o processo de normalização, deverá seguir a taxa de variação conforme o período descrito nos itens 1) e 2);
- 5) No intuito de viabilizar a mobilização e comunicação das ações, a CESP deverá ser informada das programações, com no mínimo 24h de antecedência, para fazer o planejamento dos controles socioambientais e a comunicação às Partes Interessadas, conforme previsto no Plano de Trabalho.

- **Consideração da restrição no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2026 (dia: 27/12/2025).**

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de defluência mínima (m³/s)
P. Primavera	PMO Novembro e Dezembro de 2025	4.600 (todo o horizonte)
	PMO de Janeiro de 2026	3.900 (até 31/10/2026) / 4.600 (de 01/11/2026 em diante)

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

PMO
Nov/2025
Dez/2025

PMO
Jan/2026

* Restrições associadas como taxas de variação FSARH (9124 e 9125), condicionadas aos níveis de armazenamento ou vazão iniciais no modelo DESSEM também serão consideradas de maneira conjunta a partir do PMO de janeiro de 2026

Restrição de Vazão Vertida Máxima da UHE Castro Alves:

- FSARH 9.086, de 03/11/2025, aceita em 14/11/2025: restrição de vazão vertida máxima de 480 m³/s condicionada a vazões de 480 a 650 m³/s no período de 14/11/2025 em diante:
 - “Localizada entre os municípios de Nova Roma do Sul e Nova Pádua (RS), nas proximidades da jusante da barragem da UHE Castro Alves, encontra-se instalada uma balsa que realiza o transporte da população entre os municípios e comunidades vizinhas. Essa balsa opera normalmente com vazões de até 480 m³/s, sendo sua operação interrompida por questões de segurança — tanto do equipamento quanto dos usuários — quando esse limite é excedido.
 - Considerando que a UHE Castro Alves desvia parte da vazão do rio na região da balsa por meio de suas turbinas, a usina possui capacidade de atuar proativamente na mitigação de interrupções da operação da balsa. Assim, conforme demonstrado no relatório anexo, em situações em que a vazão afluenta esteja entre 480 m³/s e 650 m³/s, e havendo disponibilidade sistêmica, o despacho e a geração podem contribuir para evitar a paralisação da balsa, mantendo a vazão vertida em níveis iguais ou inferiores a 480 m³/s.
- Ofício/ADM nº 156/2025 - Prefeitura Municipal de Nova Roma do Sul (19/08/2025):
 - O Município de Nova Roma do Sul manifesta preocupação com as liberações abruptas de água pela usina da CERAN, que têm elevado rapidamente o nível do Rio das Antas e causado interrupções na balsa, prejuízos e riscos à população ribeirinha. O município solicita: **(i) revisão dos procedimentos de descarga com comunicação prévia; (ii) evitar liberações que afetem a operação da balsa;** e (iii) criação de um canal permanente de comunicação para reduzir impactos à comunidade.
- Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2026 (dia: 27/12/2025).

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de vertimento máximo (m³/s)
Castro Alves	PMO Novembro e Dezembro de 2025	Não consideração da restrição
	PMO de Janeiro de 2026	480 m³/s (condicionada a vazão de 480 m³/s a 650 m³/s)

PMO
Nov/2025
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

Projeto de Integração do Rio São Francisco/UHE Itaparica:

Resolução ANA nº 411, de 22 de setembro de 2005

Art. 1º III – vazão firme disponível para bombeamento, nos dois eixos, a qualquer tempo, de 26,4 m³/s, correspondente à demanda projetada para o ano de 2025 para consumo humano e dessedentação animal na região; e

Art. 1ºA. Parágrafo único. Enquanto a demanda real for inferior a 26,4 m³/s, o empreendimento poderá atender, com essa vazão, o uso múltiplo dos recursos hídricos na região receptora.

UHE	Vazão bombeada (m³/s)
	Todo horizonte de 2026
Itaparica	26,4

PMO
Dez/2025

Portaria Normativa ANA nº 550, de 14 de novembro de 2025

- Dispõe sobre o Plano de Gestão Anual - PGA referente ao ano de 2026 para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional - PISF.

Art. 5º As condições e padrões operacionais para o período de 2026 se darão conforme o Anexo II.

Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2026 (dia: 27/12/2025).

UHE	Vazão bombeada (m³/s)												
	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	Demais meses
Itaparica	17,36	17,38	17,28	17,37	14,05	17,40	17,72	17,89	14,31	15,69	20,02	17,71	26,4

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

Despacho Antecipado da UTE Porto de Sergipe I:

- Conforme indicação do modelo DECOMP do ONS nas revisões 3 e 4 de outubro de 2025, foi definido o despacho antecipado para o UTE Porto de Sergipe I para o período das festas de final de ano, 20/12/2025 – 26/12/2025 e 27/12/2025-02/01/2026, respectivamente.
- Em correspondências do agentes responsável pela UTE com o ONS (Carta ENV nº 082/2025) e do ONS com a ANEEL (Carta CTA-ONS DOP 1811/2025 e OFÍCIO Nº 179/2025-SGM/ANEEL), foram indicadas a possibilidade do ONS, em caráter excepcional, flexibilizar o despacho da UTE Porto de Sergipe, dentro dos limites operacionais da mesma, bem como reduzir integralmente o despacho em cada uma dessas semanas operativas, envolvendo o **período de 20/12/2025 – 04/01/2026**.
- Por se tratar de uma decisão posterior ao período ordinário de definição do despacho antecipado das usinas GNL, ou seja, conforme Art. 20 § 1º item I *“Atualização de informação para o PMO que esteja em desacordo com o inciso IV do art. 5º, deverá ser dada publicidade aos agentes com antecedência não inferior a um mês operativo do PMO, de acordo com o previsto pelo Art. 6º da Resolução CNPE nº 22, de 2021, ou resolução superveniente.”*, a CCEE não irá considerar essa alteração do despacho durante o PMO de dezembro de 2025, realizando o ajuste nesse despacho apenas a partir do PMO de janeiro de 2026.
- Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2026 (dia: 27/12/2025).**

Usina Termelétrica	Modelagem	Geração Antecipada (MWmed)
Porto de Sergipe I	PMO de Dezembro de 2025	1593,0 (20/12/2025-04/01/2026)
	PMO de Janeiro de 2026	0 (27/12/2025-04/01/2026)

PMO
Dez/2025

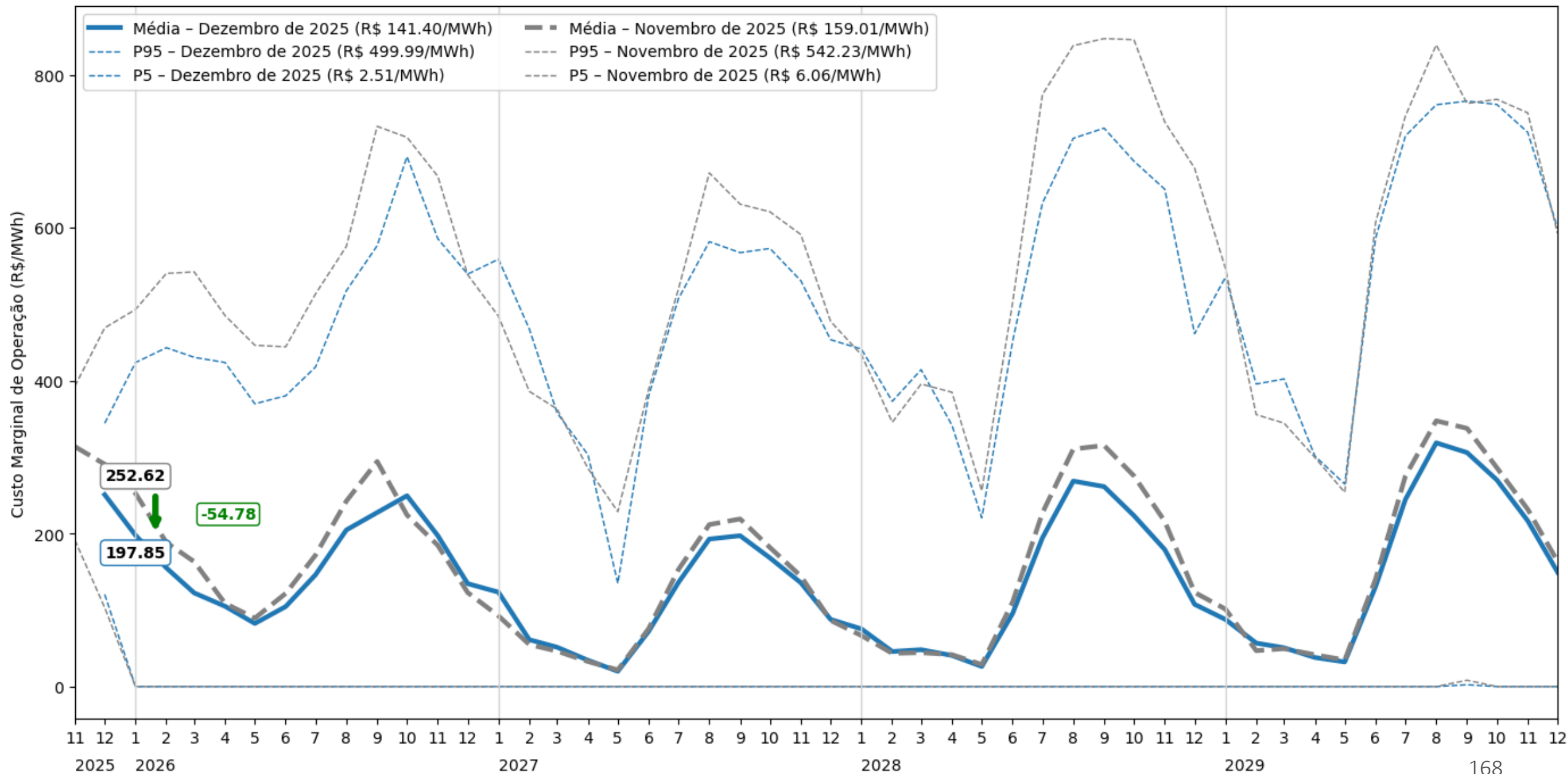
PMO
Jan/2026

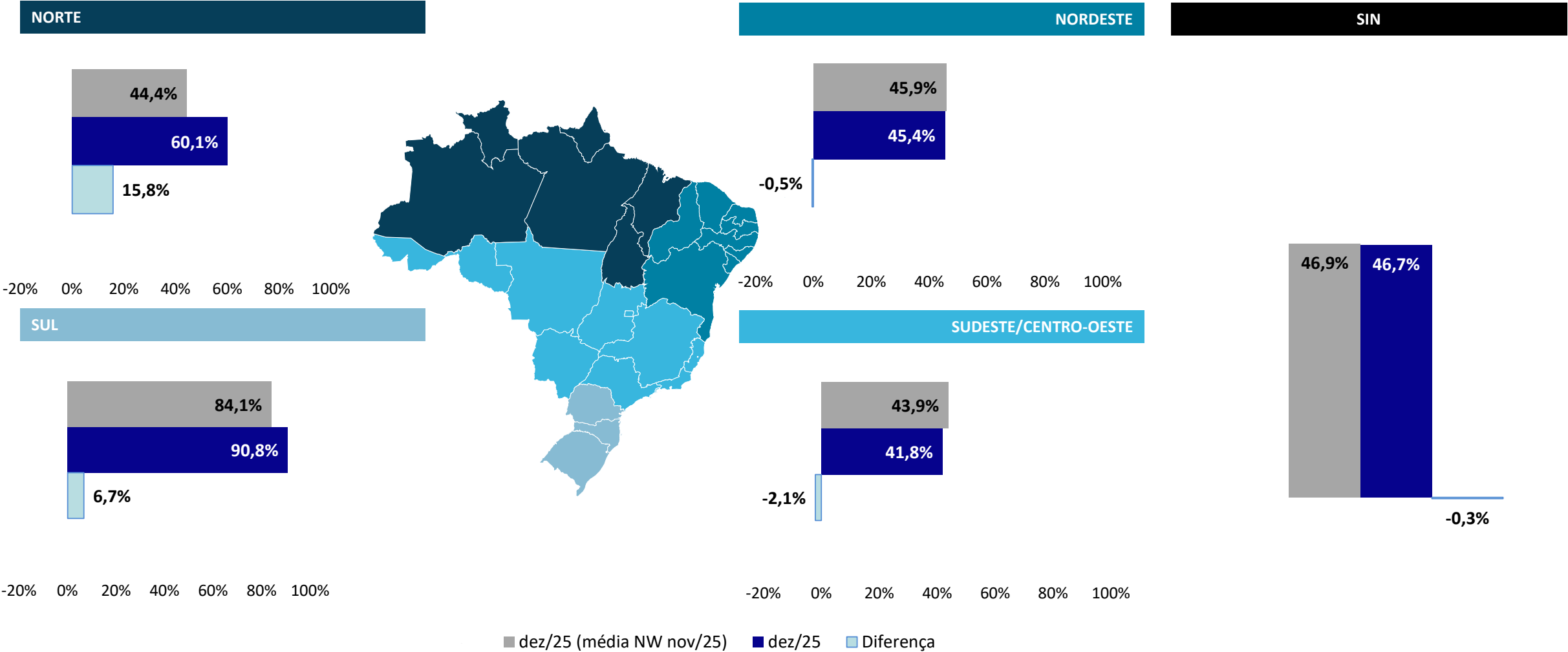
Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

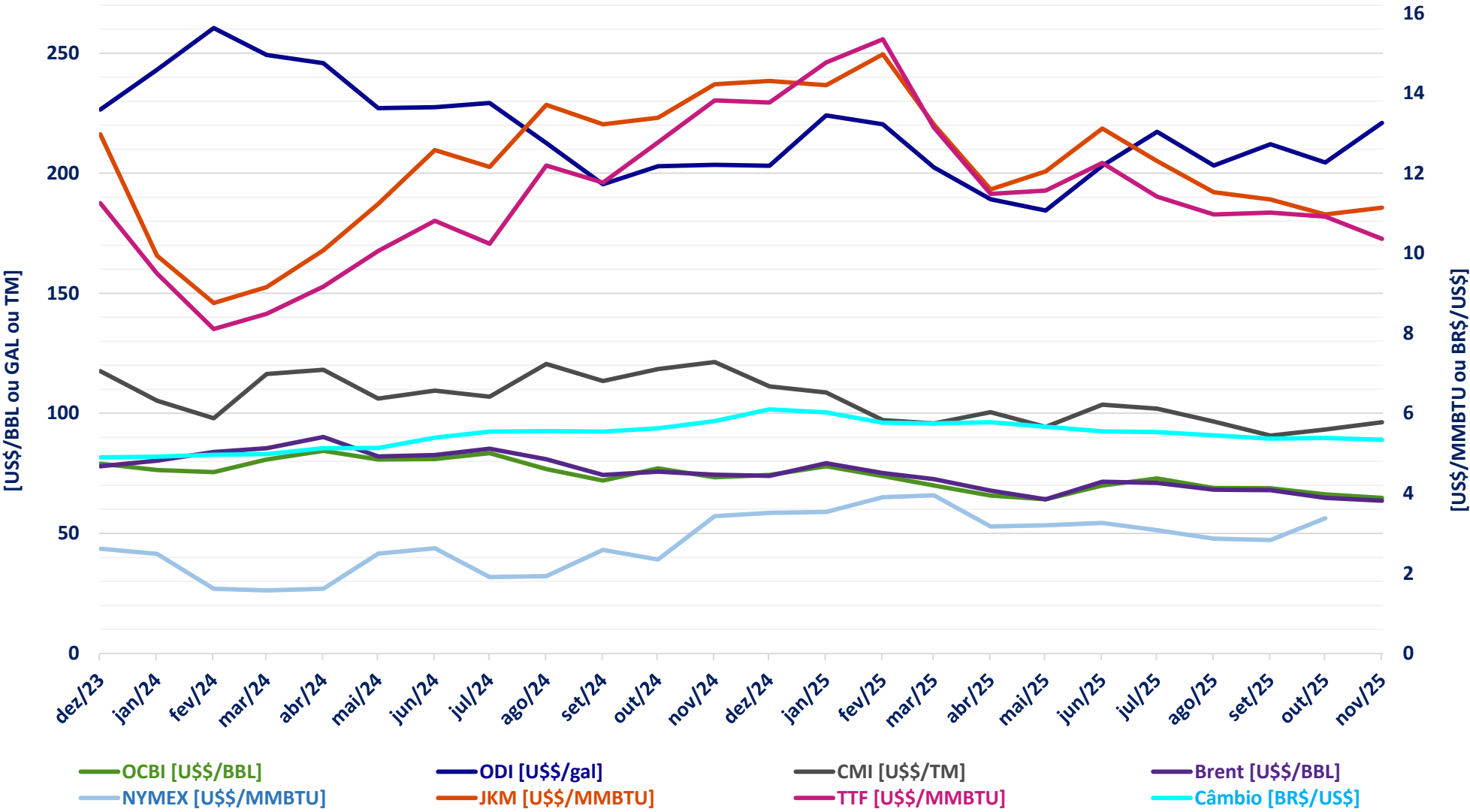
análise do PLD de dezembro de 2025

newave





Mês	OCBI [U\$\$/BBL]	ODI [U\$\$/gal]	CMI [U\$\$/TM]	Brent [U\$\$/BBL]	NYMEX [U\$\$/MMBTU]	JKM [U\$\$/MMBTU]	TTF [U\$\$/MMBTU]	Câmbio [BR\$/US\$]
Variação	-3,6%	-3,6%	2,8%	-4,8%	19,1%	-3,3%	-0,9%	0,3%



Tipos de usinas contempladas nos decks dos modelos NW, DC e DS:

- Usinas Merchant (Não venderam em Leilões de Energia): CVUs definidos pela ANEEL
- Usinas de Leilão: CVUs definidos pela EPE e reajustados pela CCEE

Composição do CVU:



Atualização do CVU para o PMO para o mês de novembro:

Usinas do 3º LEN

- Parcela CVU_DC (e CVU_COMB demais combustíveis): reajuste mensal pelo índice IPCA_{M-2}
- **Parcela CVU_COMB: reajuste anual**
 - Usinas PPT (fev): cotação nacional (ANP)
 - **OCBI, OCAI, ODI (nov/dez): cotação internacional (Platts) + frete (Worldscale/Clarksons)**

Usinas do 4º, 5º e 7º LEN

- **Parcela CVU_DC: reajuste anual (nov/dez) pelo índice IPCA_{M-2}**
- Parcela CVU_COMB_E: reajuste quadrimestral/anual (cotação Platts para as usinas a gás e carvão mineral / EIA para as usinas a óleo diesel ou combustível) e Taxa de Câmbio_{M-2}
- Parcela CVU_COMB_C: reajuste com base na cotação do combustível_{M-2}

Usinas do 12º LEN em diante¹

- **Parcela CVU_DC: reajuste anual (nov/dez) pelo índice IPCA_{M-2}**
- Parcela CVU_COMB_E: reajuste quadrimestral/anual (cotação Platts para as usinas a gás e carvão mineral / EIA para as usinas a óleo diesel ou combustível) e Taxa de Câmbio_{M-2}
- Parcela CVU_COMB_C: reajuste com base na cotação do combustível_{M-2}

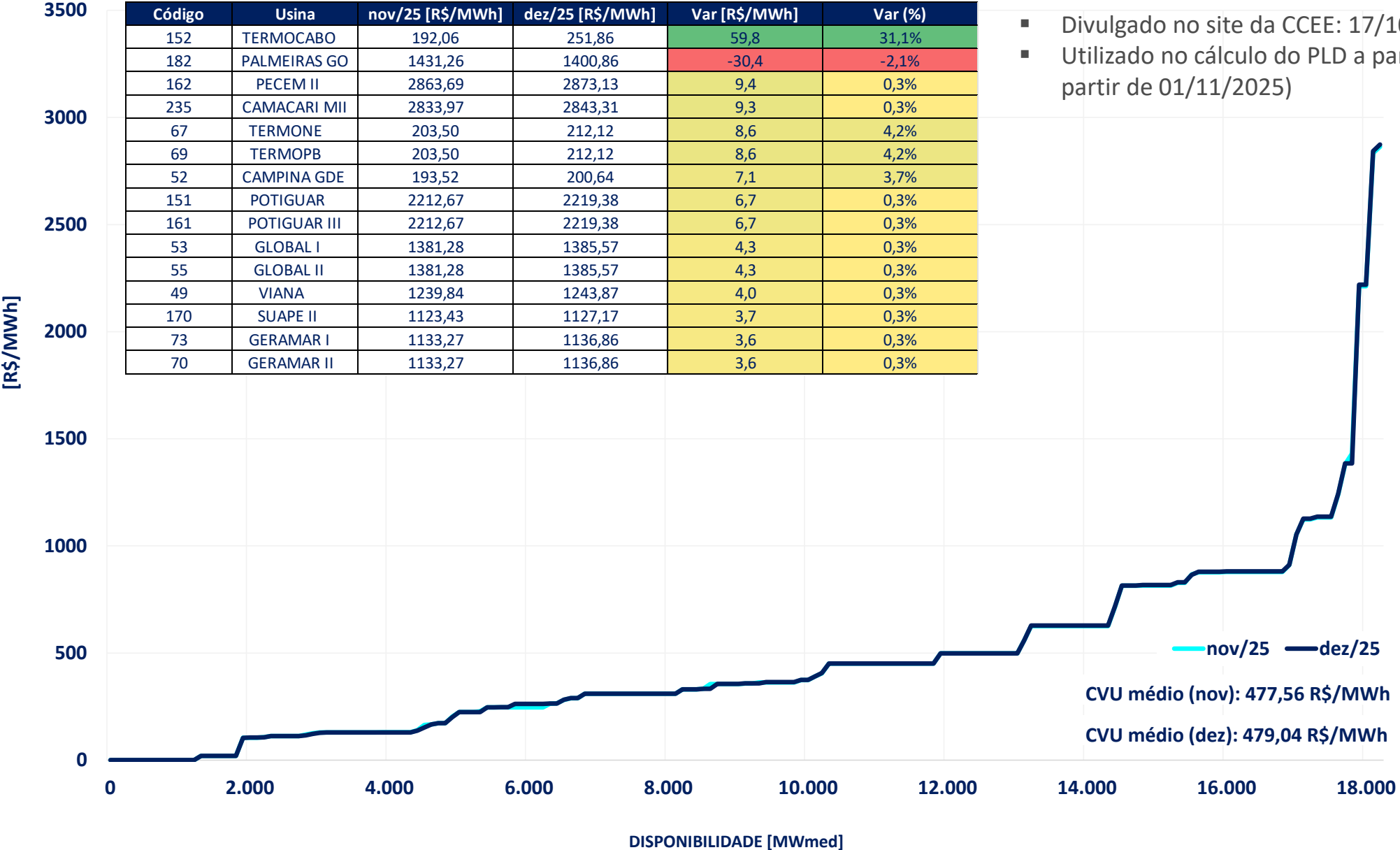
¹ Usinas com parcela **CVU_COMB** contendo **parâmetros E_PV e F_PV não nulos** são também **reajustadas anualmente** considerando os índices **CPI_{M-2}** e **IPCA_{M-2}**, respectivamente.

➤ Usinas com início de suprimento em janeiro/2026

UTE	Leilão	Produto	Início de vigência
Cubatão	24º LEE	2026-15	01/01/2026
Jorge Lacerda I (A1)	PRT MME 844/2025	2026-15	01/01/2026
Jorge Lacerda II (A2)	PRT MME 844/2025	2026-15	01/01/2026
Jorge Lacerda III (B)	PRT MME 844/2025	2026-15	01/01/2026
Jorge Lacerda IV (C)	PRT MME 844/2025	2026-15	01/01/2026

➤ Usinas com encerramento do suprimento em dezembro/2025

UTE	Leilão	Produto	Fim de vigência
Do Atlantico	3º LEN	2011-15	31/12/2025
Macaé Merchant	3º LEN	2011-15	31/12/2025
Palmeiras de Goiás	3º LEN	2011-15	31/12/2025
Luiz Oscar Rodrigues de Melo (Antiga Linhares)	6º LEN	2011-15	31/12/2025
Barra Bonita I	1º PCS	2022-03	31/12/2025
MP Paulínia	1º PCS	2022-03	31/12/2025
Viana 1	1º PCS	2022-03	31/12/2025



Despacho antecipado da UTE GNL Porto Sergipe I:

- **Carta CTA-ONS DOP 1.811/2025 e OFÍCIO SGM/ANEEL Nº 179/2025:** redução integral excepcional do despacho de Porto Sergipe I no período que vai de 20/12/2025 – 04/01/2026.



NEWAVE (ADTERM.DAT)						ONS		
IUTE	NOME	TERMICA	LAG					
XXXX	XXXXXXXXXXXXX	X	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX			
...								
224	P. SERGIPE I	2						
				0.00	0.00	0.00		
				1517.14	1365.43	1216.11		
9999								

						CCEE		
IUTE	NOME	TERMICA	LAG					
XXXX	XXXXXXXXXXXXX	X	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX	XXXXXXXX.XX			
...								
224	P. SERGIPE I	2						
				506.86	598.14	695.32		
				1593.00	1549.95	1507.57		
9999								

PMO
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

-  Representação distinta ao ONS
-  Seguindo a representação do ONS

Restrição de defluência mínima da UHE Porto Primavera:

- **FSARH 9.101**, de 06/11/2025: restrição de defluência mínima de 3.900 m³/s de 06/11/2025 a 31/10/2026

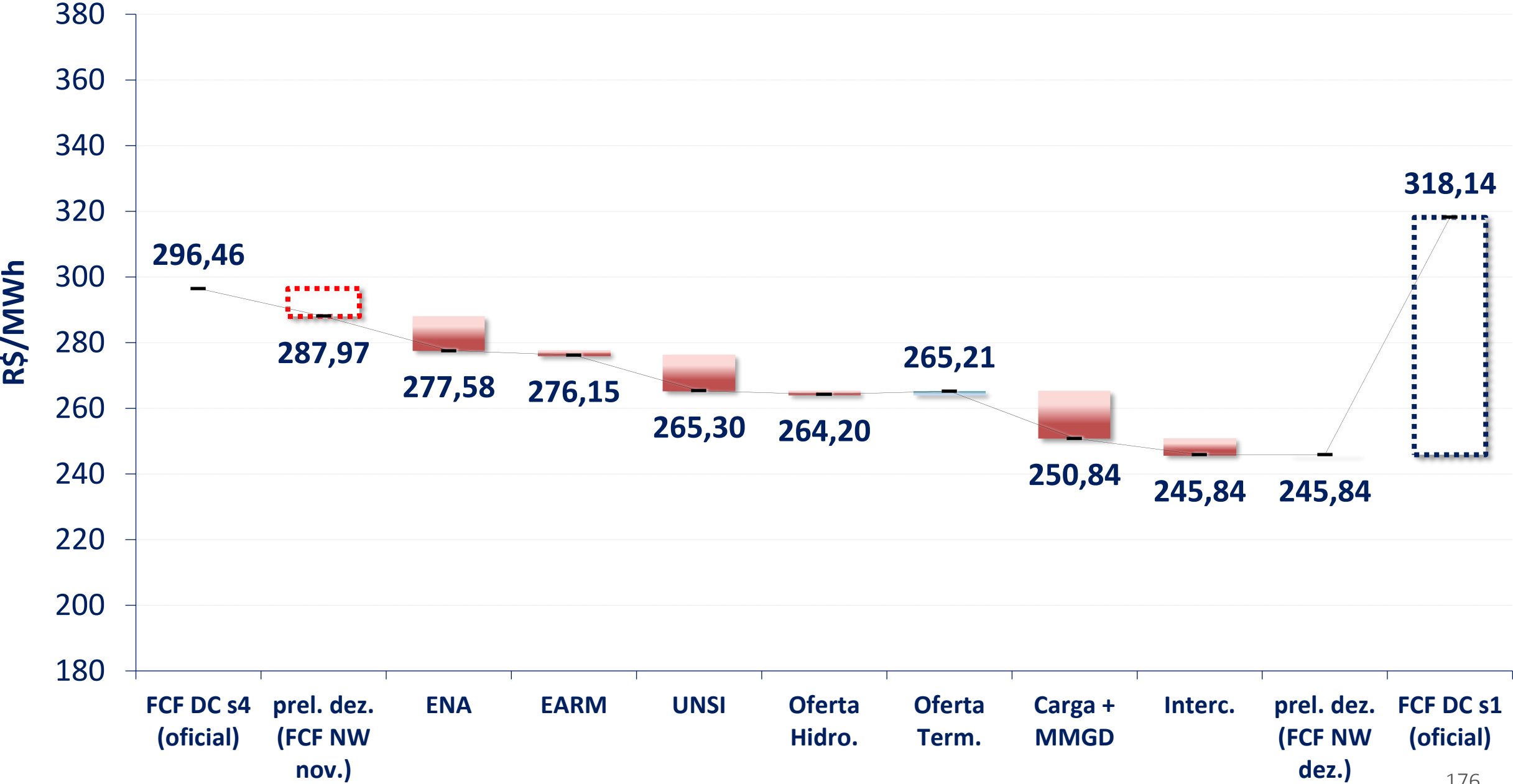
NEWAVE (MODIF.DAT)			ONS
P.CHAVE	MODIFICACOES E INDICES		
XXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX		
...			
USINA	46	P. PRIMAVERA	
VAZMINT	12 2025 4600.00		
			CCEE
P.CHAVE	MODIFICACOES E INDICES		
XXXXXXXX	XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX		
...			
USINA	46	P. PRIMAVERA	
VAZMINT	12 2025 3900.00		
VAZMINT	11 2026 4600.00		

PMO
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

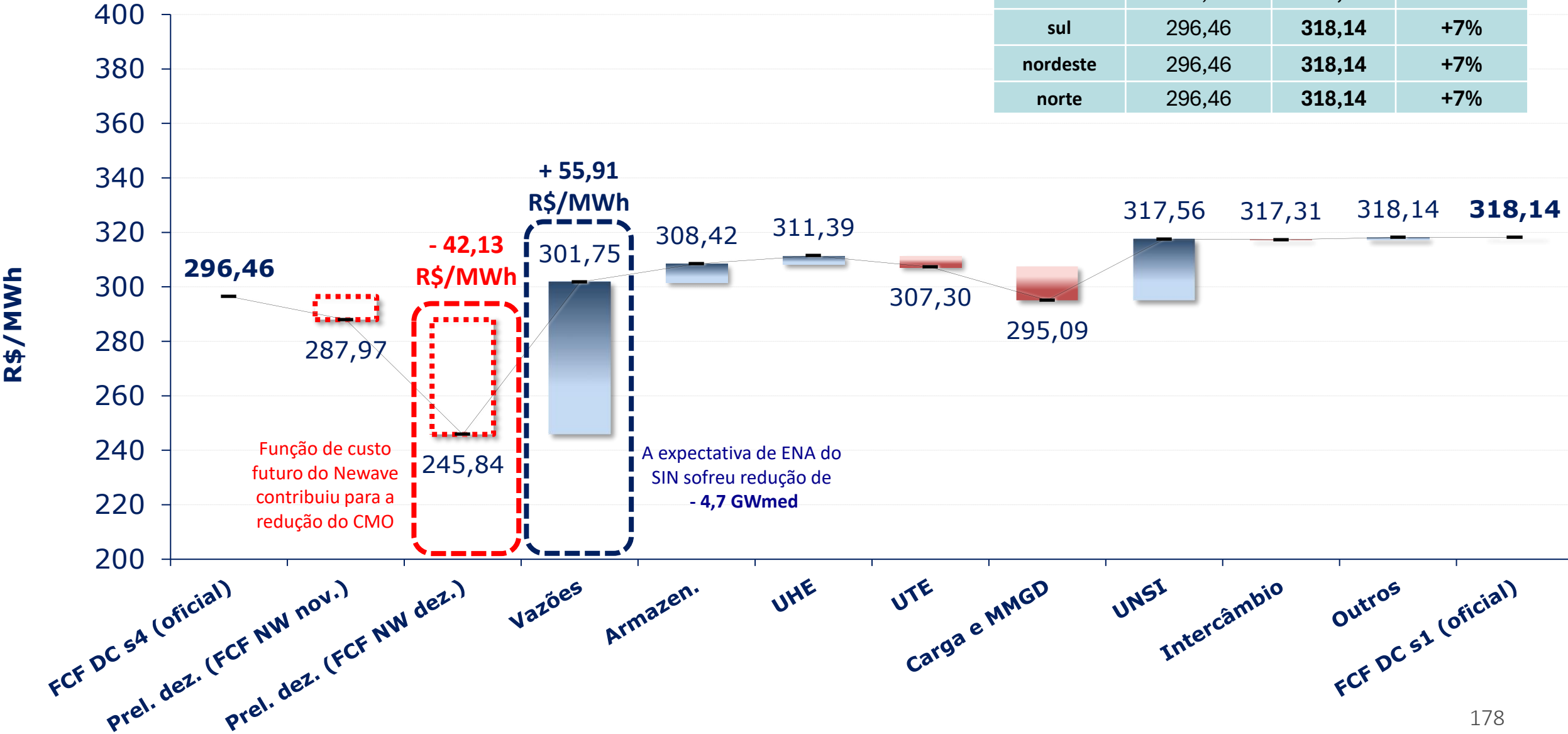


análise do PLD de dezembro de 2025

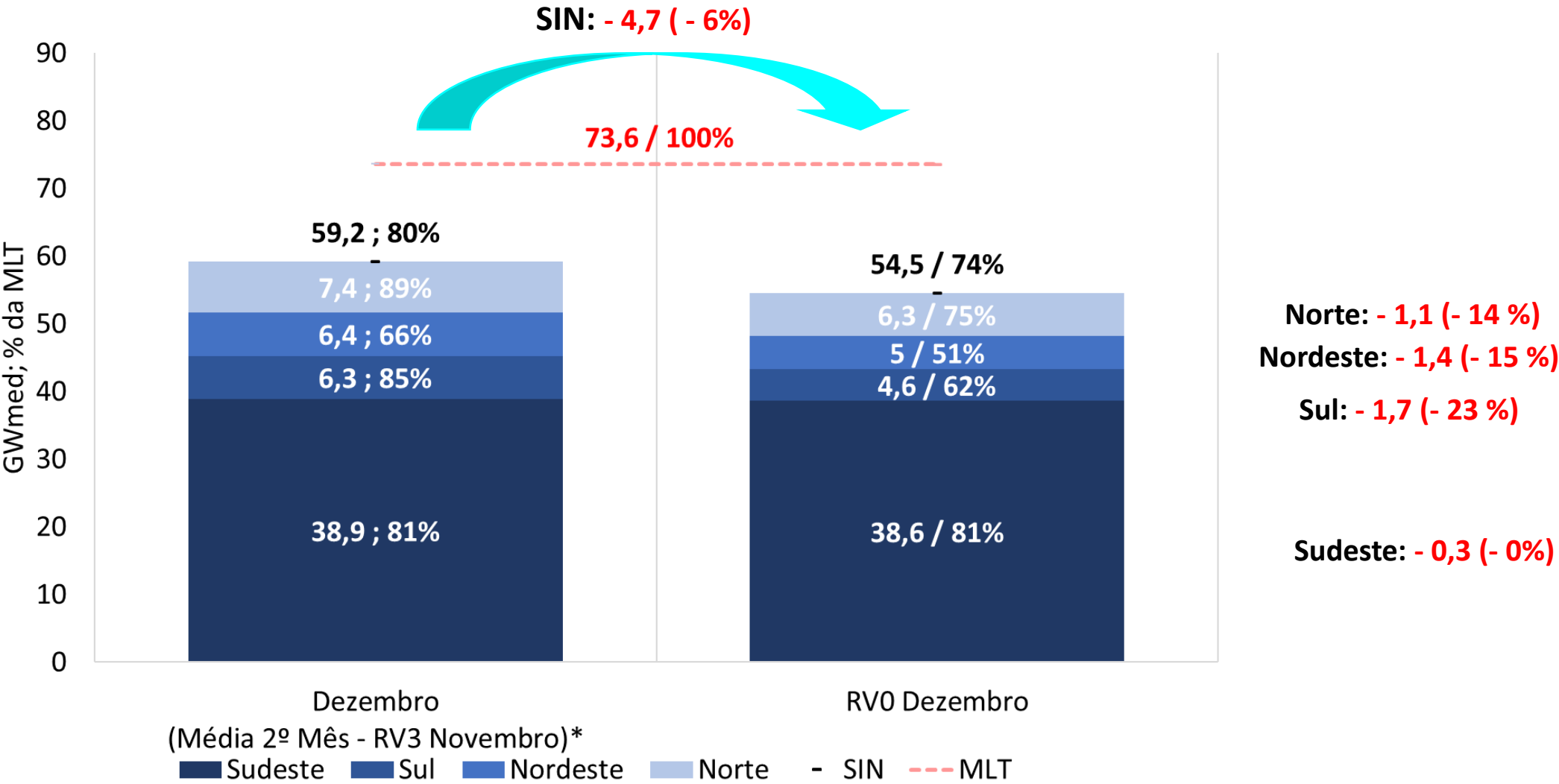
decomp

decomposição do CMO do Decomp - Sudeste/Centro-Oeste

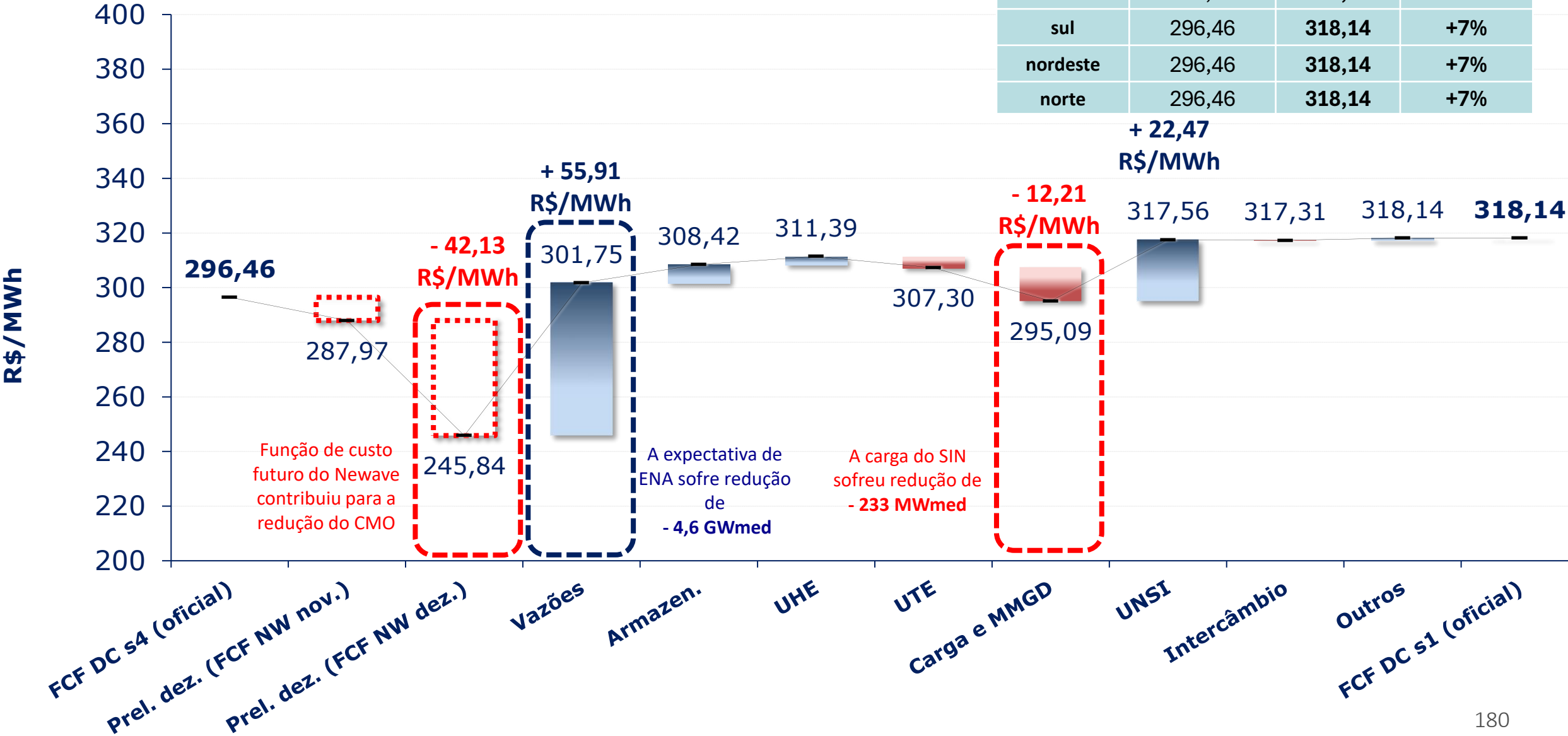
submercado	média FCF do Decomp (R\$/MWh)		
	4ª sem – nov	1ª sem - dez	variação
sudeste	296,46	318,14	+7%
sul	296,46	318,14	+7%
nordeste	296,46	318,14	+7%
norte	296,46	318,14	+7%



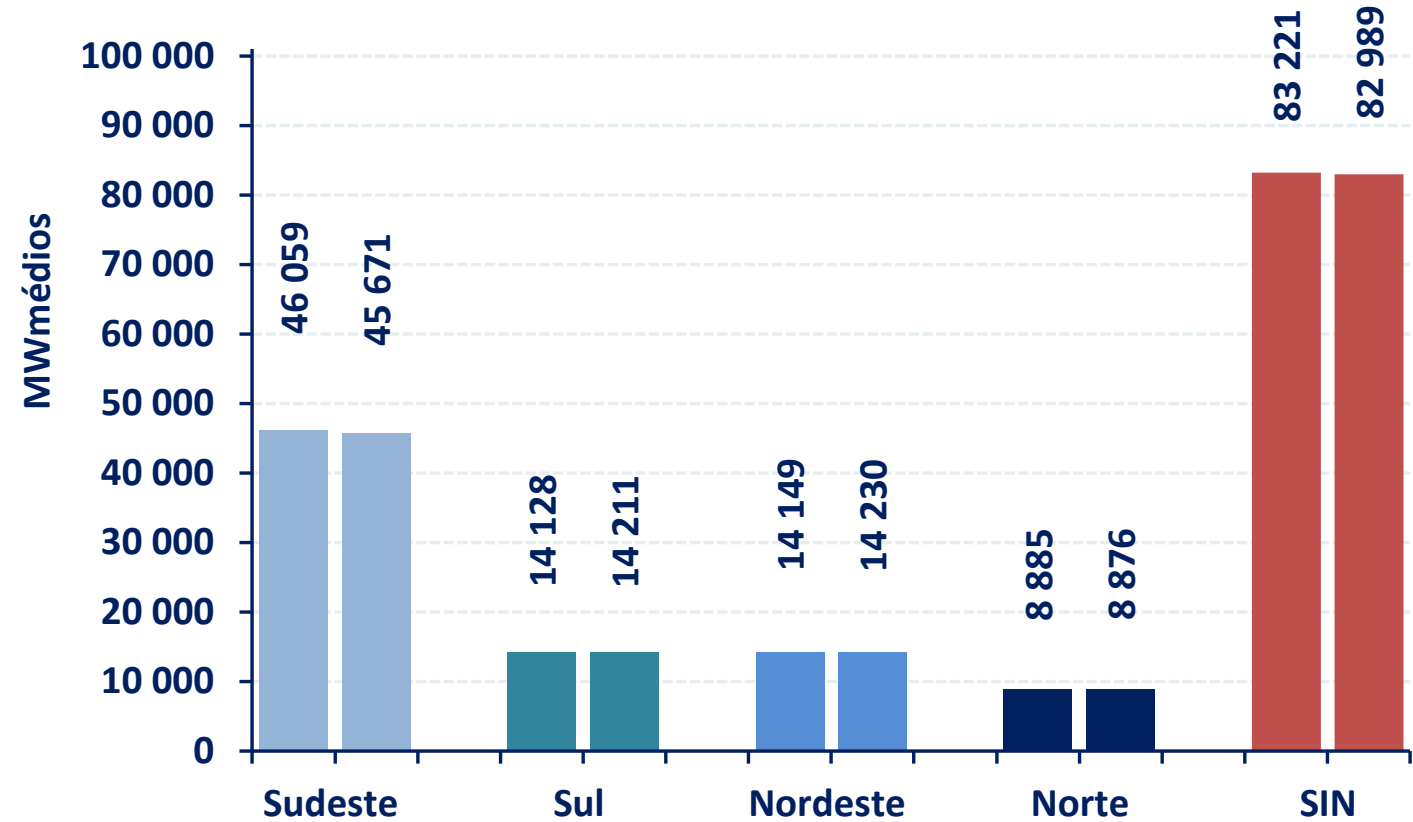
ENA Dezembro de 2025



decomposição do CMO do Decomp - Sudeste/Centro-Oeste

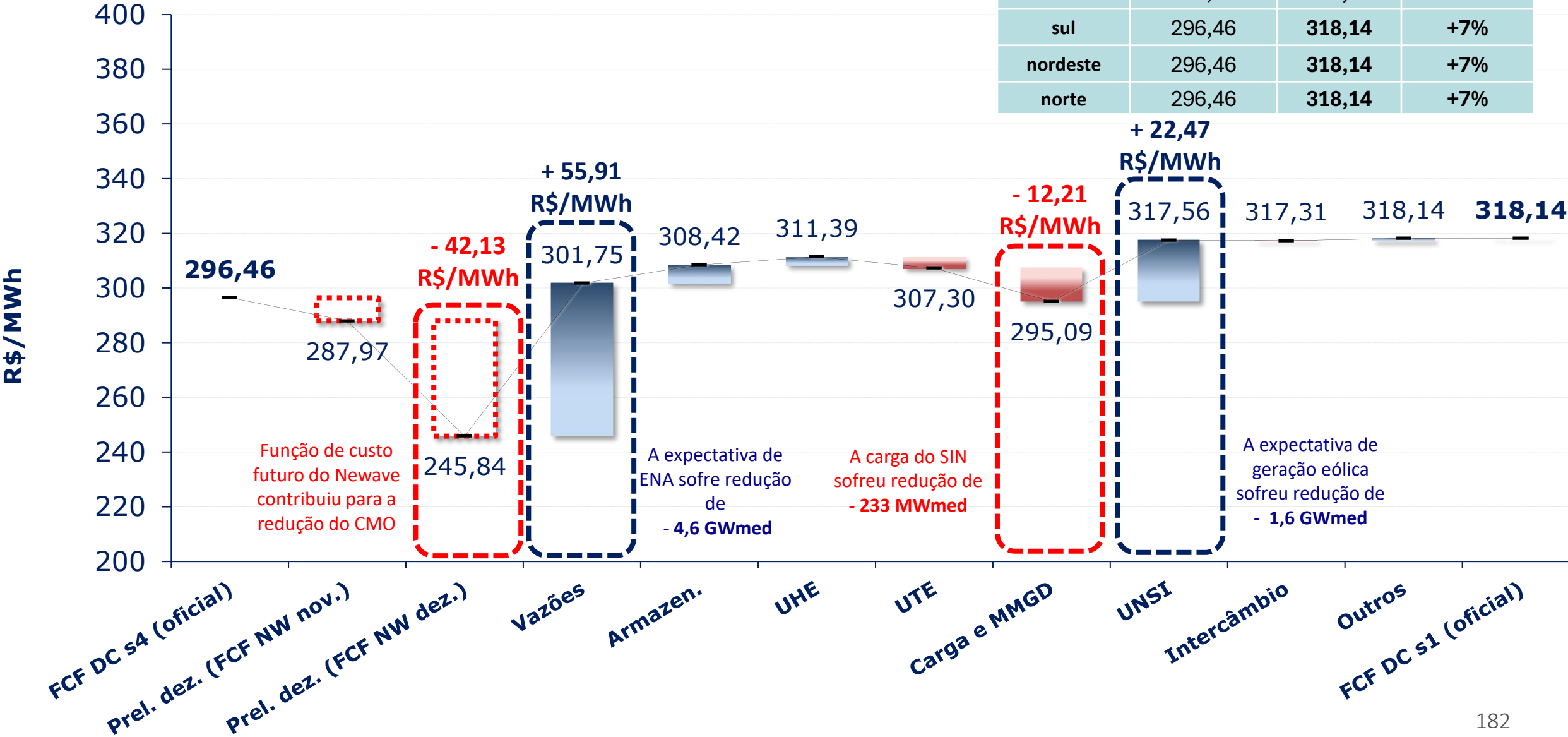


revisão da carga



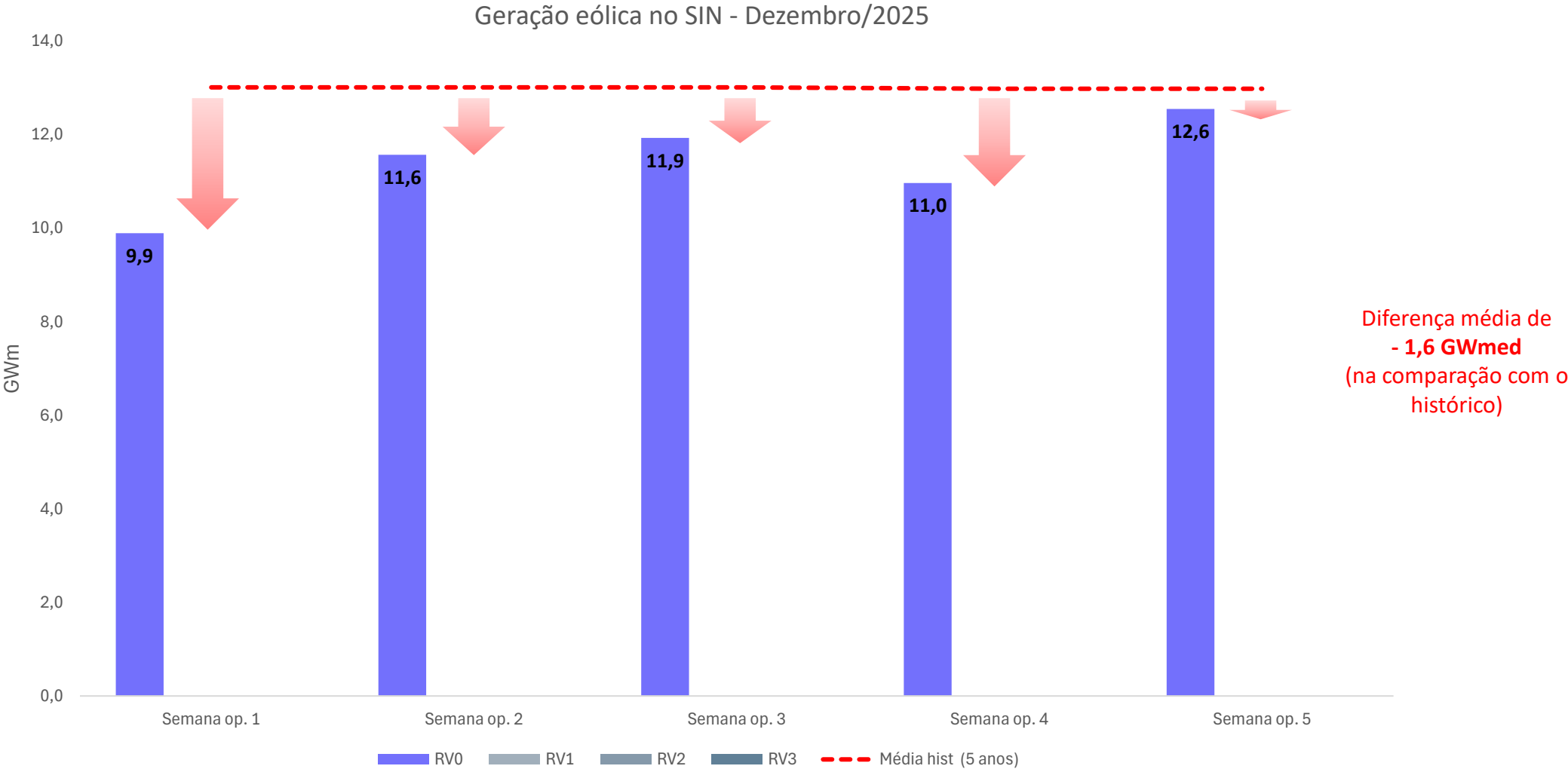
SE/CO	S	NE	N	SIN
-388	+83	+82	-9	-233

decomposição do CMO do Decomp - Sudeste/Centro-Oeste



submercado	média FCF do Decomp (R\$/MWh)		
	4ª sem - nov	1ª sem - dez	variação
sudeste	296,46	318,14	+7%
sul	296,46	318,14	+7%
nordeste	296,46	318,14	+7%
norte	296,46	318,14	+7%

WEOL Dezembro de 2025



Restrição de cota montante da UHE Jirau:

FSARH 9.105, 9.107 e 9.108, de 06/11/2025: elevação de cota em 20 cm/dia até a cota 90 m (até 13/12/2025) e permanência na cota 90m de 14/12/2025 a 26/06/2026

```
&-----&
& BLOCO 25 *** MODIFICACAO DO CADASTRO ***
& (REGISTROS AC)
&-----&
&AC
& UHE MNEMONICO VALOR MES NUMERO DA SEMANA
& xxx XXXXXX xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx XXX x
&-----&
& Alteracoes para Jirau de acordo com a RES ANA 269/2009
& Alteracao das cotas de montante via mudancas nos parametros dos polinomios cota volume
& Replecionamento do reservatorio de JIRAU, de acordo com o FSARH 9105 e 9107, aceitos em 06/11/2025, valido ate 13/12/2025
& Nivel minimo na cota 90 m, conforme FSARH 9108, aceito em 06/11/2025, valido de 14/12 ate 26/06/2026
&
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024
&
& JIRAU
& Semana 1
&AC 285 COTVOL 1 87.90 DEZ 1 2025
AC 285 COTVOL 1 87.03 DEZ 1 2025
AC 285 COTVOL 2 0.00 DEZ 1 2025
AC 285 COTVOL 3 0.00 DEZ 1 2025
AC 285 COTVOL 4 0.00 DEZ 1 2025
AC 285 COTVOL 5 0.00 DEZ 1 2025
& Semana 2
&AC 285 COTVOL 1 89.30 DEZ 2 2025
AC 285 COTVOL 1 88.99 DEZ 2 2025
AC 285 COTVOL 2 0.00 DEZ 2 2025
AC 285 COTVOL 3 0.00 DEZ 2 2025
AC 285 COTVOL 4 0.00 DEZ 2 2025
AC 285 COTVOL 5 0.00 DEZ 2 2025
& Semana 3
&AC 285 COTVOL 1 90.00 DEZ 3 2025
AC 285 COTVOL 1 89.65 DEZ 3 2025
AC 285 COTVOL 2 0.00 DEZ 3 2025
AC 285 COTVOL 3 0.00 DEZ 3 2025
AC 285 COTVOL 4 0.00 DEZ 3 2025
AC 285 COTVOL 5 0.00 DEZ 3 2025
&-----&
```

PMO
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

Restrição de defluência mínima da UHE Porto Primavera:

- **FSARH 9.101**, de 06/11/2025: restrição de defluência mínima de 3.900 m³/s de 06/11/2025 a 31/10/2026

&-46- PORTO PRIMAVERA									
& Vazao defluente minima de 4600 m3/s de acordo com o FSARH 533									
& Vazao defluente minima de 3900 m3/s, de acordo com o FSARH 9101, aceito em 06/11/2025, valido ate 31/10/2026									
&									
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024									
&									
HQ	87	1	6						
LQ	87	1		4600.00		4600.00		4600.00	
&LQ	87	1		3900.00		3900.00		3900.00	
CQ	87	1	46		1.0	QDEF			
&									
& 121 PARATIBUNA									

PMO
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

Geração da UTE GNL Porto Sergipe I:

- **Carta CTA-ONS DOP 1.811/2025 e OFÍCIO SGM/ANEEL Nº 179/2025:** redução integral do despacho de Porto Sergipe I no período que vai de 20/12/2025 – 04/01/2026.

&-----										
& BLOCO 4 *** GERACOES DE TERMICAS GNL JA COMANDADAS ***										
& (REGISTRO GL)										
&-----										
& Usina Pat 1 Pat 2 Pat3										
& cod ss sem geracao dur geracao dur geracao dur data inic										
&x xxx xx xx xxxxxxxxXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX xxXXXXxx										
& PSERGIPE I										
& DEZ/2025										
& Sem despacho antecipado										
GL	224	3	1	0.0	40.	0.0	59.	0.0	69.	29112025
GL	224	3	2	0.0	40.	0.0	59.	0.0	69.	06122025
GL	224	3	3	0.0	40.	0.0	59.	0.0	69.	13122025
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024										
GL	224	3	4	1593.0	32.	1593.0	57.	1593.0	79.	20122025
GL	224	3	5	1593.0	32.	1593.0	57.	1593.0	79.	27122025
& JAN/2026										
& Despacho antecipado por ordem de merito										
GL	224	3	6	1593.0	40.	1593.0	59.	1593.0	69.	03012026
GL	224	3	7	1593.0	40.	1593.0	59.	1593.0	69.	10012026
GL	224	3	8	1593.0	40.	1593.0	59.	1593.0	69.	17012026
GL	224	3	9	1593.0	40.	1593.0	59.	1593.0	69.	24012026

PMO
Dez/2025

PMO
Jan/2026

Legenda (com base nas informações até o momento):

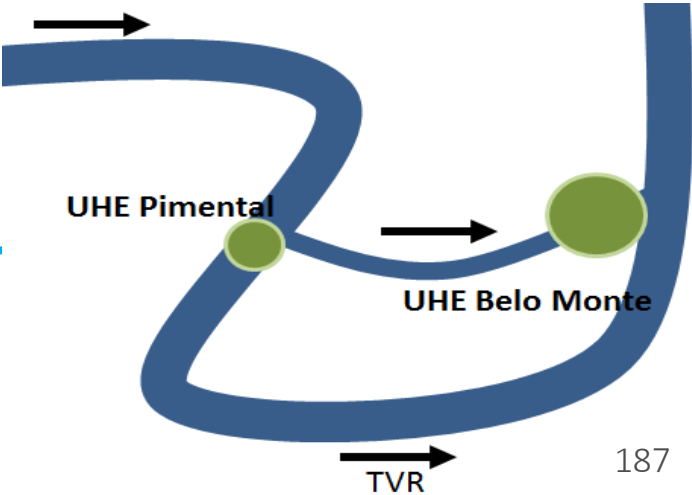
- Representação distinta ao ONS
- Seguindo a representação do ONS

modelagem do hidrograma de Pimental e Belo Monte

- Hidrograma B (FSARH 9.229, para 2026), de 27/11/2025:** Segundo a outorga 1.522 de 2024, as vazões médias mensais a serem mantidas no Trecho de Vazão Reduzida (TVR) deverão ser maior ou igual ao hidrograma de seu anexo III. Desta forma, em 2026 será praticado o hidrograma B da referida outorga.

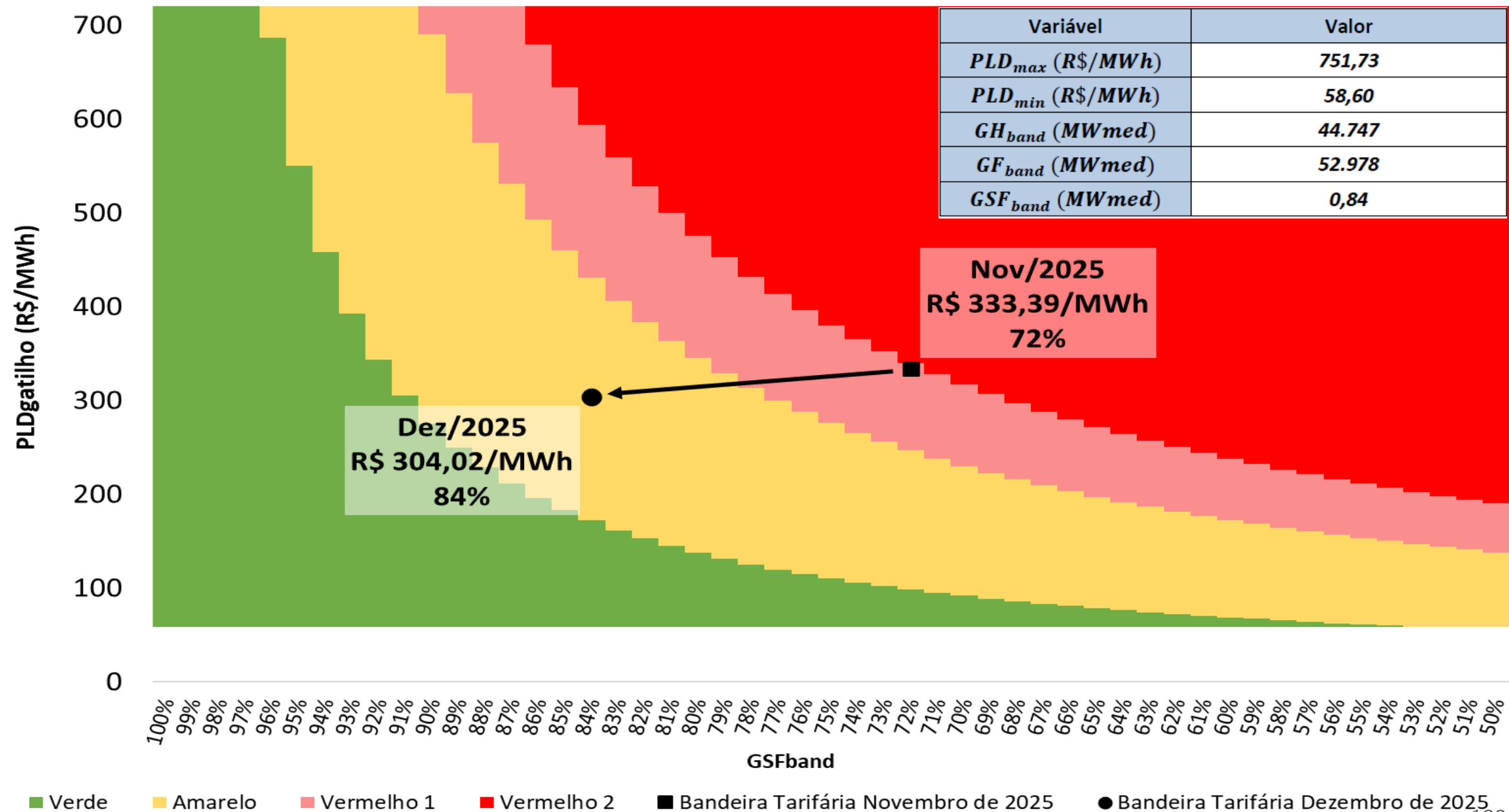
	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Hidrograma A	1.100	1.600	2.500	4.000	1.800	1.200	1.000	900	750	700	800	900
Hidrograma B	1.100	1.600	4.000	8.000	4.000	2.000	1.200	900	750	700	800	900

```
&-314- PIMENTAL ----- Vazao minima do trecho de vazao reduzida entre Belo Monte Complementar e Belo Monte Casa de Forca Principal
& Hidrogramas de vazao defluente minima estabelecidos no anexo III da resolucao ANA numero 911, de julho de 2014
& Atendimento prioritario em relacao ao desvio
& Hidrograma A: jan - 1.100; fev - 1.600; mar - 2.500; abr - 4.000; mai - 1.800; jun - 1.200; jul - 1.000; ago - 900; set - 750; out - 700; nov - 800 e dez - 900
& Hidrograma B: jan - 1.100; fev - 1.600; mar - 4.000; abr - 8.000; mai - 4.000; jun - 2.000; jul - 1.200; ago - 900; set - 750; out - 700; nov - 800 e dez - 900
& Vazao Defluente Minima correspondente ao hidrograma B de acordo com o FSARH 7004, aceito em 05/11/2024, valido ate 31/12/2025
& Vazao Defluente Minima correspondente ao hidrograma B de acordo com o FSARH 9229, aceito em 27/11/2025, valido de 01/01 ate 31/12/2026
& Vazao Defluente Minima de acordo com o FSARH 7676, aceito em 27/03/2025, valido ate 31/12/2025
& mar - 1.600; abr - 4.000; mai - 2.000; jun - 1.200; jul - 900; ago - 750; set - 700; out - 700; nov - 700 e dez - 800
&
HQ 258 1 6
LQ 258 1 900.00 876.28 850.73
LQ 258 2 900.00 900.00 900.00
LQ 258 5 950.00 956.15 960.76
LQ 258 6 1100.00 1100.00 1100.00
CQ 258 1 314 1.0 QDEF
&
```



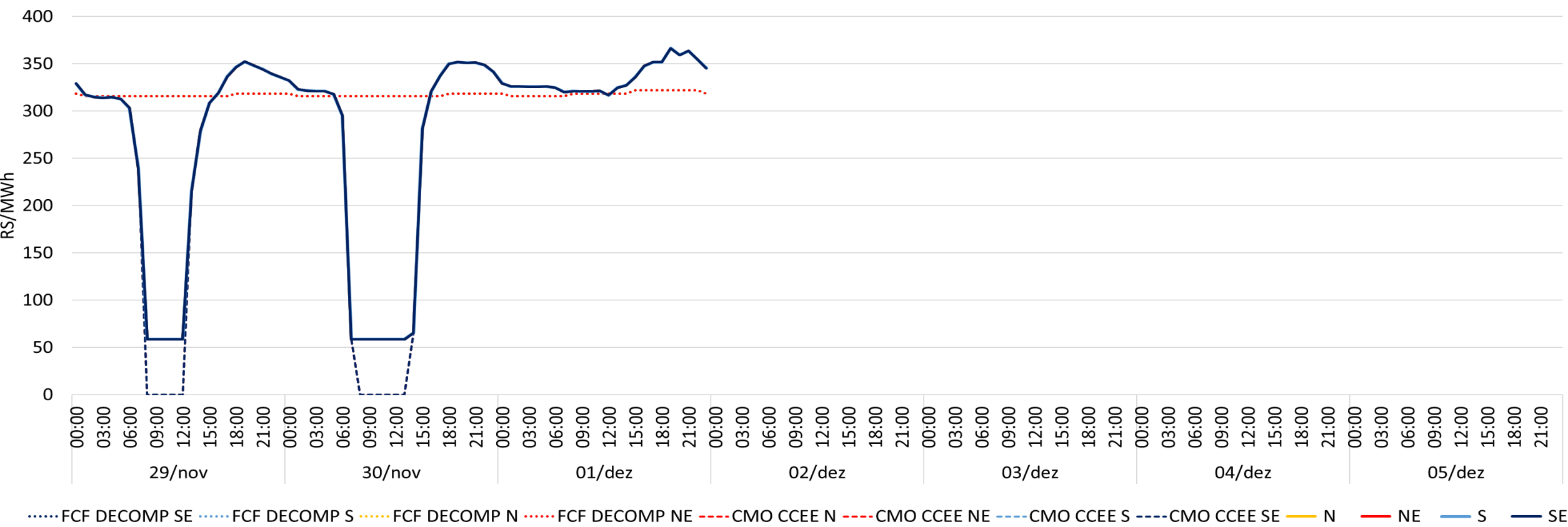
análise do PLD de dezembro de 2025

bandeira tarifária



análise do PLD de dezembro de 2025 dessem

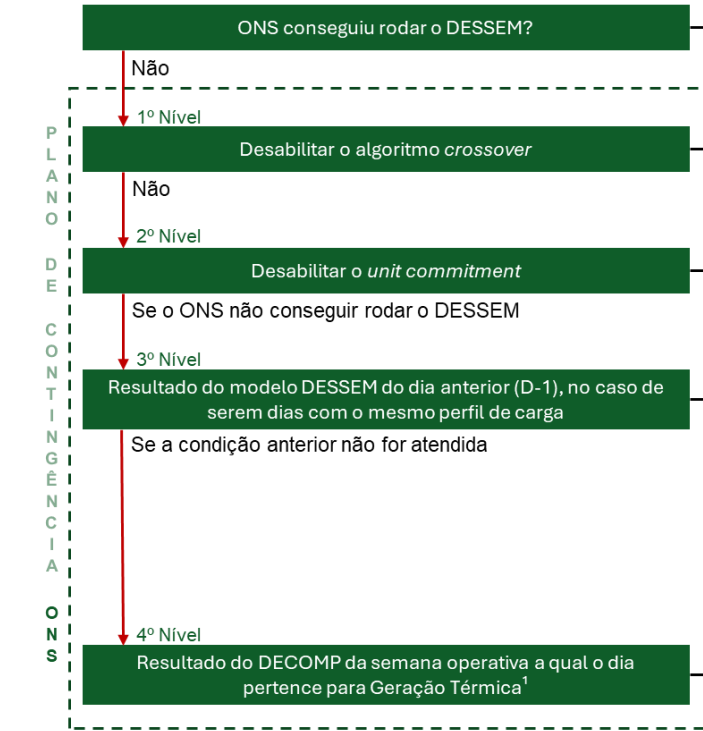
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



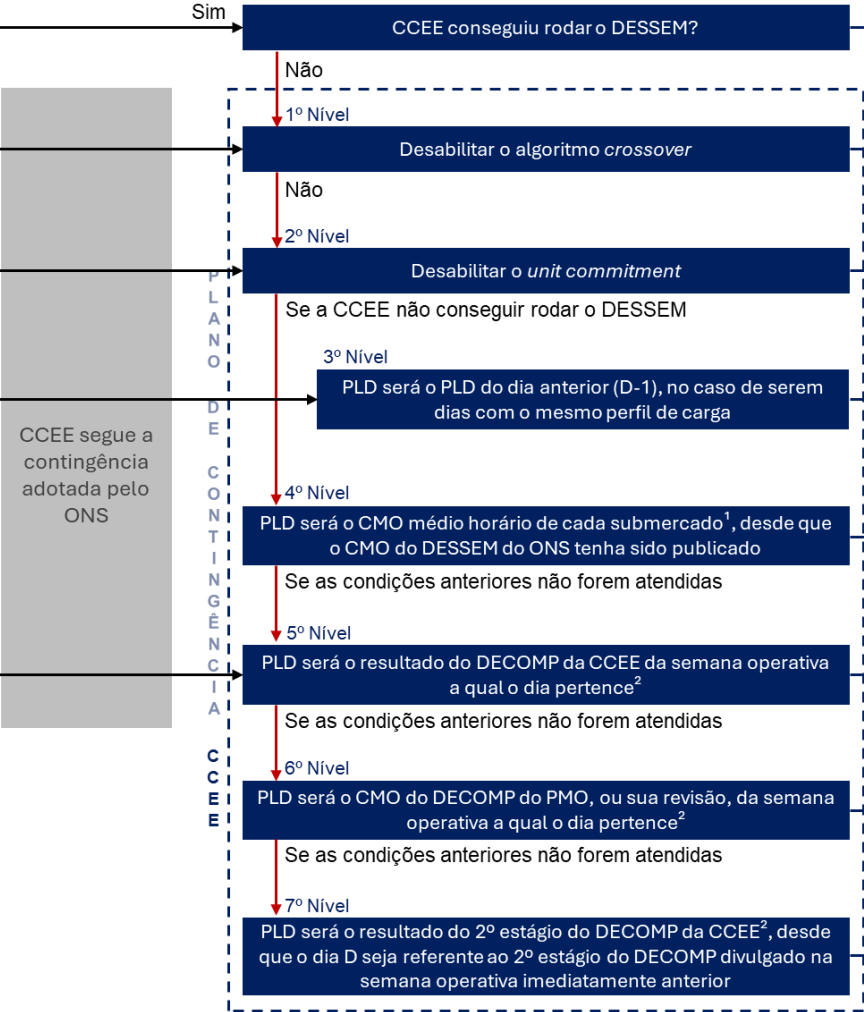
	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE/CO	317,23	269,32	278,28	366,36	58,60
S	317,23	269,32	278,28	366,36	58,60
NE	317,23	269,31	278,27	366,36	58,60
N	317,23	269,32	278,28	366,36	58,60

Contingência	ONS	CCEE
01/dez	-	-
30/nov	-	-
29/nov	-	-
28/nov	-	-
27/nov	-	-
26/nov	-	-
25/nov	-	-
24/nov	-	-
23/nov	-	-
22/nov	-	-
21/nov	-	-
20/nov	-	-
19/nov	-	-
18/nov	-	-
17/nov	-	-
16/nov	-	-
15/nov	-	-
14/nov	-	-
13/nov	-	-
12/nov	-	-
11/nov	-	-
10/nov	-	-
09/nov	-	-
08/nov	-	-
07/nov	-	-
06/nov	-	-
05/nov	-	-
04/nov	-	-
03/nov	-	-
02/nov	-	-
01/nov	-	-

ONS
Operador Nacional
do Sistema Elétrico



ccee



DIVULGAÇÃO DO PLD

¹ Conforme definido no Submódulo 4.5 do Procedimento de Rede
² Respeitados os limites máximo e mínimo do PLD

OPERUH.DAT

- Vazão defluente mínima (4.600 m³/s), taxa de variação máxima de aumento de defluência da e nível mínimo UHE Porto Primavera (não consideradas)

&Condicao para reducao da defluencia de 4600 m3/s para 3900 m3/s, conforme FSARH 9101:						
&Condicionado a programacao com no minimo 24h de antecedencia para fazer o planejamento dos controles socioambientais						
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024						
OPERUH REST	09101	L	RHQ			
OPERUH ELEM	09101	46	P.PRIMAVERA	6	1.0	
&OPERUH LIM	09101	I	F		3900.00	
OPERUH LIM	09101	I	F		4600.0	

&Condicionada a vazao defluente entre 3900m³/s e 4600m³/s						
&OPERUH REST	09125	V	RHQ		4635.	
&OPERUH ELEM	09125	46	P.PRIMAVERA	6	1.0	
&OPERUH VAR	09125	I	F			100.00
&						

&Valido conforme FSARH 5777 da UHE Jupia de defluencia de 3300m3/s (257.30 m)						
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024						
&OPERUH REST	99219	L	RHQ			
&OPERUH ELEM	99219	46	P.PRIMAVERA	1	1.0	
&Flexibilizado para convergencia						
&OPERUH LIM	99219	I	F		257.29	

Para conferir mais detalhes:
[Sessão Previsibilidade](#)

OPERUH.DAT

- **Nível mínimo e máximo da UHE Jirau (conforme vazão defluente), nas restrições 1861 e 1860 (restrições 9104 e 9105 comentadas)**

```

& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024
OPERUH REST  01861  L    RHV
OPERUH ELEM   01861 285  JIRAU          1  1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
OPERUH LIM    01861 01 00 0  F      86.64
OPERUH LIM    01861 02 00 0  F      86.60
OPERUH LIM    01861 03 00 0  F      86.50
OPERUH LIM    01861 04 00 0  F      86.38
OPERUH LIM    01861 05 00 0  F      86.31
&
& Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024
OPERUH REST  01860  L    RHV
OPERUH ELEM   01860 285  JIRAU          1  1.0
&Compatibilizado com a vazao afluyente prevista no dadvaz
&Flexibilizado para convergencia do caso CCEE
OPERUH LIM    01860 01 00 0  F      87.48
OPERUH LIM    01860 01 12 0  F      86.64
OPERUH LIM    01860 02 00 0  F      86.60
OPERUH LIM    01860 03 00 0  F      86.50
OPERUH LIM    01860 04 00 0  F      86.38
OPERUH LIM    01860 05 00 0  F      86.31
&

```

Em caso de necessidade de flexibilização para convergência, a compatibilização com a cota inicial ocorre até 12h

Para conferir mais detalhes:

[Sessão Previsibilidade](#)

OPERUH.DAT

- Taxa máxima de deplecionamento da UHE Jirau (não considerada)

*Condicionada ao atingimento da cota 90m no reservatório									
* Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 01/2024									
*OPERUH REST	09104	V	RHV						
*OPERUH ELEM	09104	285	JIRAU	1	1.0				
*OPERUH VAR	09104	I	F					0.00	

- Vazão vertida mínima da UHE Castro Alves (não considerada)

*Condicionada a vazão afluyente total >480m3/s e <= 650 m3/s									
*Vazão afluyente = 216.00									
*OPERUH REST	09086	L	RHQ						
*OPERUH ELEM	09086	97	C.ALVES	4	1.0				
*OPERUH LIM	09086	I	F					480.00	

Para conferir mais detalhes:
[Sessão Previsibilidade](#)

projeção do PLD

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- **Projeção do PLD**
 - Próximos Encontros do PLD
 - Anexos

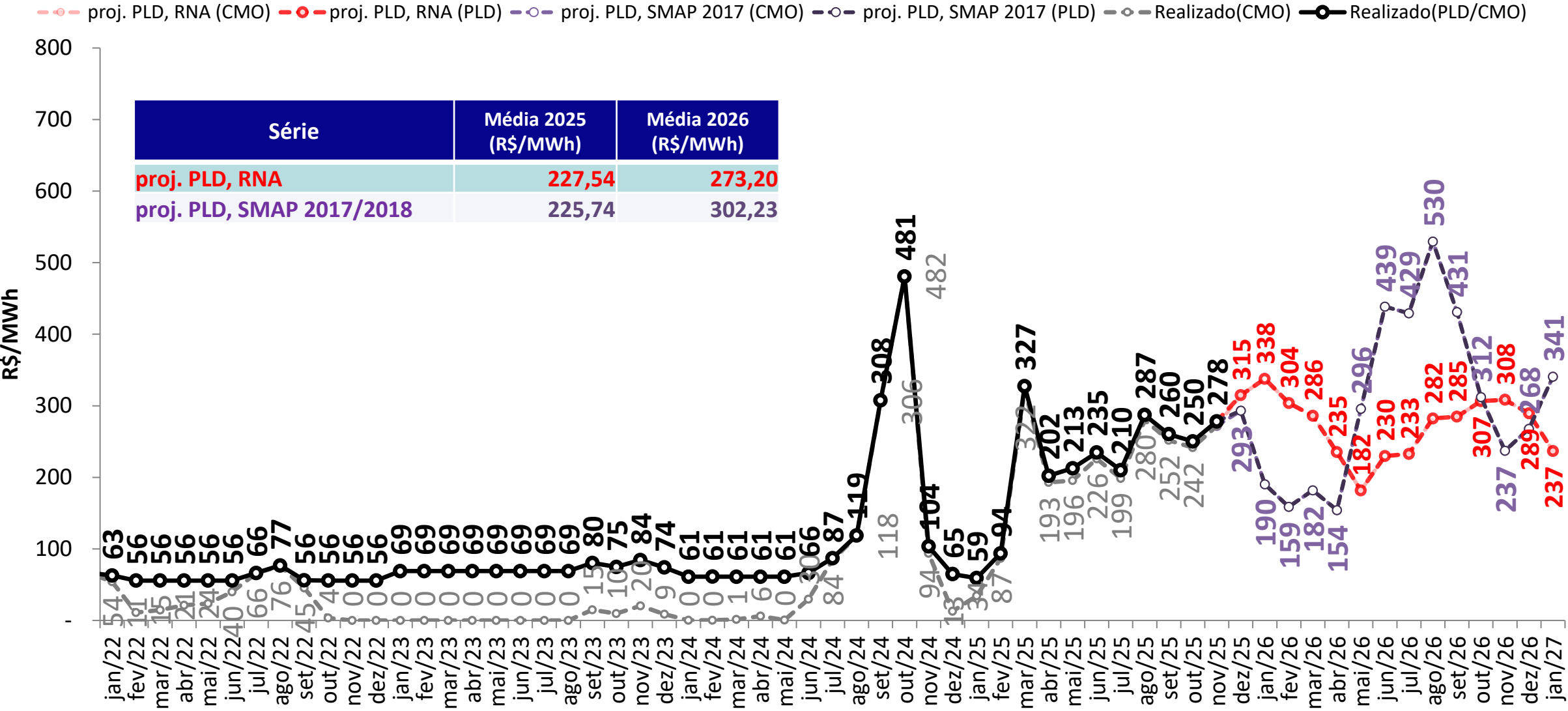
A CCEE alerta e ressalta que é de responsabilidade exclusiva dos agentes de mercado e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação e comerciais, assunção de compromissos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

- **projeção do PLD:**
 - projeção de ENA via redes neurais (log da ENA)
- **sensibilidade 1:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de dezembro de 2017 a janeiro de 2019 (similaridade climatológica)
- **sensibilidade 2:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de dezembro de 2022 a janeiro de 2024 (similaridade climatológica)
- **sensibilidade 3:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação do modelo CFS de dezembro de 2025 até maio de 2026 (média do ensemble de vazões)
- **sensibilidade 4:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação do modelo CFS de dezembro de 2025 até maio de 2026 (limite inferior do ensemble de vazões)
- **todos os casos consideram:**
 - simulação encadeada Newave e Decomp
 - despacho térmico por ordem de mérito
 - método de representação de diretrizes operativas
 - **incremento/decremento da carga de 2026-2029 em 500 e 1000 MWmed**

projeção do PLD – SE/CO



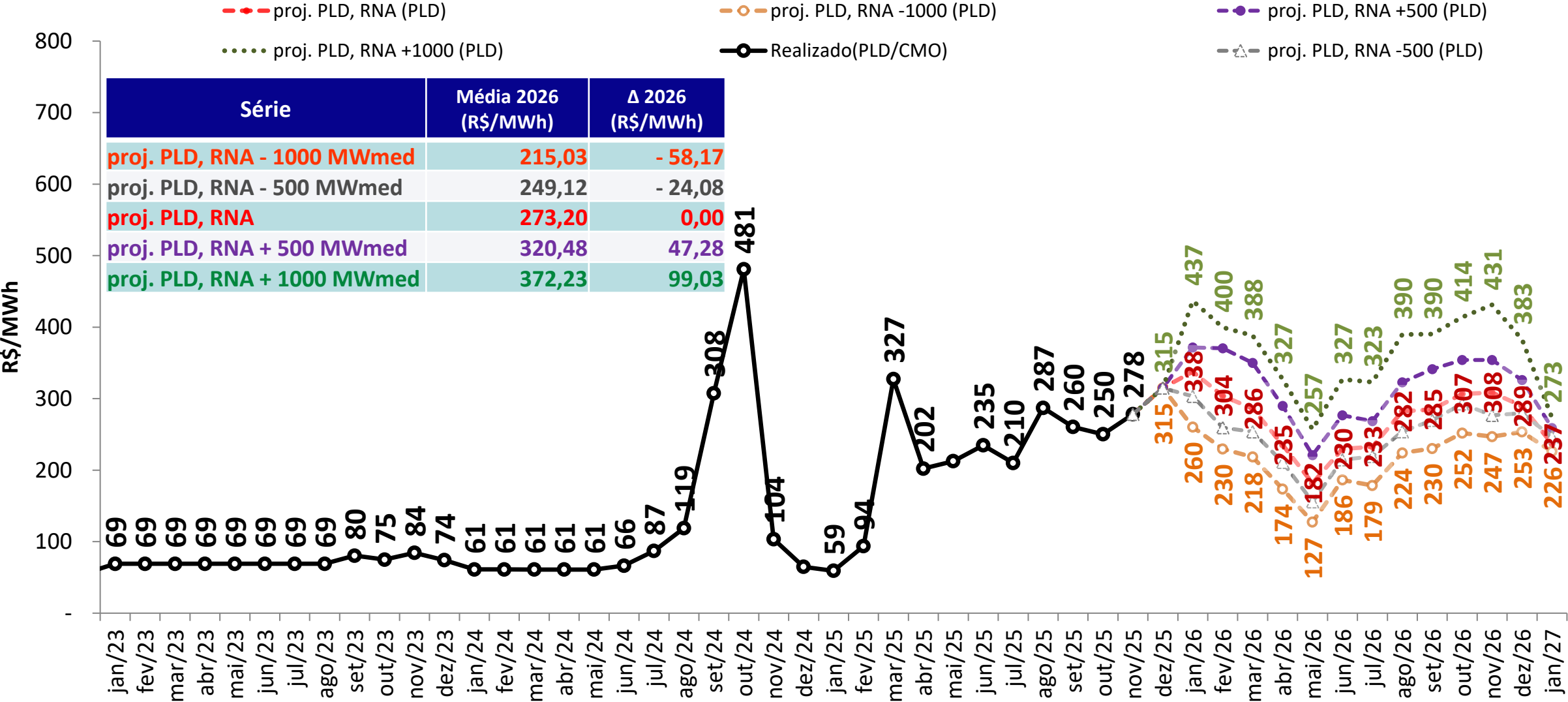
projeção do PLD: RNA e proj. PLD, SMAP - Prec. 2017/2018



Foram considerados:
- 2025, 2026 e 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

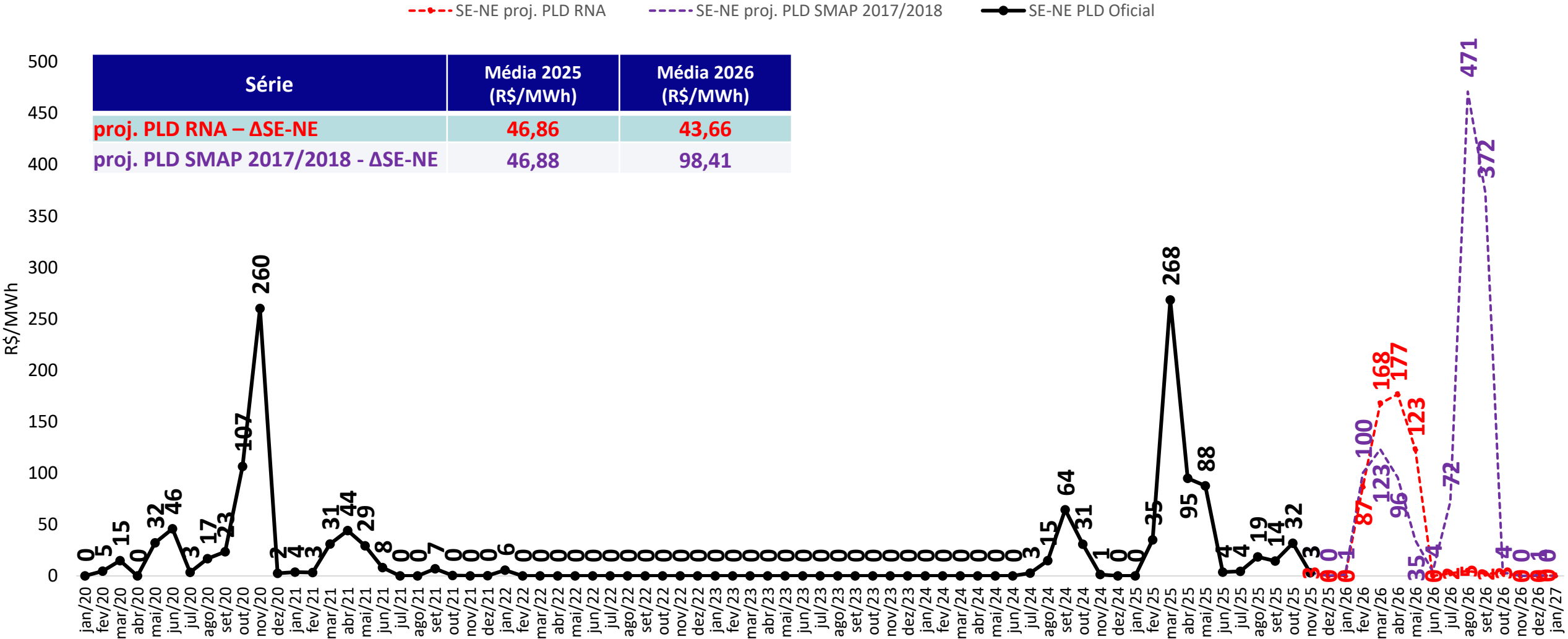
projeção do PLD – SE/CO – sensibilidade de carga

projeção do PLD: RNA, carga +500, +1000, -1000 e -500MWmed

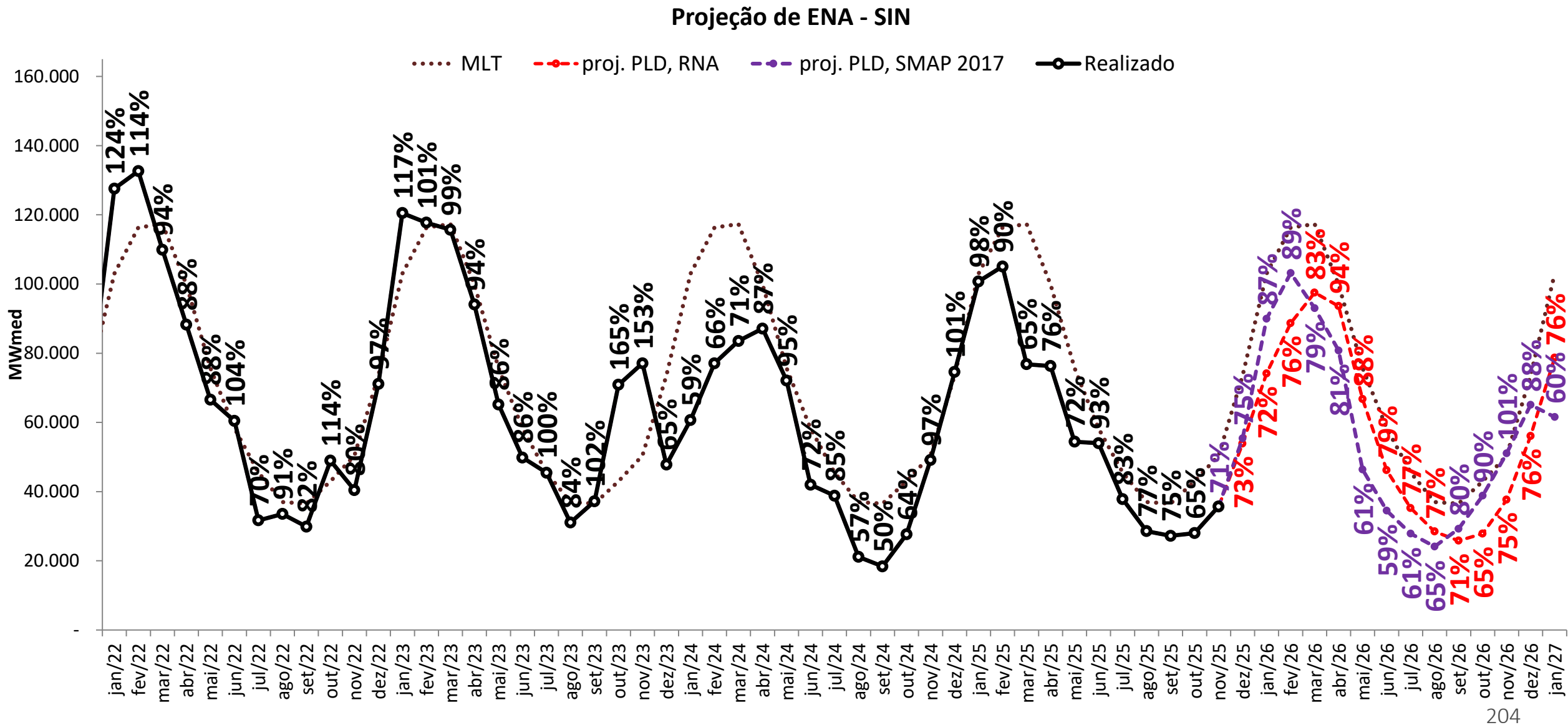


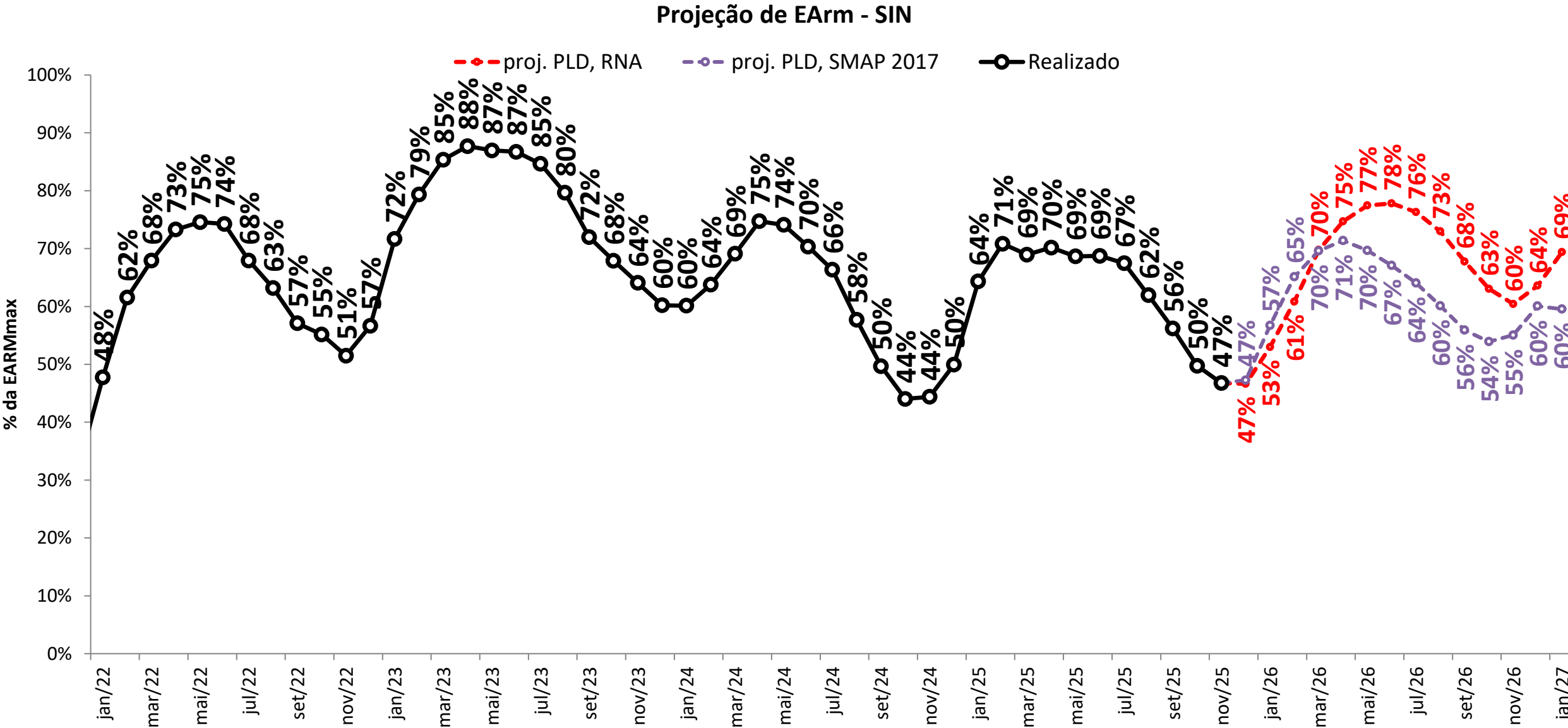
Foram considerados:
- 2025, 2026 e 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

projeção do PLD – comparativo SE/CO e NE
projeção do PLD: RNA e proj. PLD, SMAP - Prec. 2017/2018



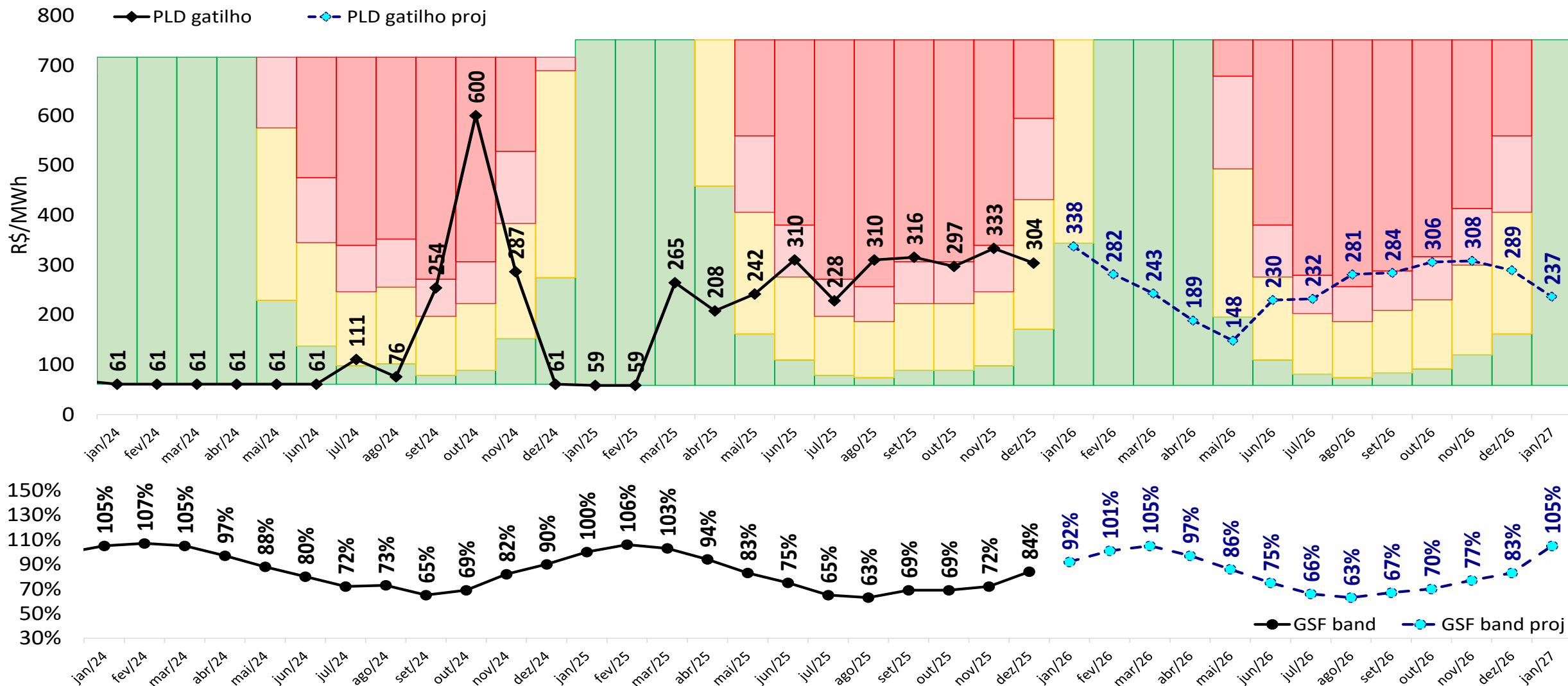
• Foram considerados:
- 2025, 2026 e 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a dezembro de 2026





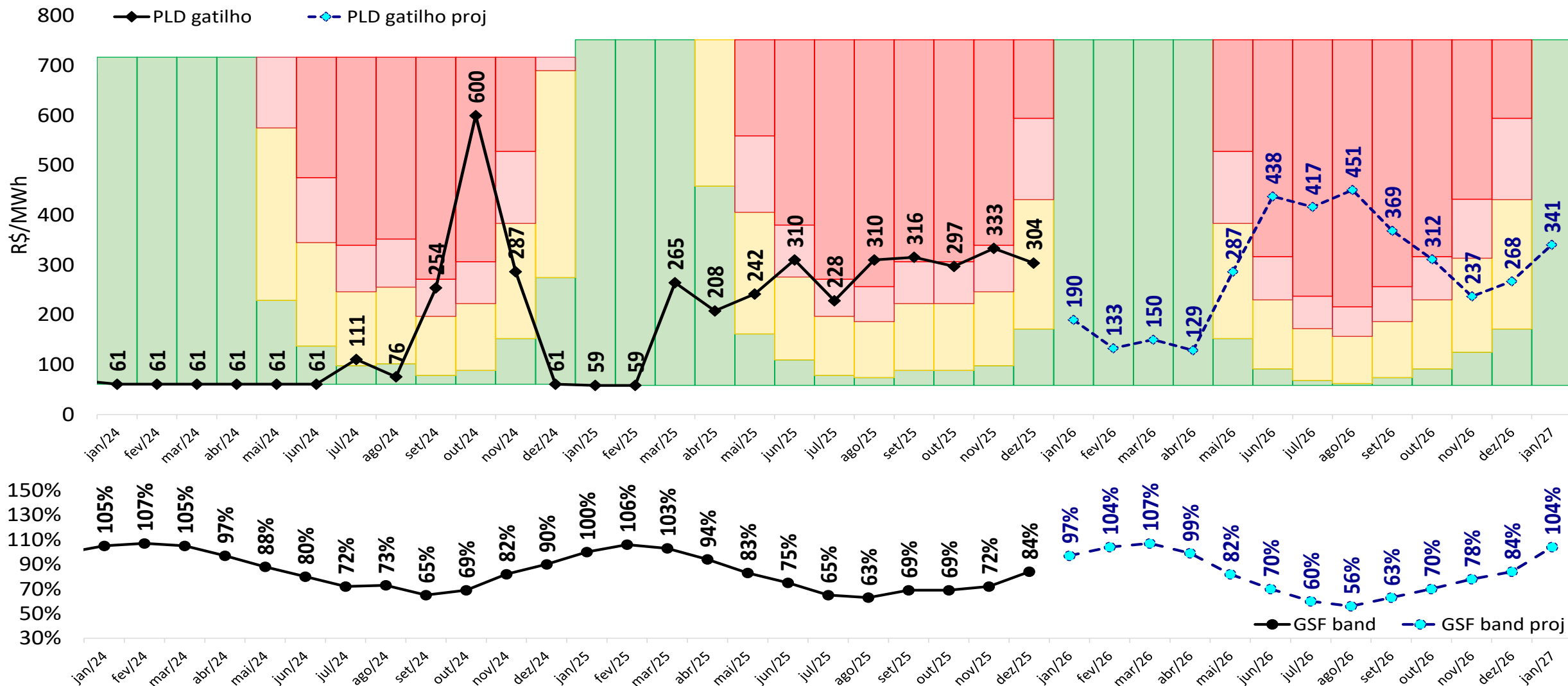
projeção da bandeira tarifária

projeção do PLD

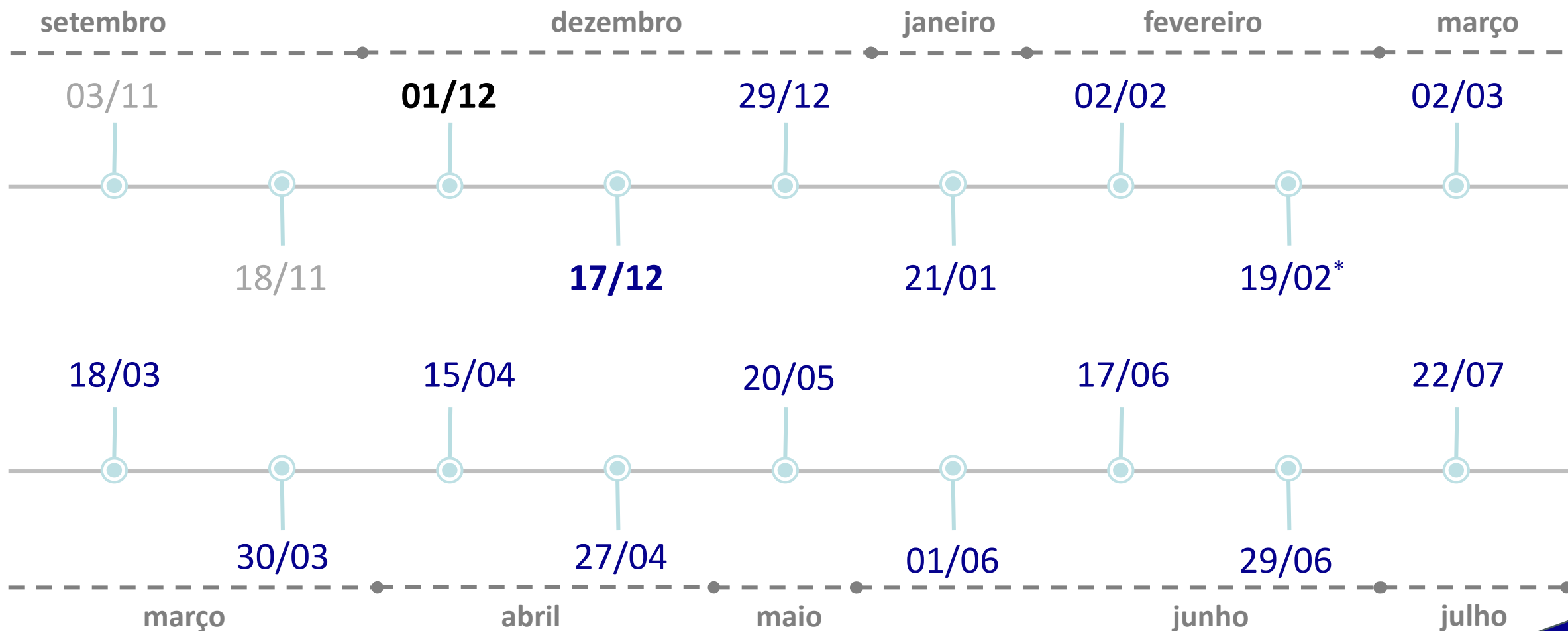


projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2017/2018



- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- Projeção do PLD
- **Próximos Encontros do PLD**
- Anexos



obrigado

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos
01/12/2025



ccee.org.br



[ccee_oficial](https://www.instagram.com/ccee_oficial)



[CCEE Oficial](https://www.youtube.com/CCEE%20Oficial)



[ccee_oficial](https://twitter.com/ccee_oficial)



<https://www.linkedin.com/company/cc-ee>



<https://www.facebook.com/cceeoficial>



ccee

- **Balanço do PLD horário (2021-2025)**
 - Comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
 - Análise do PLD horário – comparativo out/24 vs out/25
- **Aprimoramentos do PLD**
 - Atividades mapeadas
 - Atividades conduzidas em 2025
- **Estudo do PLD e Contabilização com NEWAVE REE vs Híbrido**
- **Estudo sobre o Comportamento do PLD diante do cenário de excedentes de geração renovável**
- **Estudo sobre a implementação de armazenamento no DESSEM**
- **PLD ex-post e Contabilização Dupla**
- Comportamento do PLD de novembro e dezembro de 2025
- Projeção do PLD
- Próximos Encontros do PLD
- **Anexos**

Cenário Hidrometeorológico

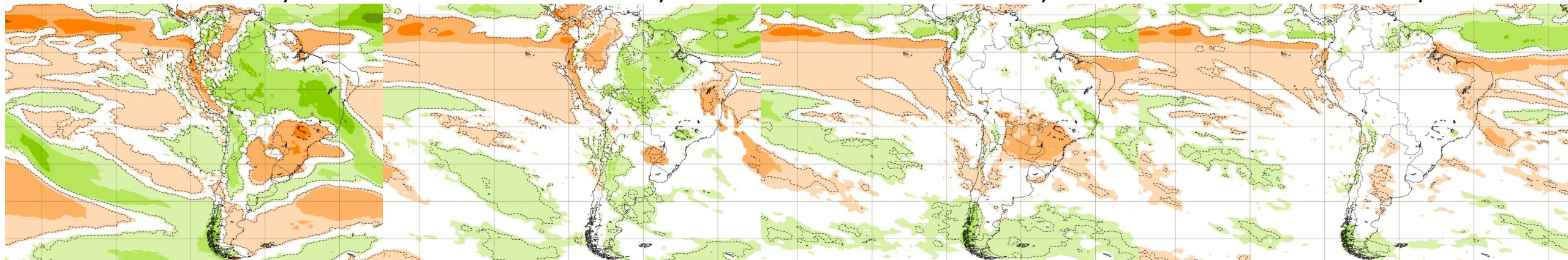
ECMWF
20251127

01 a 08/dez

08 a 15/dez

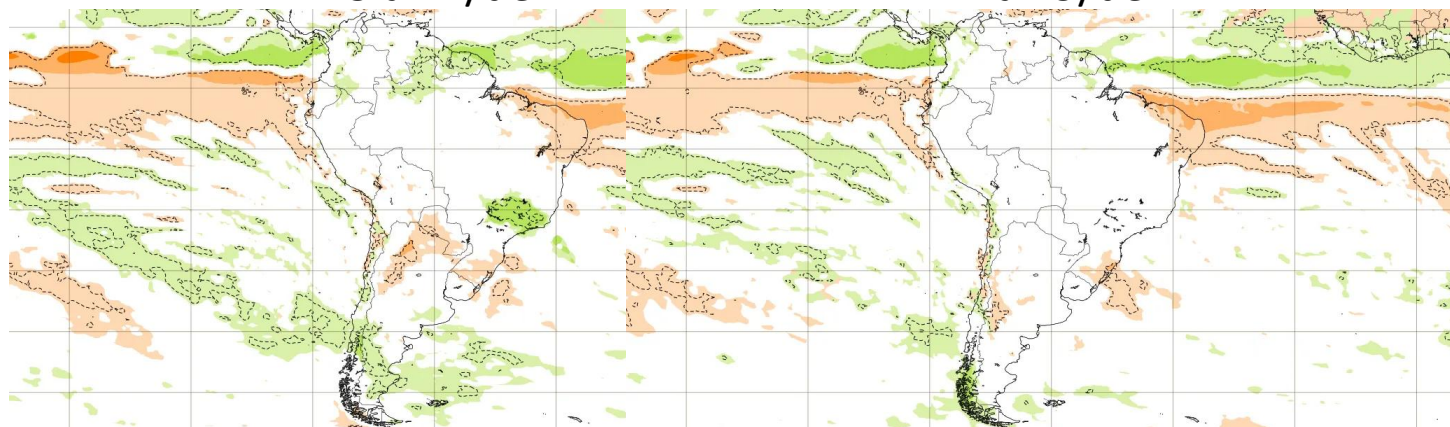
15 a 22/dez

22 a 29/dez

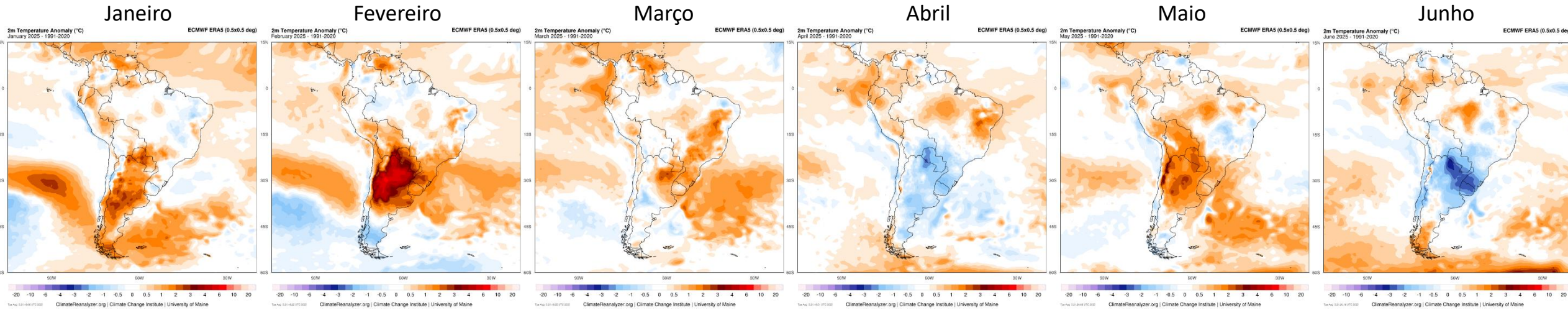


15 a 22/dez

22 a 29/dez



Anomalia (1991-2020)



Diferença 2025 - 2024

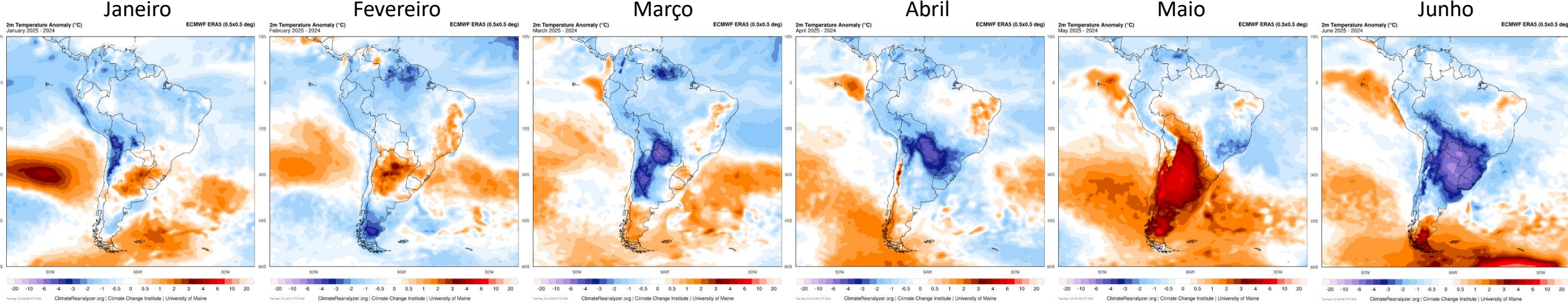
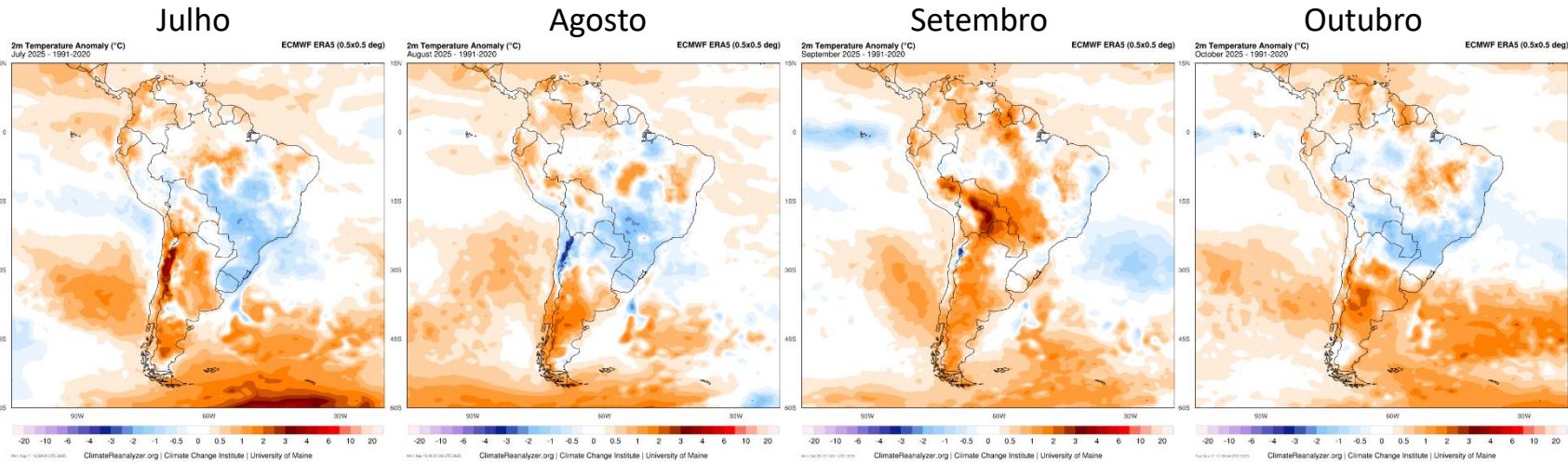
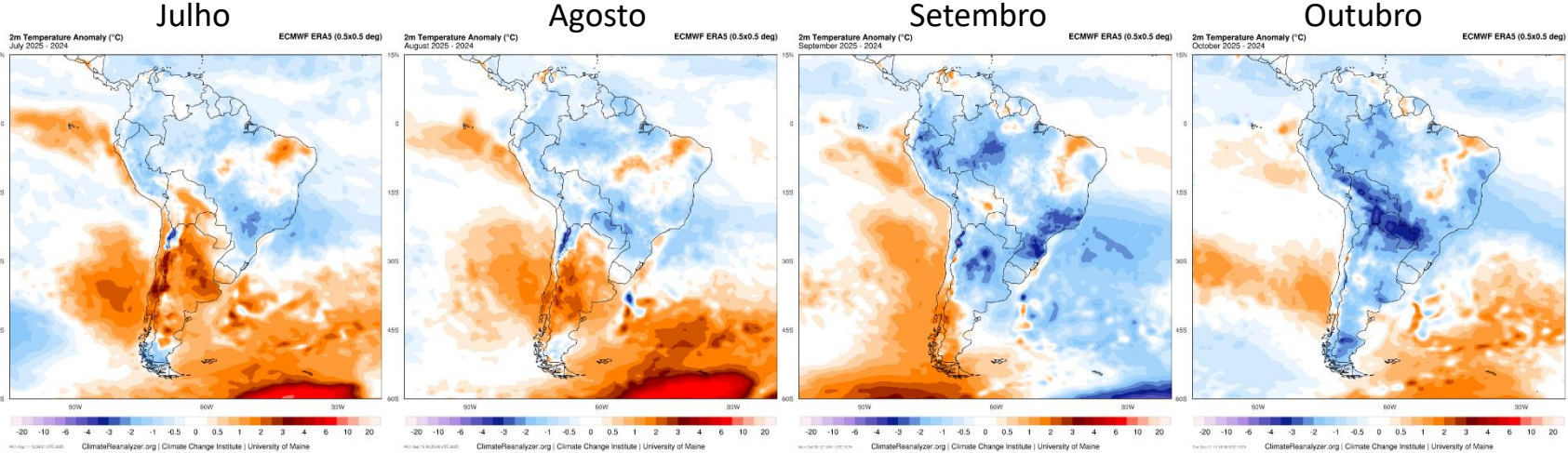


Figura – Anomalia das temperatura média observada.

Anomalia (1991-2020)



Diferença 2025 - 2024



Anomalia das temperaturas máximas verificadas em novembro (operativo) de 2025

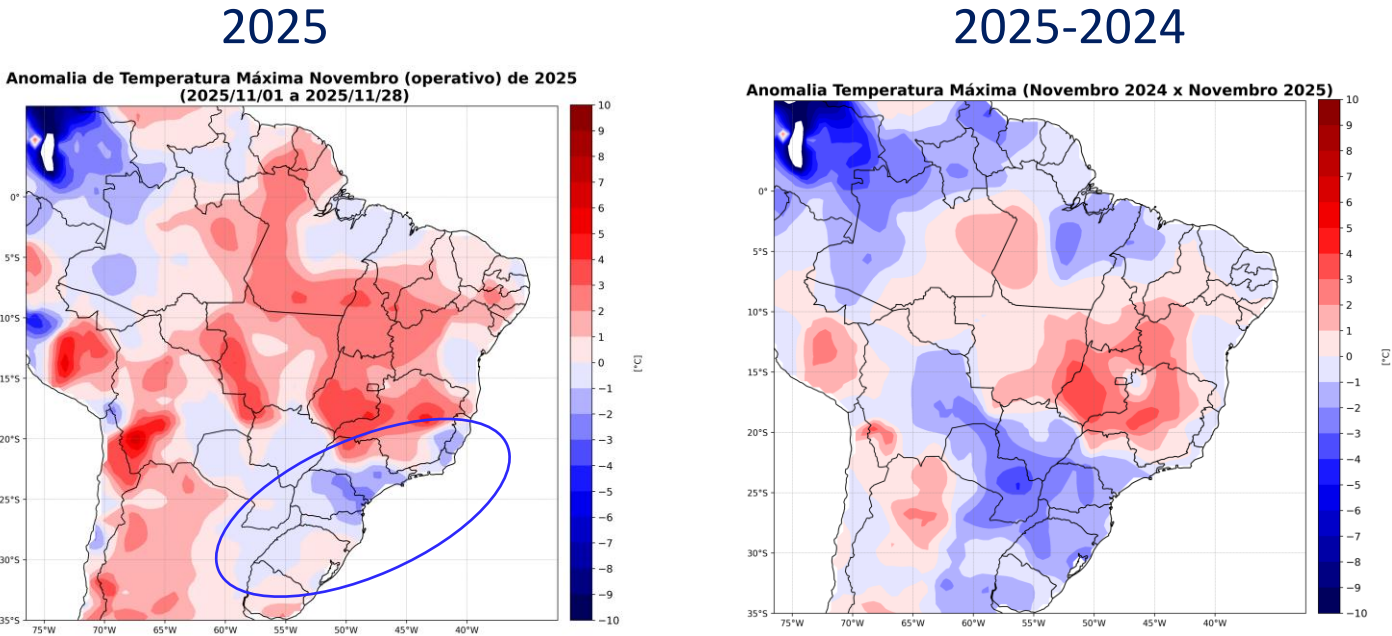


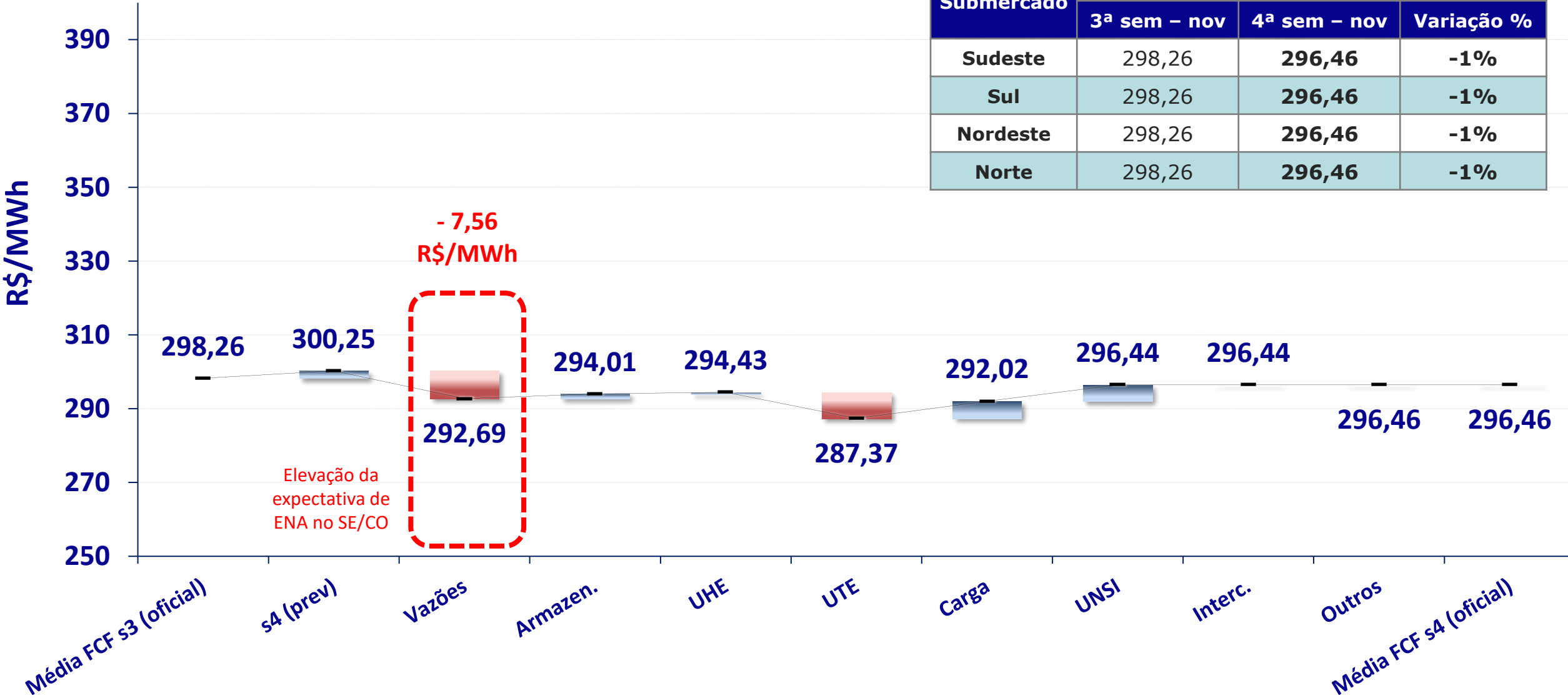
Figura – Anomalia das temperaturas máximas observadas em novembro de 2025.

análise do PLD de novembro de 2025

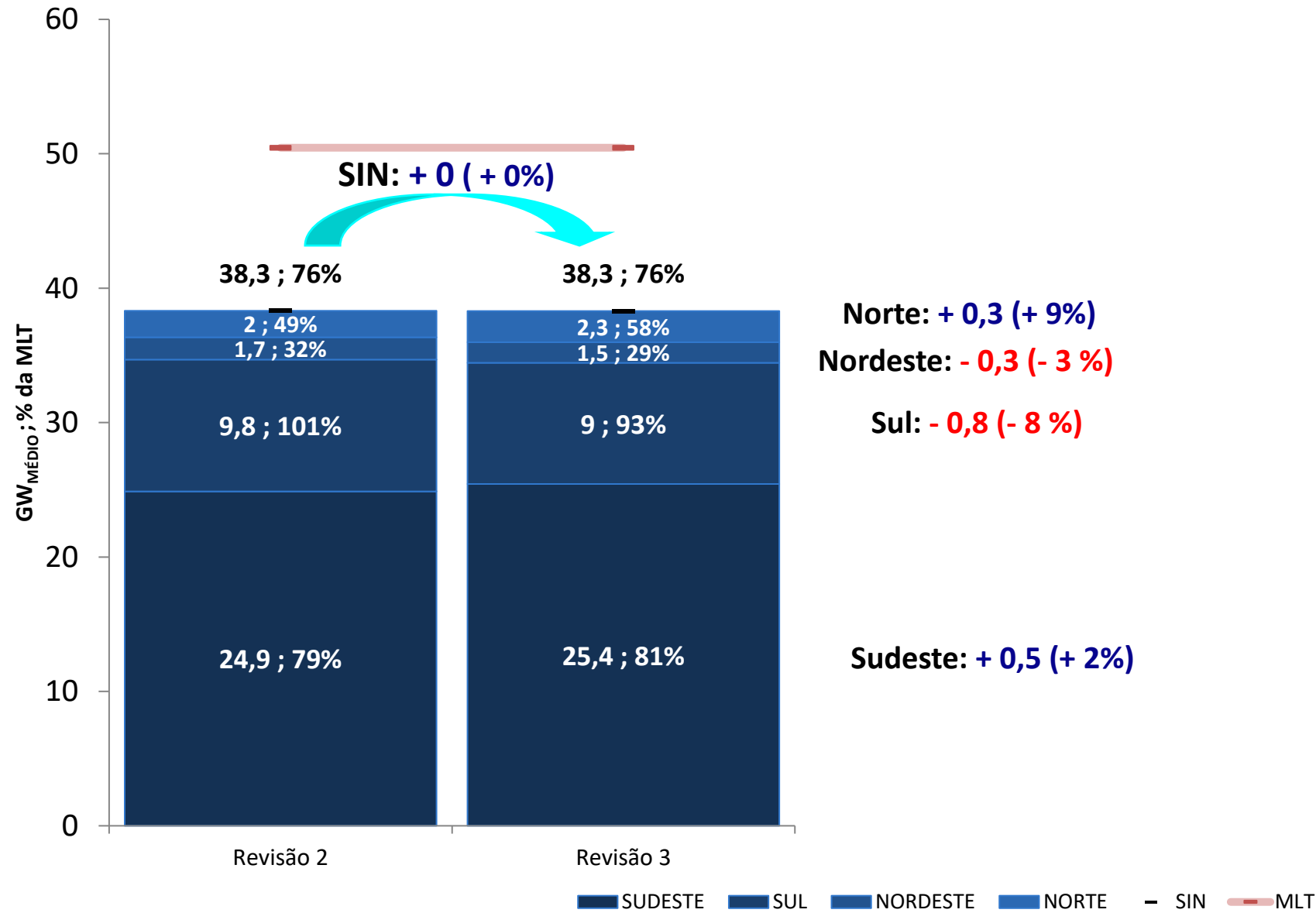
decomp

decomposição do CMO – Sudeste/Centro-Oeste

Submercado	Média FCF do DECOMP (R\$/MWh)		
	3ª sem – nov	4ª sem – nov	Variação %
Sudeste	298,26	296,46	-1%
Sul	298,26	296,46	-1%
Nordeste	298,26	296,46	-1%
Norte	298,26	296,46	-1%

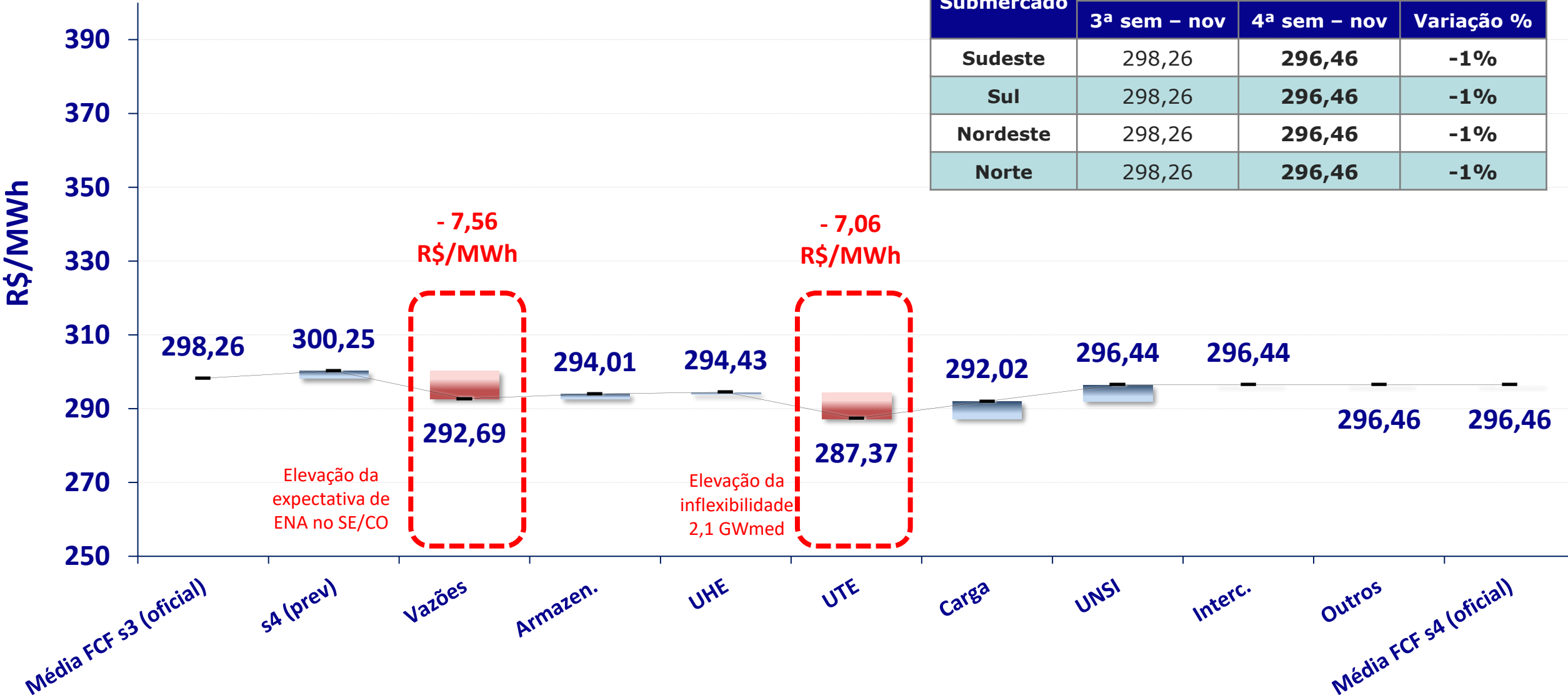


ENA Novembro de 2025

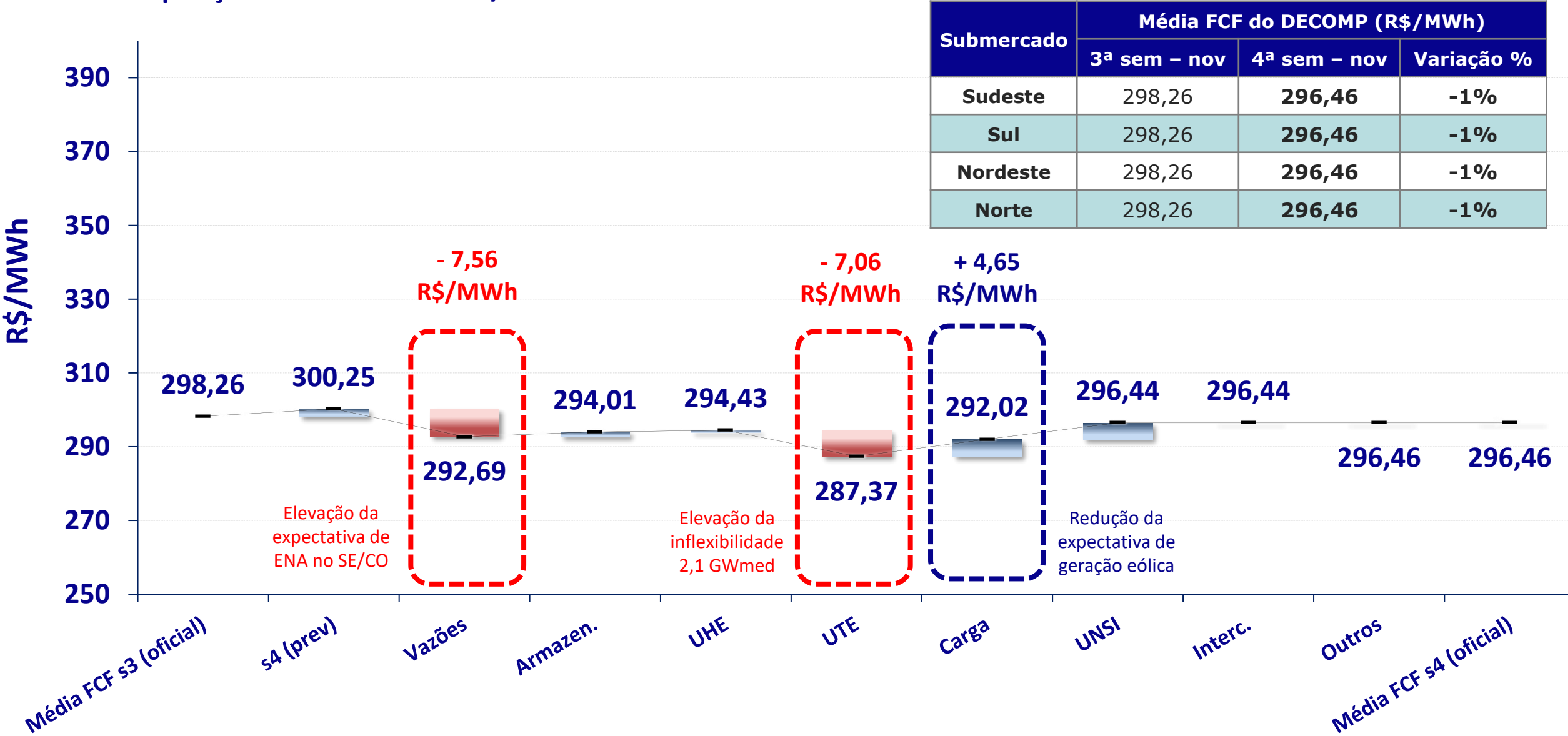


decomposição do CMO – Sudeste/Centro-Oeste

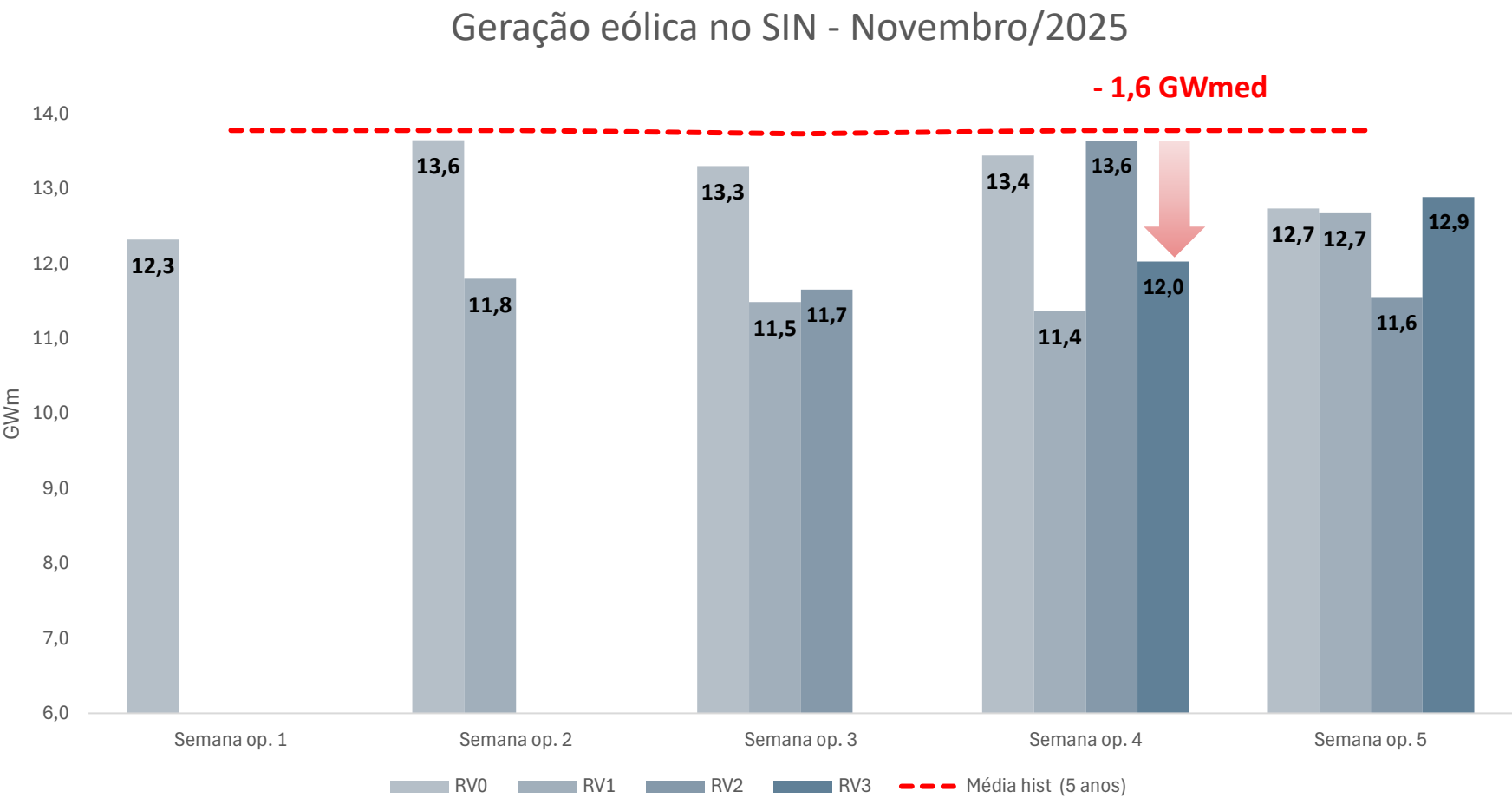
Submercado	Média FCF do DECOMP (R\$/MWh)		
	3ª sem – nov	4ª sem – nov	Variação %
Sudeste	298,26	296,46	-1%
Sul	298,26	296,46	-1%
Nordeste	298,26	296,46	-1%
Norte	298,26	296,46	-1%



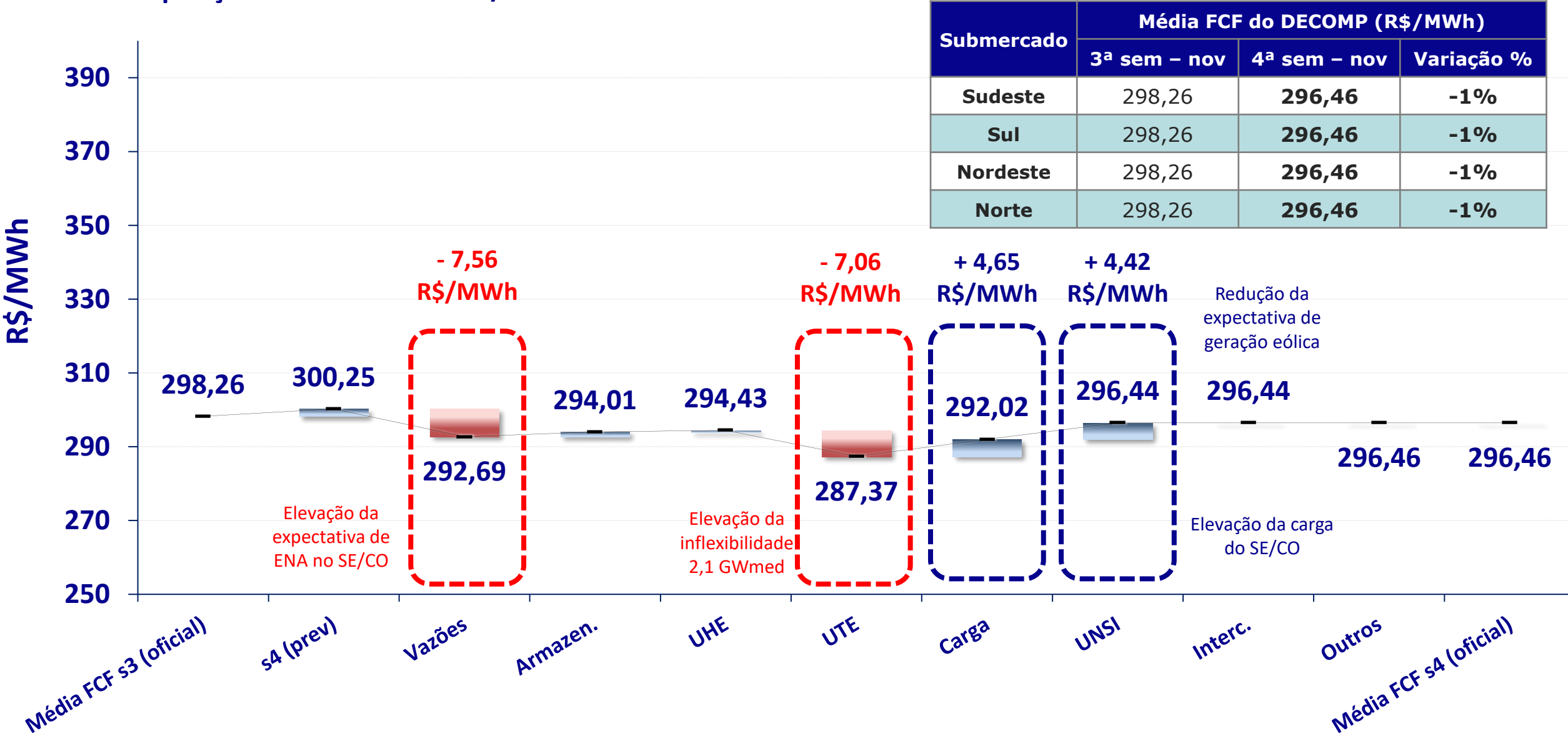
decomposição do CMO – Sudeste/Centro-Oeste



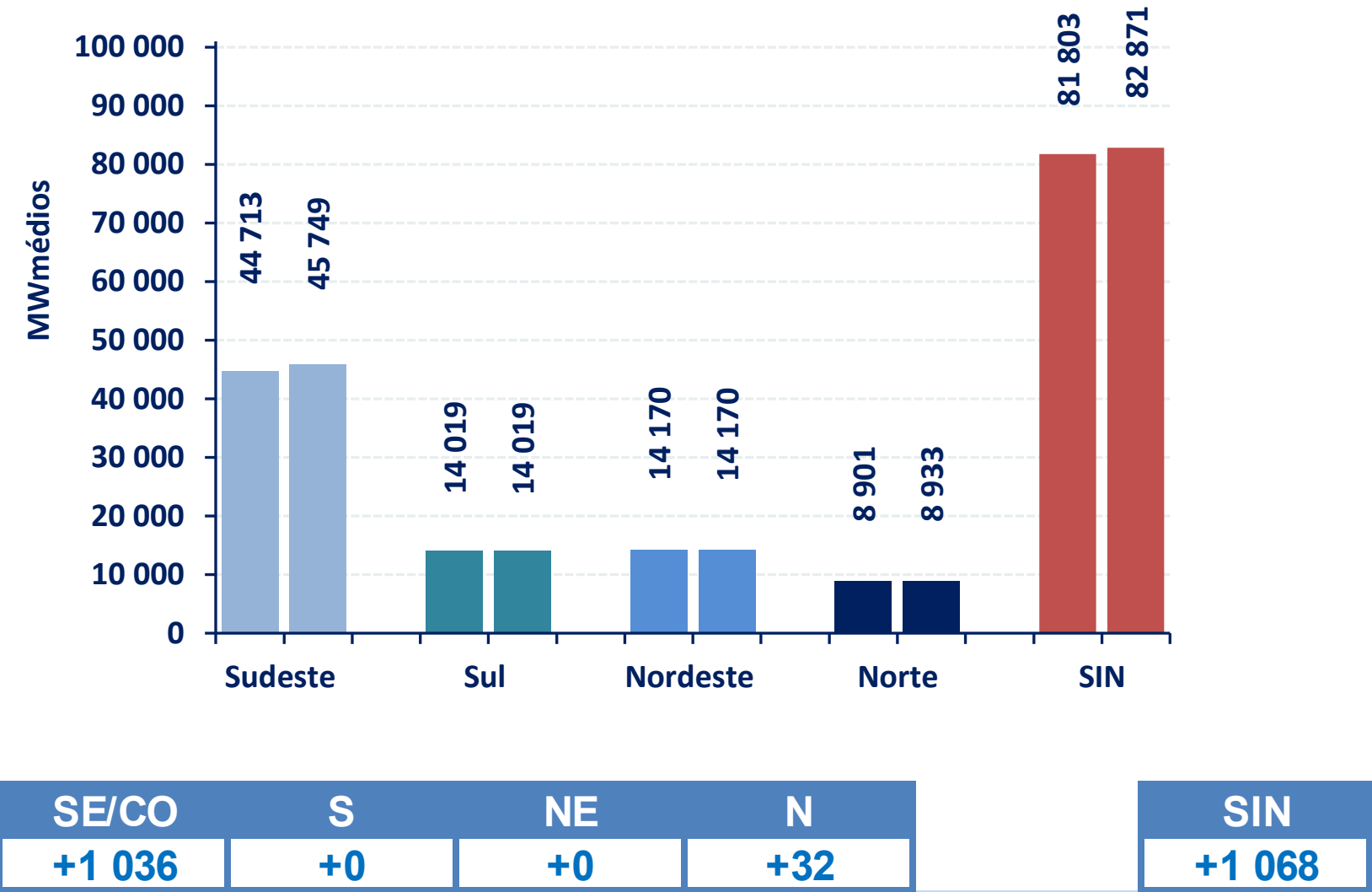
WEOL Novembro de 2025



decomposição do CMO – Sudeste/Centro-Oeste



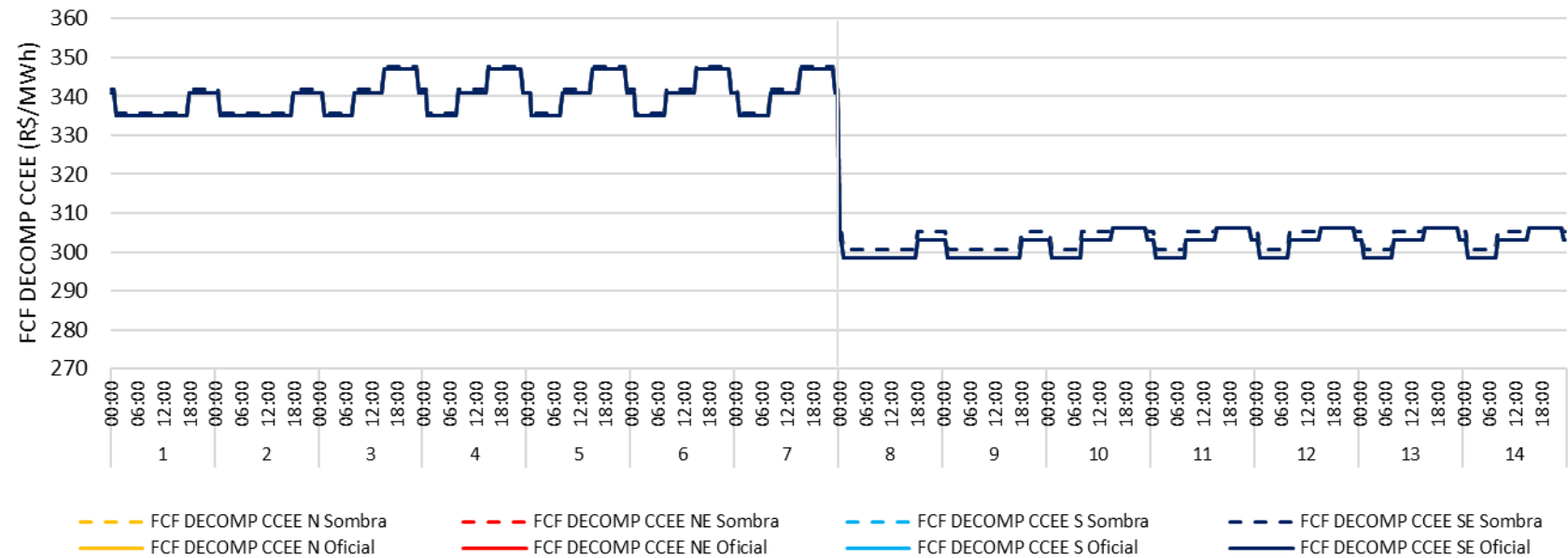
revisão da carga



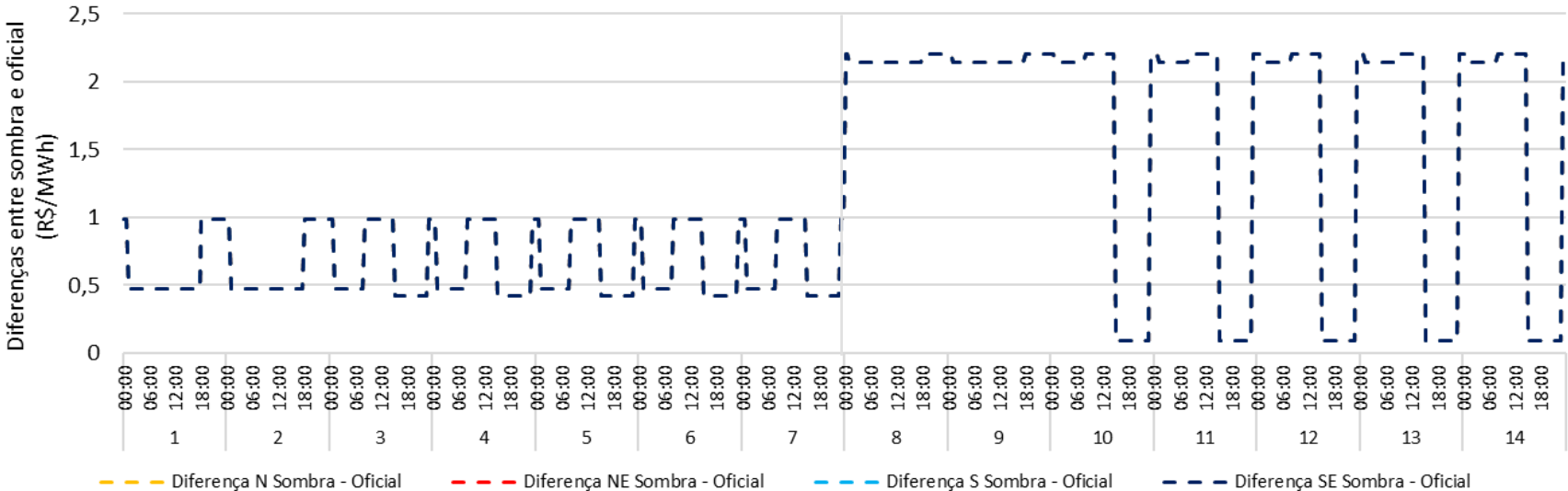
análise do PLD de novembro de 2025

sombra renováveis

➤ Impacto na FCF do modelo DECOMP CCEE (1ª e 2ª semana de novembro de 2025)

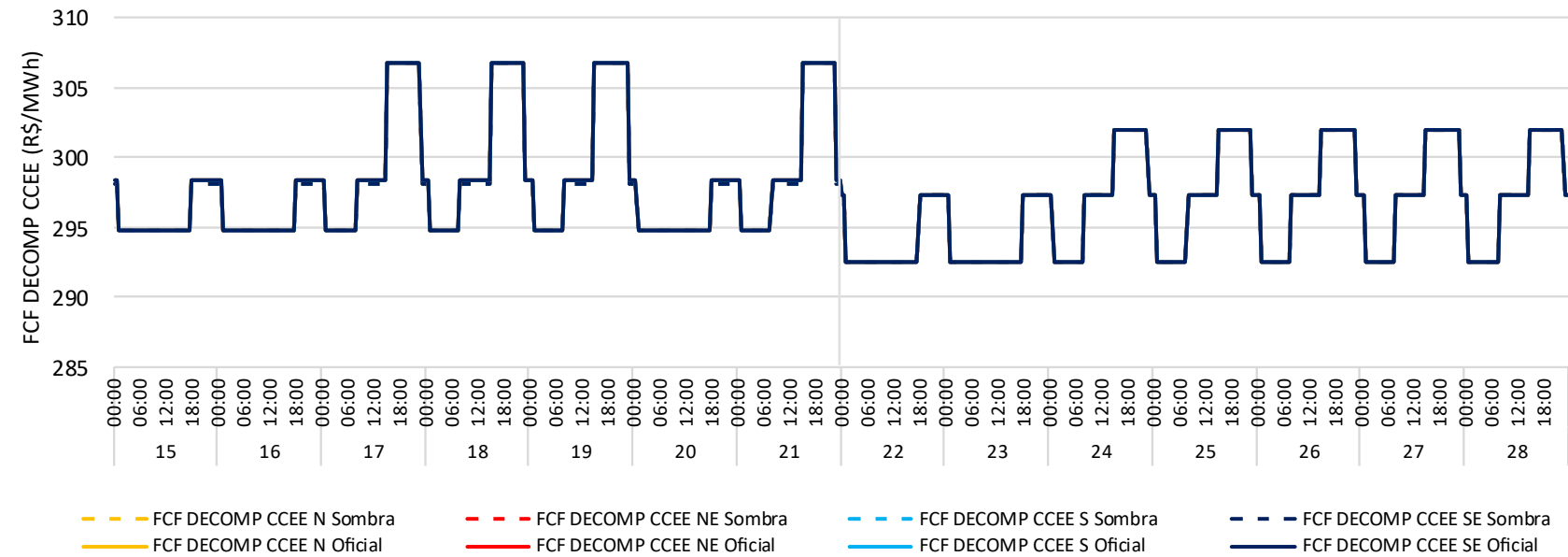


em R\$/MWh	MÉDIA FCF DECOMP RV0 OFICIAL	MÉDIA FCF DECOMP RV0 SOMBRA	DIFERENÇA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	339,98	340,62	0,64
S	339,98	340,62	0,64
NE	339,98	340,62	0,64
N	339,98	340,62	0,64

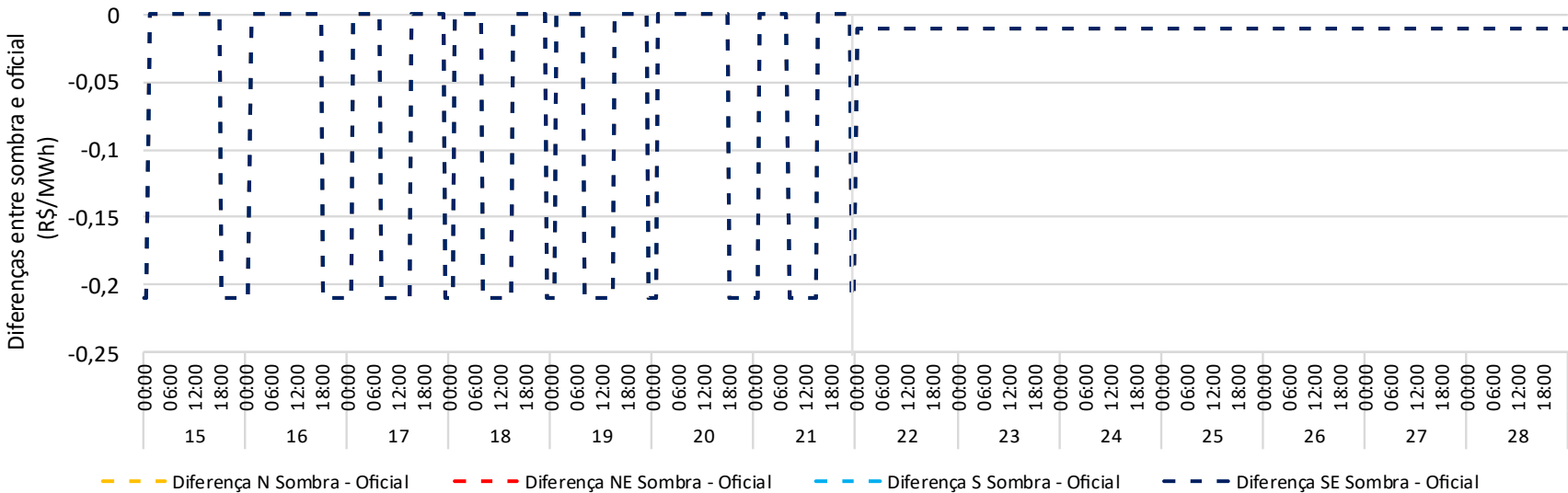


em R\$/MWh	MÉDIA FCF DECOMP RV1 OFICIAL	MÉDIA FCF DECOMP RV1 SOMBRA	DIFERENÇA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	301,84	303,52	1,68
S	301,84	303,52	1,68
NE	301,84	303,52	1,68
N	301,84	303,52	1,68

➤ Impacto na FCF do modelo DECOMP CCEE (3ª e 4ª semana de novembro de 2025)

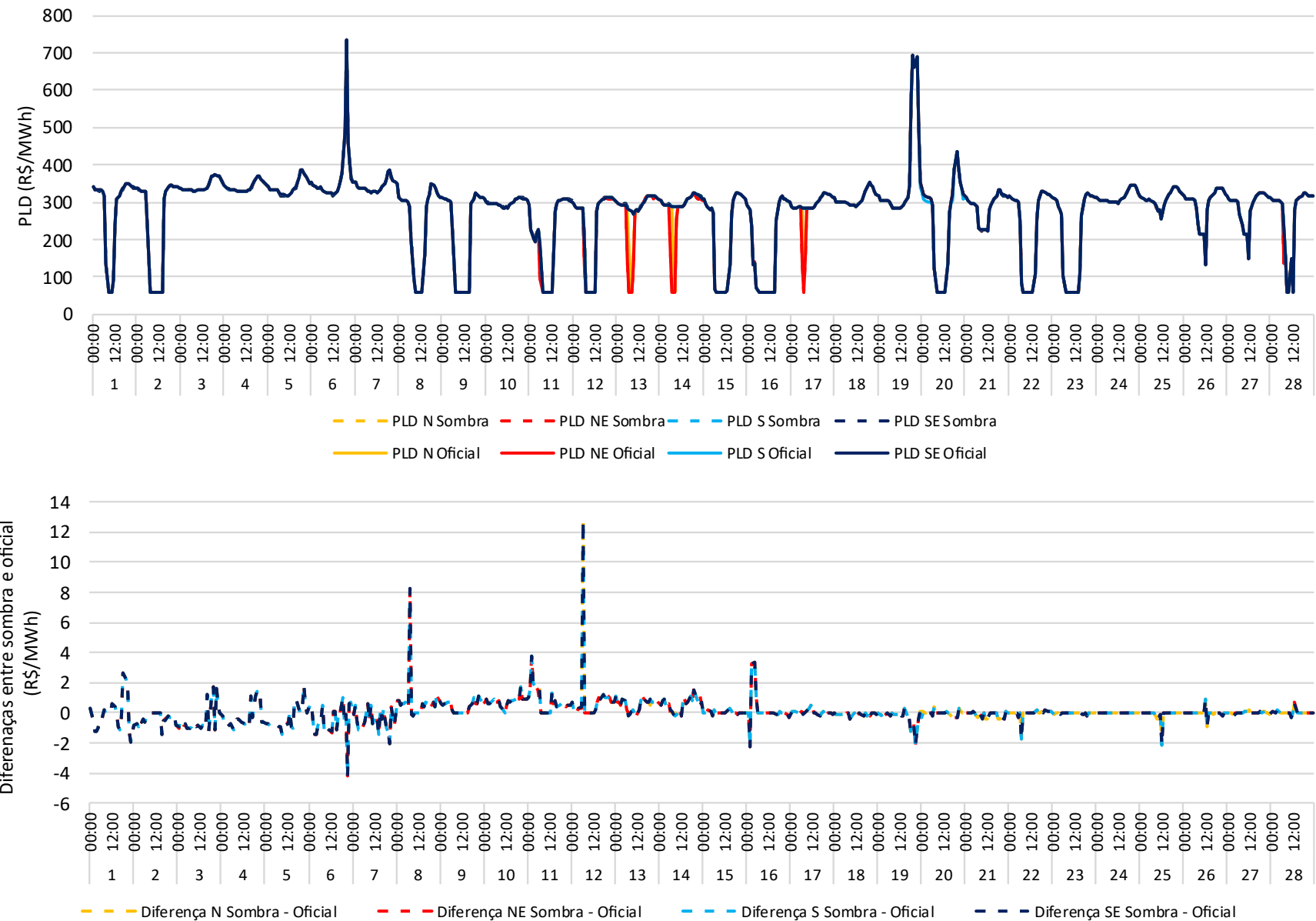


em R\$/MWh	MÉDIA FCF DECOMP RV2 OFICIAL	MÉDIA FCF DECOMP RV2 SOMBRA	DIFERENÇA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	298,26	298,19	-0,07
S	298,26	298,19	-0,07
NE	298,26	298,19	-0,07
N	298,26	298,19	-0,07



em R\$/MWh	MÉDIA FCF DECOMP RV3 OFICIAL	MÉDIA FCF DECOMP RV3 SOMBRA	DIFERENÇA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	296,46	296,45	-0,01
S	296,46	296,45	-0,01
NE	296,46	296,45	-0,01
N	296,46	296,45	-0,01

➤ Impacto no PLD de novembro de 2025



em R\$/MWh	MÉDIA PLD OFICIAL	MÉDIA PLD SOMBRA	DIFERENÇA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	280,18	280,25	0,07
S	280,01	280,08	0,07
NE	276,83	276,88	0,05
N	278,52	278,58	0,06

em R\$/MWh	MÁXIMA DIFERENÇA HORÁRIA (SOMBRA - OFICIAL)
SE/CO	12,72
S	12,71
NE	8,29
N	12,72

As diferenças máximas ocorrem durante a **transição do PLD para o vale de preço**. O impacto representa cerca de **4-6% em relação ao valor oficial do PLD horário**.

análise do PLD de dezembro de 2025 intercâmbio

limites de intercâmbios: interligação sul-sudeste

- PMO – Dezembro/2025



Intervenção nos bipolos 1 e 2 do elo de corrente contínua de Foz do Iguaçu – Ibiúna (SGI 17.654-25):

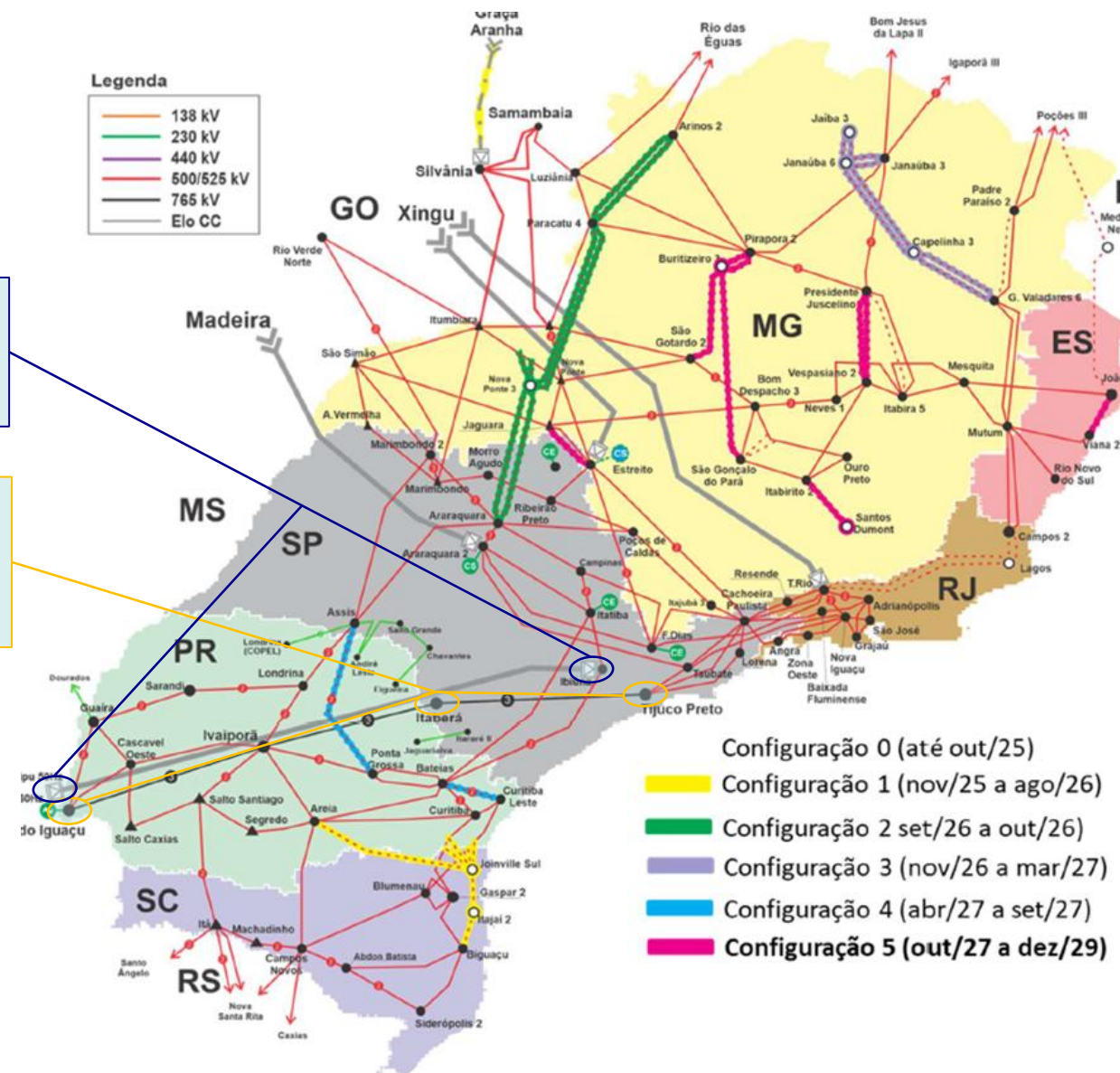
- Bipolo 1 - Início **22/05/2025** com previsão de retorno para: **15/04/2026**.
- Bipolo 2 - Início **imediatamente após a conclusão do intervenção no Bipolo**.

Os impactos no fluxo FFZIN (Foz do Iguaçu 50 Hz → Ibiúna).



Intervenção nos BCSs LTs 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã – Itaberá – Tijuco Preto:

- Circuito 1 – Início em 31/07/2025 SGIs 31.690-25, 31.733-25 e 31.745-25, com previsão de retorno para **14/03/2026**
- Os impactos já estão considerados nos limites de RSUL e RSE.



REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSMISSÃO PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO – DEZEMBRO/2025.
- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

FFZIN = Geração da UHE Itaipu 50 Hz - intercâmbio para ANDE - Carga Itaipu / 2.

O limite do FFZIN é dado pela capacidade nominal das conversoras dos Bipolos nas SE 500 kV Foz do Iguaçu e SE 345 kV Ibiúna. A transmissão de potência pelo Elo CC Furnas é permitida somente no sentido de Foz do Iguaçu para Ibiúna.

Max (FFZIN) = NC x 783.

Tabela 5-3: Limites para Itaipu 50Hz → SE/CO para DECOMP e NEWAVE

Carga	FFZIN [MW]	
	1º mês	2º mês
PESADA	3.132	3.132
MÉDIA	3.132	3.132
LEVE	3.132	3.132

(*) Os limites constam no relatório RT-ONS DPL 0013/2025 - Volume 01.

- Para o horizonte deste PMO, será considerada a capacidade de **4 conversores**, representando a indisponibilidade de um bipolo do elo de corrente contínua Foz do Iguaçu – Ibiúna: **SGI 17.654-25**.

DECOMP (dadger.rv0)

CCEE

```
& Limites 50 Hz
& Minimo ---> Maximo (Carga ANDE + Consumo Interno + Min(FFZIN); No UG x Pmin)
& onde Min(FFZIN)=4*78.3, considerando-se 4 conversoras no minimo
& Maximo ---> Carga ANDE + Consumo Interno + Limite Elo
& RT-ONS DPL 0497/2025 - Relatório de limites de transmissao para o PMO de Dezembro/2025
&
RE 461 1 6
LU 461 1 4155.20 6974.00 3966.20 6785.00 3401.70 6220.50
LU 461 6 4211.20 7030.00 4019.20 6838.00 3446.70 6265.50
FU 461 1 66 1.0 50
&
```

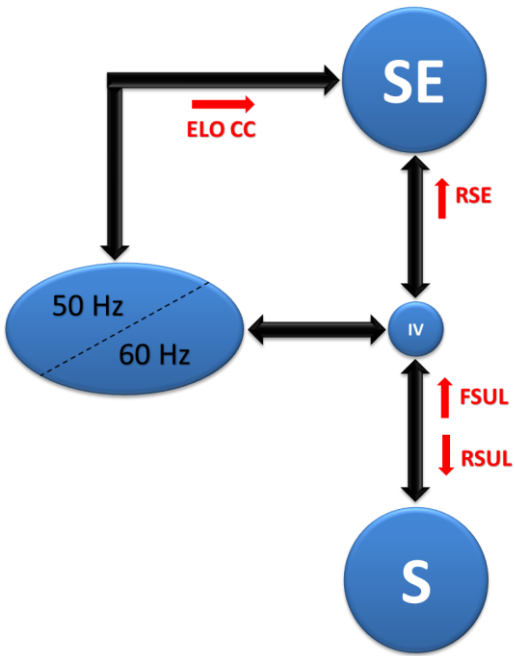
DESSEM (entdados.dat)

CCEE

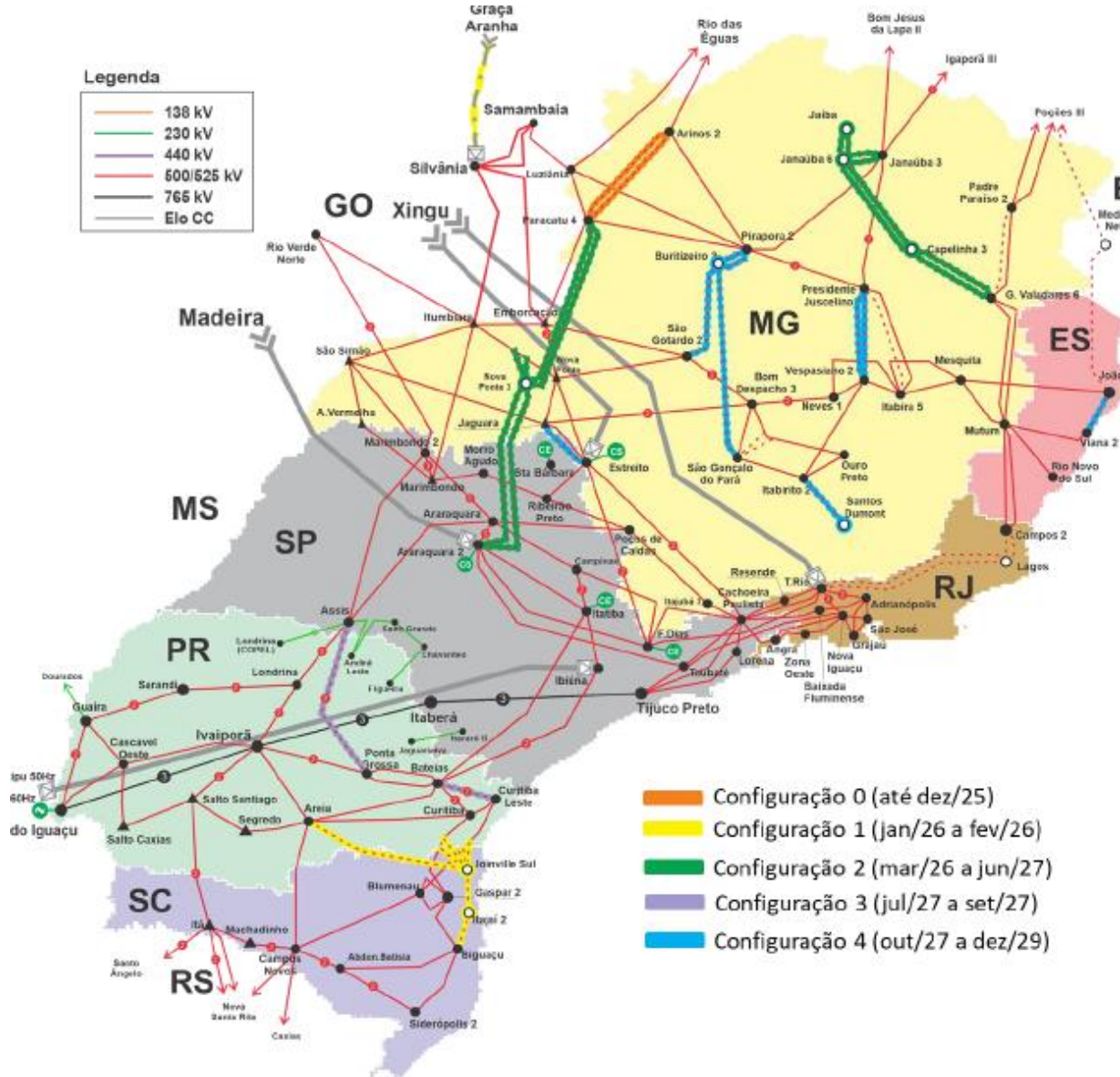
```
& 914 ELO CC FURNAS (nc*78.3 ≤ FFZIN ≤ nc*783)
& ind di hi m df hf m
&X XXX XX XX X XX XX X
RE 914 I F
& ind di hi m df hf m Linf Lsup
&X XXX XX XX X XX XX X XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
&Ajuste conforme SGI 17.654-25
LU 914 I F 313 3132
& ind di hi m df hf m ush Fator
&X XXX XX XX X XX XX X XXX XXXXXXXXXXXX
FH 914 I F 66 1 1
& ind di hi m df hf m nde Fator
&X XXX XX XX X XX XX X XXX XXXXXXXXXXXX
FC 914 I F 5 -1
&
```


limites de intercâmbios: interligação sul-sudeste

- PMO – Dezembro/2025



Limite	dez/25			jan/26		
	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]
RSE	10.120	10.120	10.480	7.520	7.520	10.280
FSUL	7.000	7.000	8.600	7.000	7.000	8.600
RSUL	11.100	7.450	10.100	10.900	7.250	9.900



REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSMISSÃO PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO – DEZEMBRO/2025.
- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2025.

• PMO – Dezembro/2025



Substituição do banco de capacitor série da SE Açailândia (SGI 32.474-25):

➤ Início **01/11/2025** com previsão de finalização para **30/06/2026**.

Essa intervenção simultânea ao desligamento da LT 500 kV Açailândia – Miranda II (SGI 58.956-25) – **06/10/2025 a 30/06/2026**.

Impacto no fluxo FNESE limitando em 8200 MW e no fluxo FNEN limitando em 6000 MW no primeiro mês do PMO.



Indisponibilidade do compensador síncrono de número 2 da SE 500 kV Janaúba (SGI 67.632-25):

➤ Início **25/09/2025** com previsão de retorno para **20/01/2026**.

Impacto no fluxo FNESE – redução de 150 MW (Em função do Bipolo Xingu>1000 MW/ FNXX>1000 MW) no primeiro mês do PMO.



Entrada em operação prevista para 14/12/25 da LT 500 kV Paracatu 4 – Nova Ponte 3 – Araraquara 2 C1 e C2.

Essa obra de transmissão reduz o impacto do condicionante associado à geração UFV centralizada de Minas Gerais nos limites de FNESE e FNS+FNESE.

O impacto dessa obra é considerado no segundo mês desse PMO.

legenda

- Configuração 0 (até dez/25)
- Configuração 1 (jan/26 a mai/26)
- Configuração 2 (jun/26 a jan/27)
- Configuração 3 (fev/27 a set/27)
- Configuração 4 (out/27 a set/28)
- Configuração 5 (out/28 a mar/29)
- Configuração 6 (abr/28 a dez/29)

— 500/525 kV
— 800 kV

REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSMISSÃO PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO – DEZEMBRO/2025.
- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

NEWAVE (sistema.dat)

LIMITES DE INTERCAMBIO

A B A->B B->A

XXX XXX XJAN. XXXFEV. XXXMAR. XXXABR. XXXMAI. XXXJUN. XXXJUL. XXXAGO. XXXSET. XXXOUT. XXXNOV. XXXDEZ.

1 3 0

2025													6000.
2026	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.
2027	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.
2028	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.
2029	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.	6000.
2025													7548.
2026	5293.	8961.	8960.	8950.	8952.	9070.	9064.	9073.	9072.	9074.	9093.	9090.	
2027	9093.	9221.	9219.	9197.	9204.	9187.	9191.	9191.	9197.	9328.	9353.	9346.	
2028	9352.	9351.	9346.	9333.	9314.	9317.	9322.	9306.	9325.	9511.	9552.	9551.	
2029	9544.	9547.	9547.	12242.	12245.	12233.	12228.	12212.	12258.	12239.	12311.	12309.	

CCEE

- Para o **modelo DESSEM**, esta restrição não foi considerada porque ela depende do fluxo no Bipolo Xingu e Norte-Xingu (FNXG) acima de 1000 MW, o que inviabiliza a modelagem no DESSEM. As regras seriam:

- Quando $(FXGET + FXGTR) > 1000 \text{ MW}$ → reduzir em 150 MW os limites FNESE devido à perda do Bipolo Xingu.
- Quando $FNXG > 1000 \text{ MW}$ → reduzir em 150 MW os limites FNESE em função do alto fluxo FNXG.

DECOMP (dadger.rv0)

& FNESE

& Maximo ---> Limites de Seguranca de Transmissao - Restricao Entre Subsistemas

& RT-ONS DPL 0497/2025 - Relatorio de limites de transmissao para o PMO de Dezembro/2025

&

RE	409	1	6				
LU	409	1		5450.00	8196.00	8200.00	
LU	409	6		5600.00	4717.00	5600.00	
FI	409	1	NE SE	1.0			

CCEE

- Em resumo, a restrição ajusta dinamicamente os limites de intercâmbio FNESE, mas não pôde ser aplicada no DESSEM **por limitação de modelagem**.

NEWAVE (sistema.dat)

CCEE

LIMITES DE INTERCAMBIO

A B A->B B->A

XXX XXX XJAN. XXXFEV. XXXMAR. XXXABR. XXXMAI. XXXJUN. XXXJUL. XXXAGO. XXXSET. XXXOUT. XXXNOV. XXXDEZ.

3 11

0

2025

6000.

2026 6800. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200.

2027 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6200. 6500. 6500. 6500.

2028 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500. 6500.

2029 6500. 6500. 6500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500. 7500.

DESSEM (entdados.dat)

CCEE

& FNEN - SGI 32.474-25

& ind di hi m df hf m

&X XXX XX XX X XX XX X

& Tratamento realizado pela CCEE, com base no Art. 20, paragrafos 2 e 3, da REN ANEEL no 1032/2022

RE 700 I F

&RE 700 01 00 0 06 00 0

& ind di hi m df hf m Linf Lsup

&X XXX XX XX X XX XX X XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

& ind di hi m df hf m Linf Lsup

&X XXX XX XX X XX XX X XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

LU 700 I F 6000.00

&LU 700 01 00 0 06 00 0 6000

& ind di hi m df hf m ss1 ss2 Fator

&X XXX XX XX X XX XX X XX XX XXXXXXXXXXXX

& ind di hi m df hf m ss1 ss2 Fator

&X XXX XX XX X XX XX X XX XX XXXXXXXXXXXX

FI 700 I F NE FC 1.00

FI 700 I F FC NE -1.00

&FI 700 01 00 0 06 00 0 NE FC 1

&FI 700 01 00 0 06 00 0 FC NE -1

&

DECOMP (dadger.rv0)

CCEE

& FNEN (-FNE) = Fluxo Nordeste - FC

& Maximo ---> Limites de Seguranca de Transmissao - Restricao Entre Subsistemas

& RT-ONS DPL 0497/2025 - Relatorio de limites de transmissao para o PMO de Dezembro/2025

&

RE 415 1 6

LU 415 1 6000.00 6000.00 6000.00

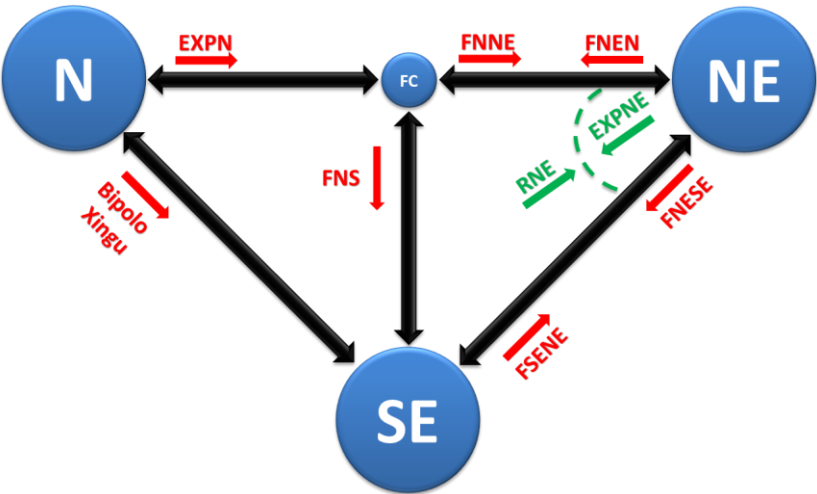
LU 415 6 6800.00 6800.00 6800.00

FI 415 1 NE FC 1.0

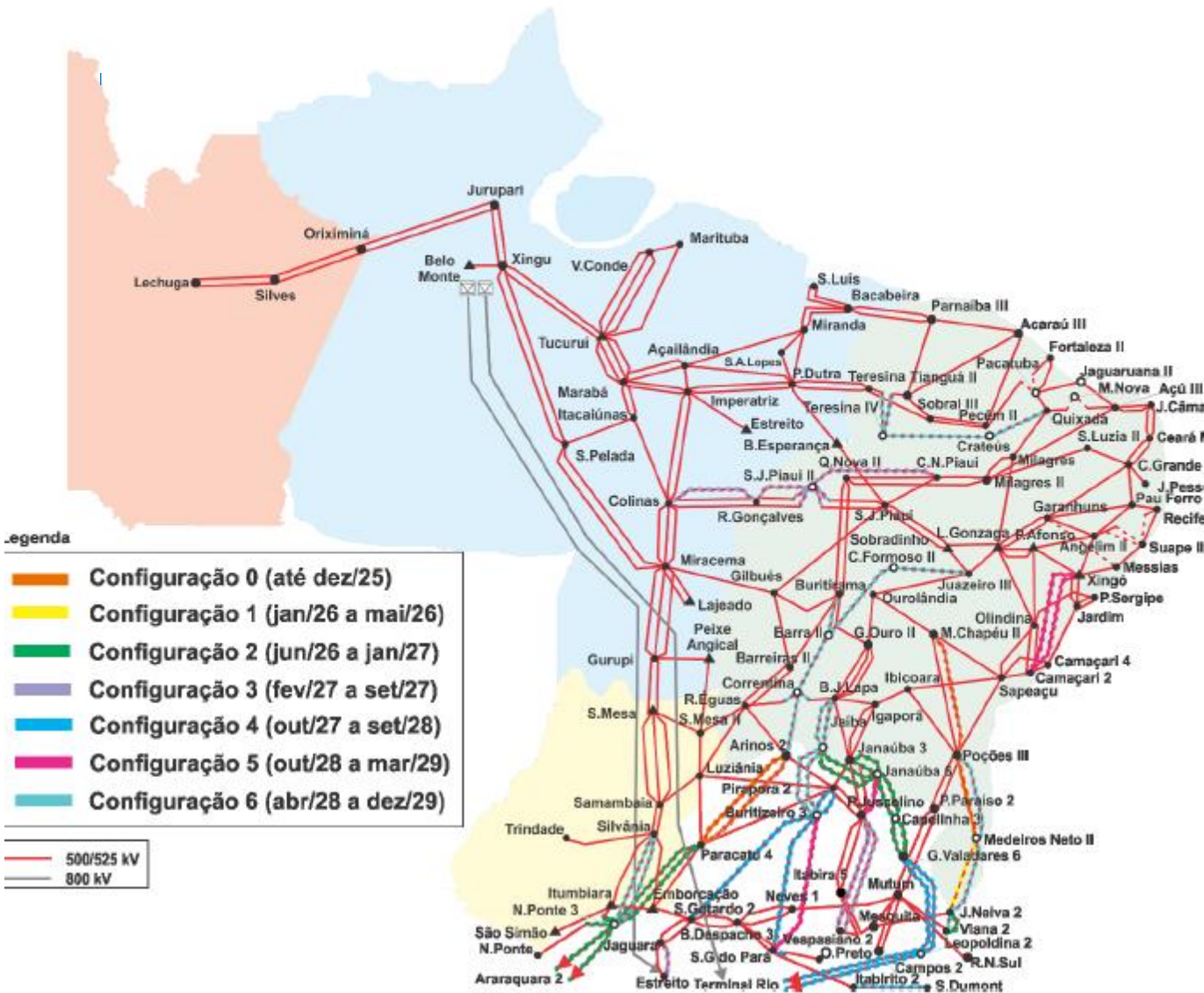
&

limites de intercâmbios: interligação norte-nordeste-sudeste

- PMO – Dezembro/2025



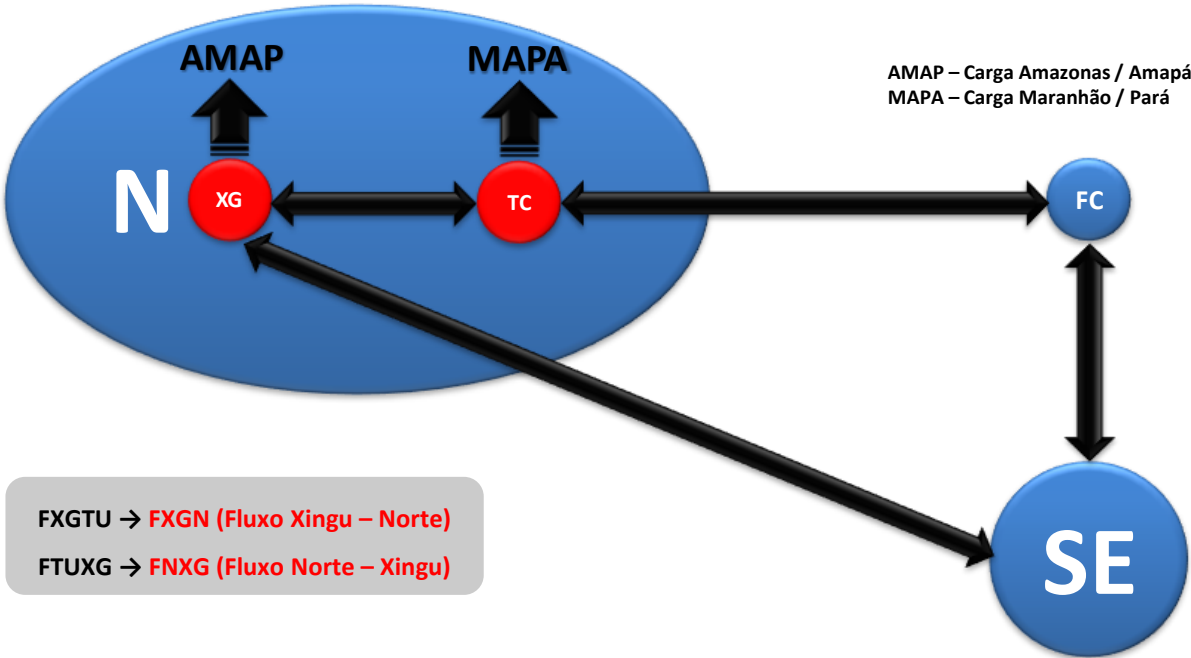
Limite	dez/25			jan/26		
	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]
EXPNE	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
FNEN	6.000	6.000	6.000	6.800	6.800	6.800
FNNE	7.800	7.800	7.800	7.800	7.800	7.800
FSENE	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
FNESE	5.450	8.196	8.200	5.600	4.717	5.600
EXPNE	14.700	14.700	14.700	14.700	14.700	14.700
RNE	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000
FNS	3.200	5.200	5.000	3.200	3.200	3.000
FNS+FNESE	7.700	10.330	11.200	7.700	6.367	7.300



REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSMISSÃO PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO –DEZEMBRO/2025.
- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

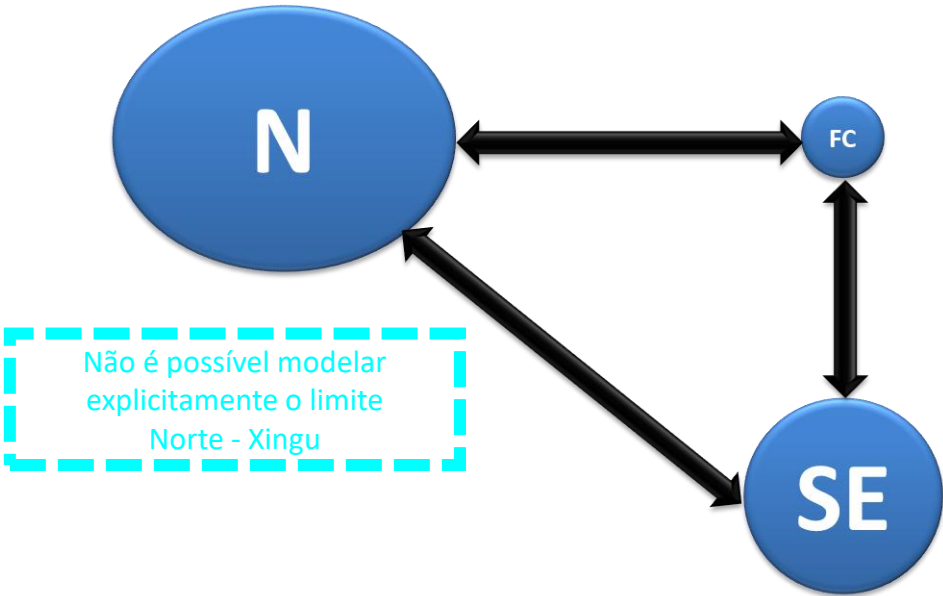
Representação DECOMP



LIMITES NO MODELO DECOMP						
Limite	dez/25			jan/26		
	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]
FNXG	4.000	2.000	2.000	4.000	4.000	4.000
BIPOLO XINGU	8.000	3.000	3.000	8.000	8.000	8.000

Limite Bipolo Xingu (N-SE) explícito

Representação NEWAVE



LIMITES NO MODELO NEWAVE						
Limite	dez/25			jan/26		
	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]	Pesada [MW]	Média [MW]	Leve [MW]
FNXG	4.000	2.000	2.000	4.000	4.000	4.000
PREVISÃO UHE BELO MONTE	8 x 500	4 x 500	1 x 500	12 x 500	8 x 500	6 x 500
BIPOLO XINGU	8.000	3.000	2.500	8.000	8.000	7.000

- Compatibilização com o Limite do modelo DECOMP.

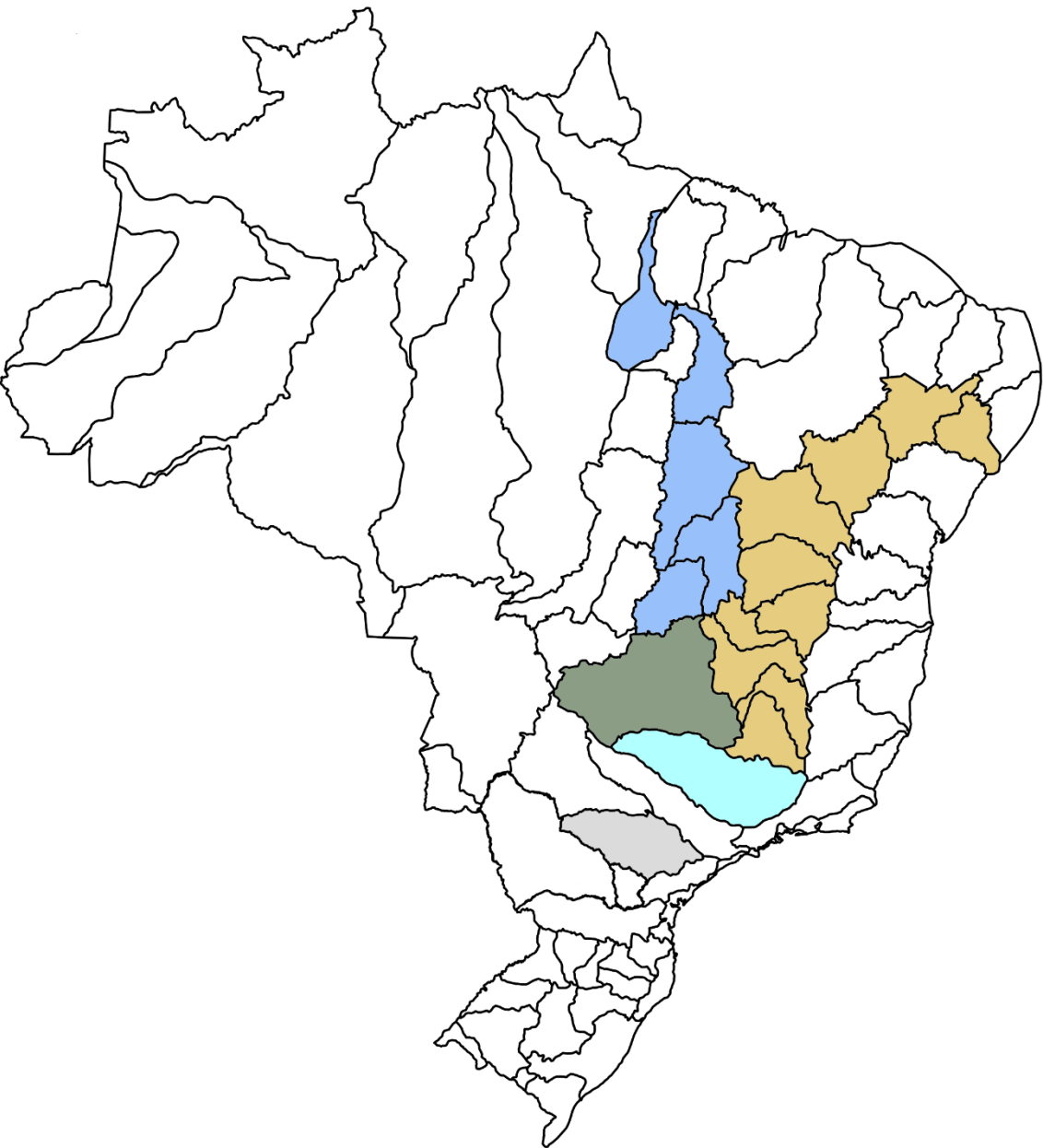
Limite Bipolo Xingu (N-SE) = Previsão de Geração Belo Monte + Lim. Norte - Xingu

REFERÊNCIAS:

- LIMITES DE TRANSMISSÃO PARA REPRESENTAÇÃO NO PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO – DEZEMBRO/2025.
- LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2025 A DEZEMBRO DE 2029.

REN 843/2019
Art. 6º § 3º No horizonte comum dos modelos de otimização, os dados e informações considerados deverão estar compatíveis.

análise do PLD de dezembro de 2025
diretrizes operativas hidráulicas para os
modelos hidroenergéticos



Resolução ANA (Bacia)	Usina	Faixa de Operação	
		Dez/2025	Jan/2026
2.081/2017 (São Francisco)	Três Marias	Atenção	Atenção
	Sobradinho	Atenção	Atenção
	Itaparica	-	-
	Comp. P. Afonso - Moxotó	-	-
	Xingó	-	-
70/2021 (Tocantins) e Praias	Serra da Mesa	Normal	Normal
132/2022 (Paranapanema)	Jurumirim	Normal	Normal
	Chavantes	Normal	Normal
	Capivara	Normal	Normal
193/2024 (Grande)	Furnas	Atenção	Atenção
	M. Moraes	Normal	Normal
194/2024 (Paranaíba)	Emborcação	Atenção	Atenção
	Itumbiara	Normal	Normal

Resolução ANA (Bacia)	Usina	Faixa de Operação		Dez/2025			Jan/2026			A partir de Fev/26	A partir de Dez/26
		Dez/2025	Jan/2026	Qmin	Qmáx*	Turbmáx	Qmin	Qmáx*	Turbmáx	Qmin	Qmin
2.081/2017 (São Francisco)	Três Marias	Atenção	Atenção	150	-	400	150	-	400	150	150
	Sobradinho	Atenção	Atenção	800	8.000	-	800	8.000	-	800	800
	Itaparica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800
	Comp. P. Afonso - Moxotó	-	-	-	-	-	-	-	-	-	800
	Xingó	-	-	800	-	1.100 (Curva)	800	-	1.000 (Curva)	800	800
70/2021 (Tocantins) e Praias	Serra da Mesa	Normal	Normal	300	-	-	100	-	-	100 (dez a mai) 300 (jun a nov)	100 (dez a mai) 300 (jun a nov)
132/2022 (Paranapanema)	Jurumirim	Normal	Normal	147 ^(P)	-	-	147 ^(P)	-	-	147 ^(P)	147
	Chavantes	Normal	Normal	85	-	-	85	-	-	85	85
	Capivara	Normal	Normal	276	-	-	276	-	-	276	276
193/2024 (Grande)	Furnas	Atenção	Atenção	131	4.000	500	131	4.000	500	131	131
	M. Moraes	Normal	Normal	149	4.400	-	149	4.400	-	149	149
194/2024 (Paranaíba)	Emborcação	Atenção	Atenção	48	5.000	140	48	5.000	140	48	48
	Itumbiara	Normal	Normal	70	7.000	2.928	70	7.000	-	70	70

* NEWAVE não considera a modelagem de restrições de defluência máxima (Qmáx), valores utilizados no modelo DECOMP

^(P) Previsibilidade aplicada com base na Resolução CNPE 1/2024

Detalhamentos adicionais

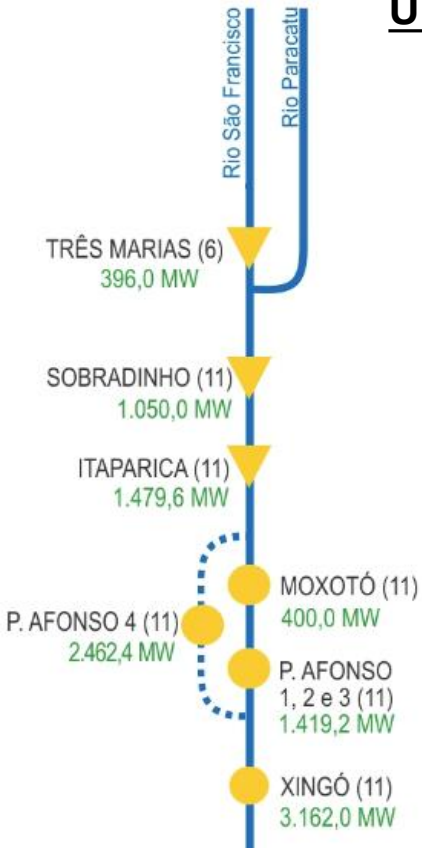
Resolução ANA (Bacia)	Usina	Faixa de Operação		Dez/2025			Jan/2026		
		Dez/2025	Jan/2026	Qmin	Qmáx*	Turbmáx	Qmin	Qmáx*	Turbmáx
70/2021 (Tocantins) e Praias	Serra da Mesa	Normal	Normal	[NW] 100 [DC] 300 (até 12/12) 100 (após 13/12)	-	-	100	-	-

Resolução ANA (Bacia)	Usina	Faixa de Operação		Usina com restrição de Volume	Restrição	Aplica Restrição?		A partir de Fev/2026
		Dez/2025	Jan/2026			Dez/2025	Jan/2026	
2.081/2017 (São Francisco)	Sobradinho	Atenção	Atenção	Itaparica	30 %	Sim	Sim	Não
193/2024 (Grande)	Furnas	Atenção	Atenção	Marimbondo	15 %	Sim	Sim	Não
				Água Vermelha	15 %	Sim	Sim	Não
194/2024 (Paranaíba)	Itumbiara	Normal	Normal	São Simão	15 %	Sim	Sim	Não

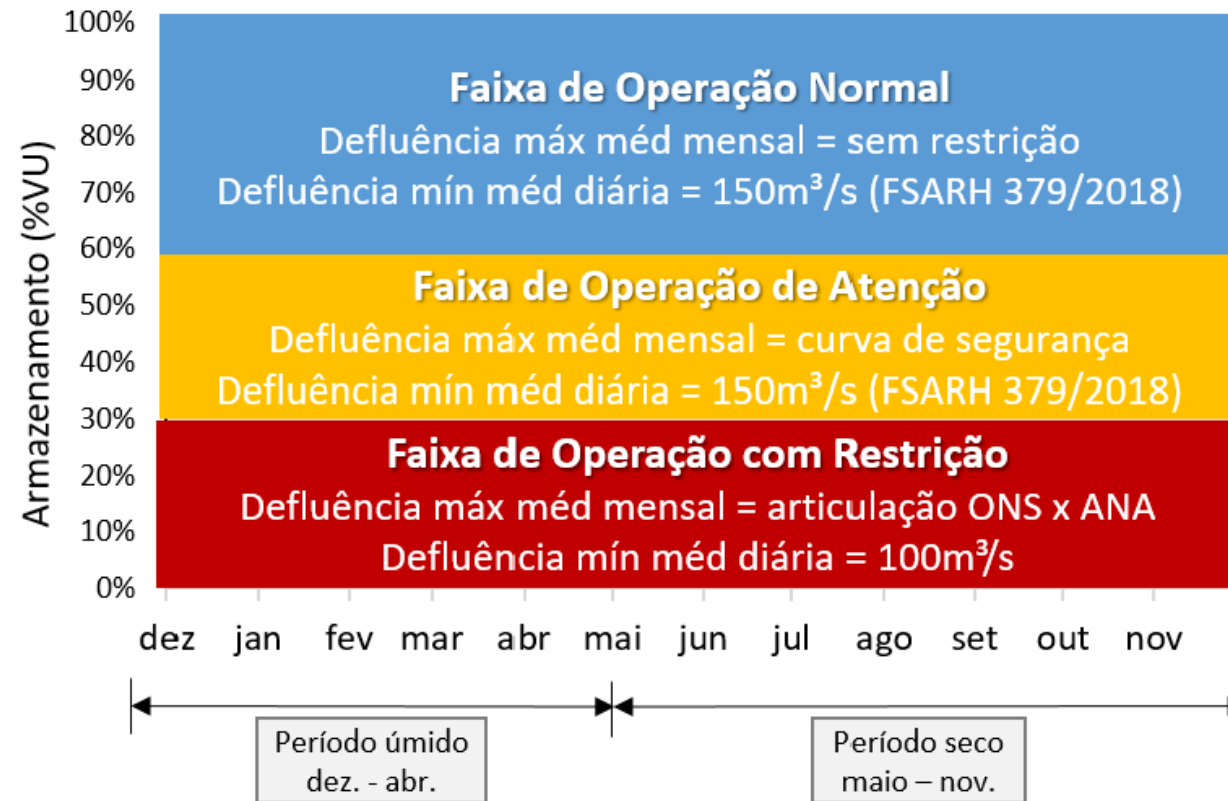
DIRETRIZES OPERATIVAS HIDRÁULICAS

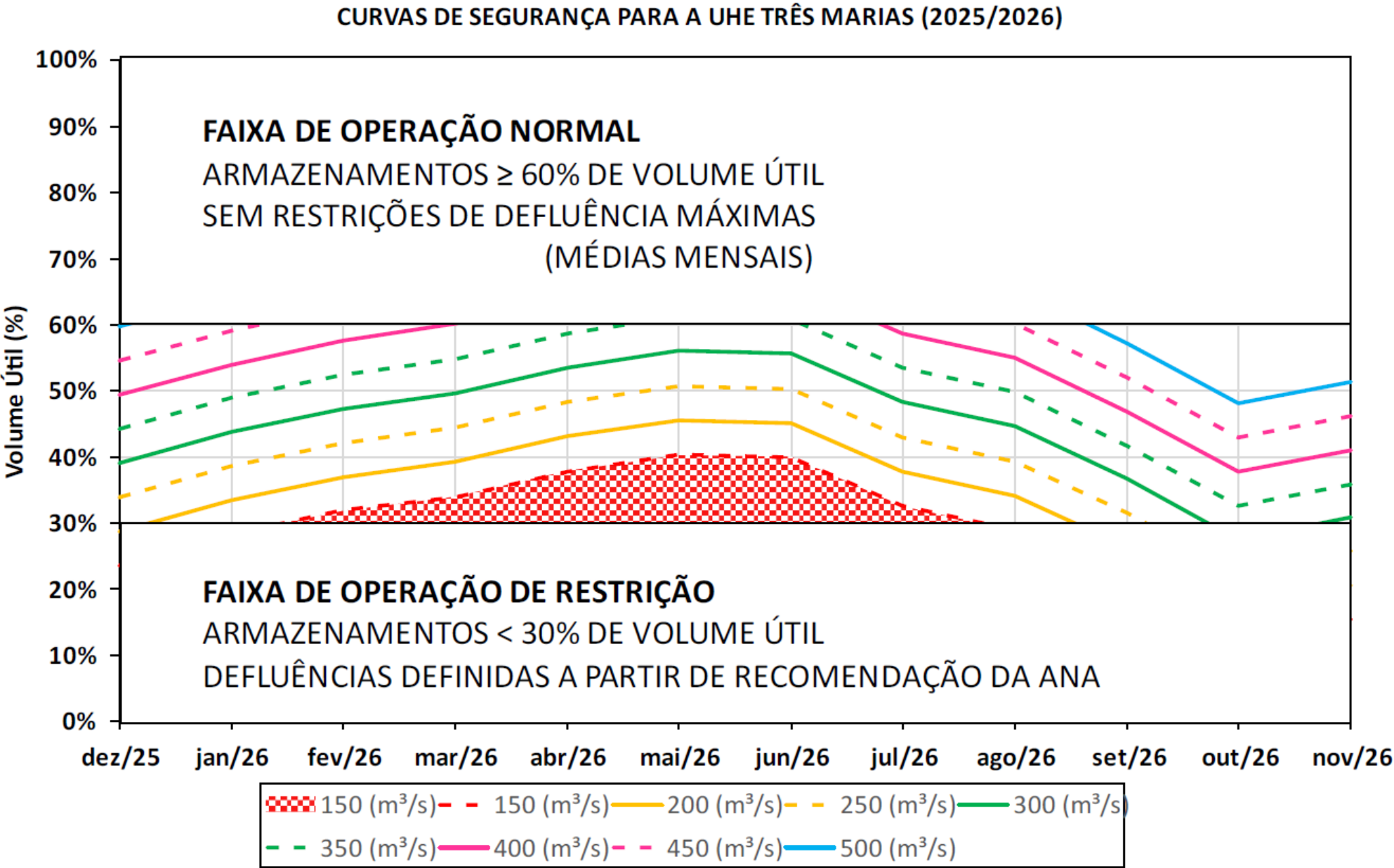
Resolução ANA nº 2.081/2017

UHEs do Rio São Francisco



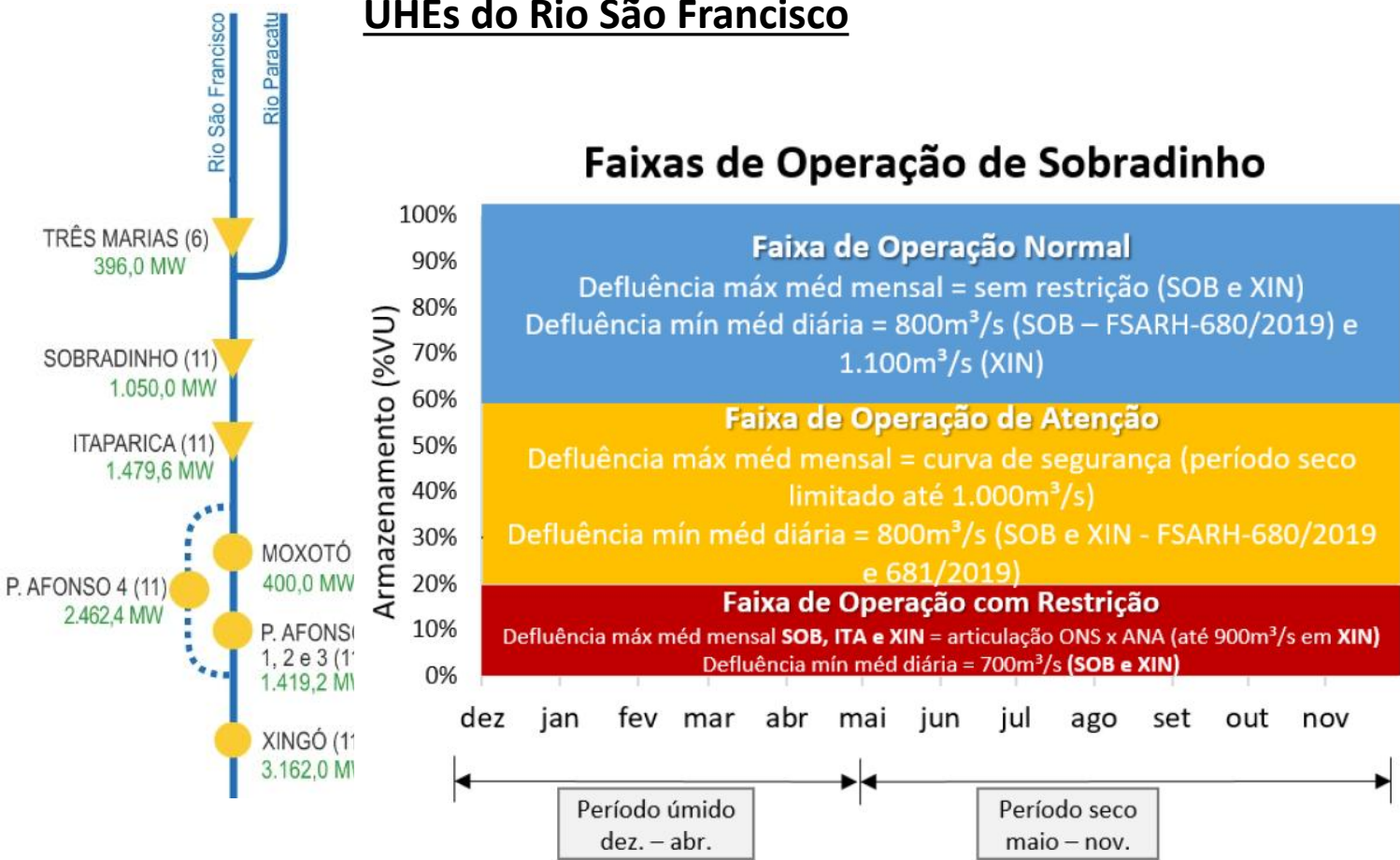
Faixas de Operação de Três Marias



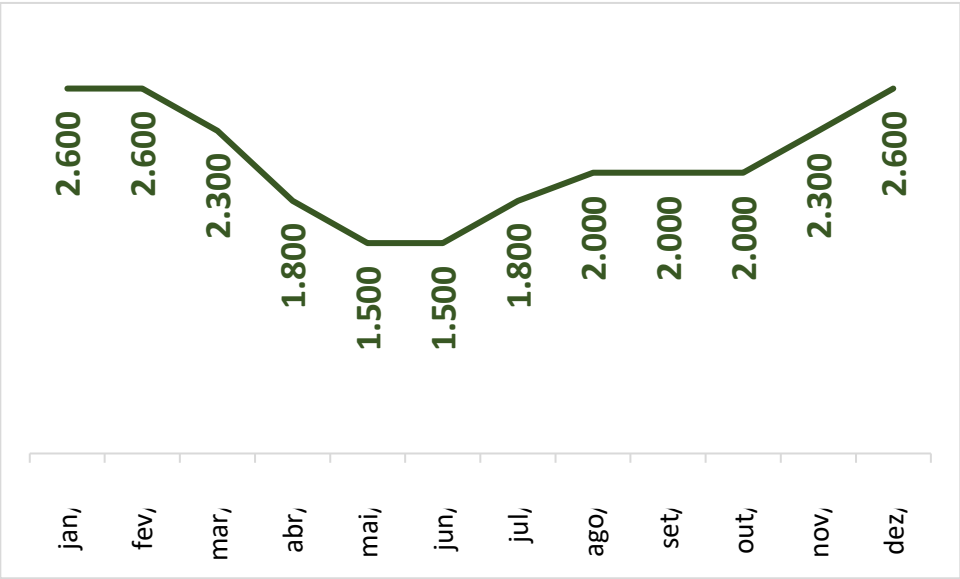


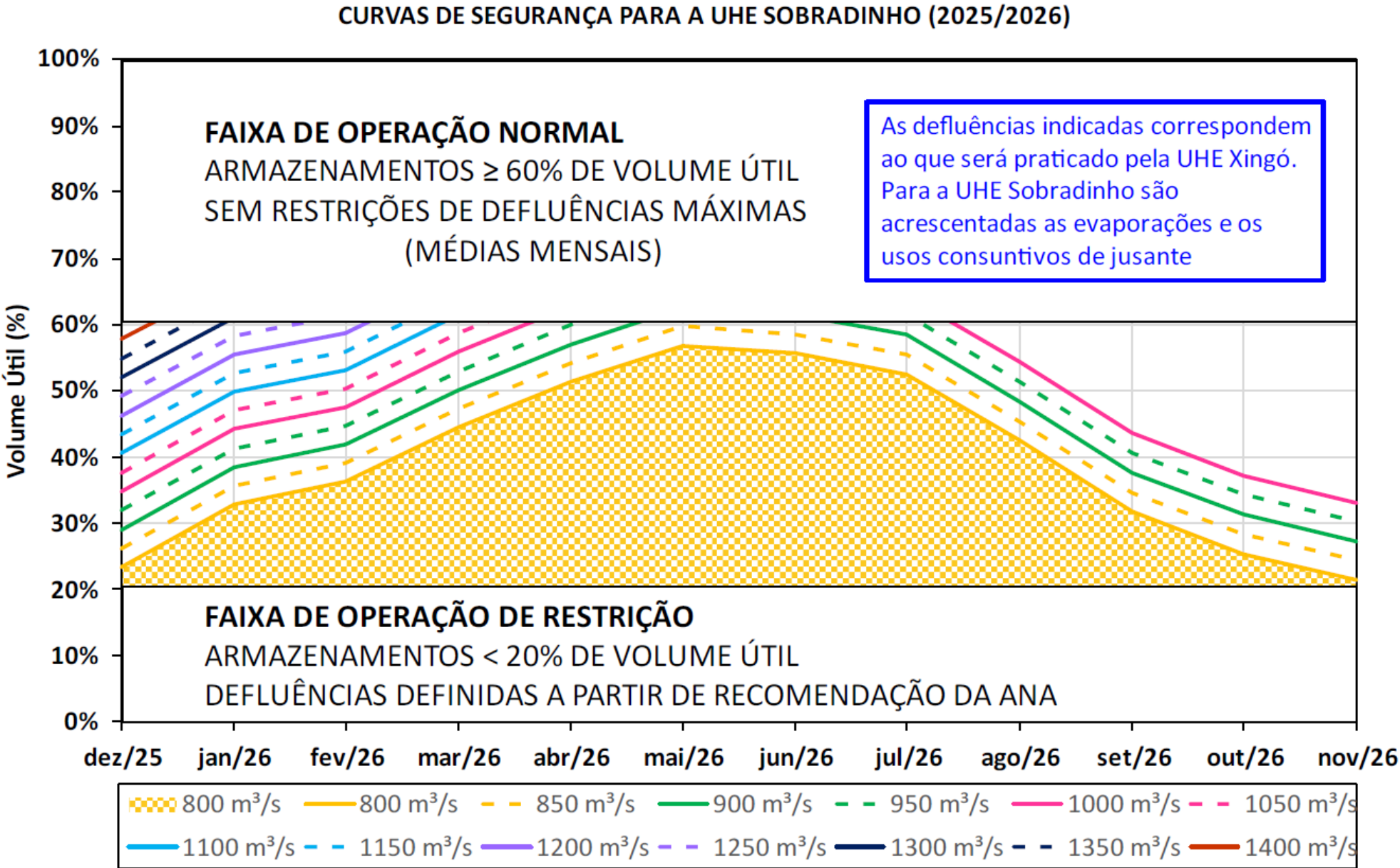
Resolução ANA nº 2.081/2017

UHEs do Rio São Francisco



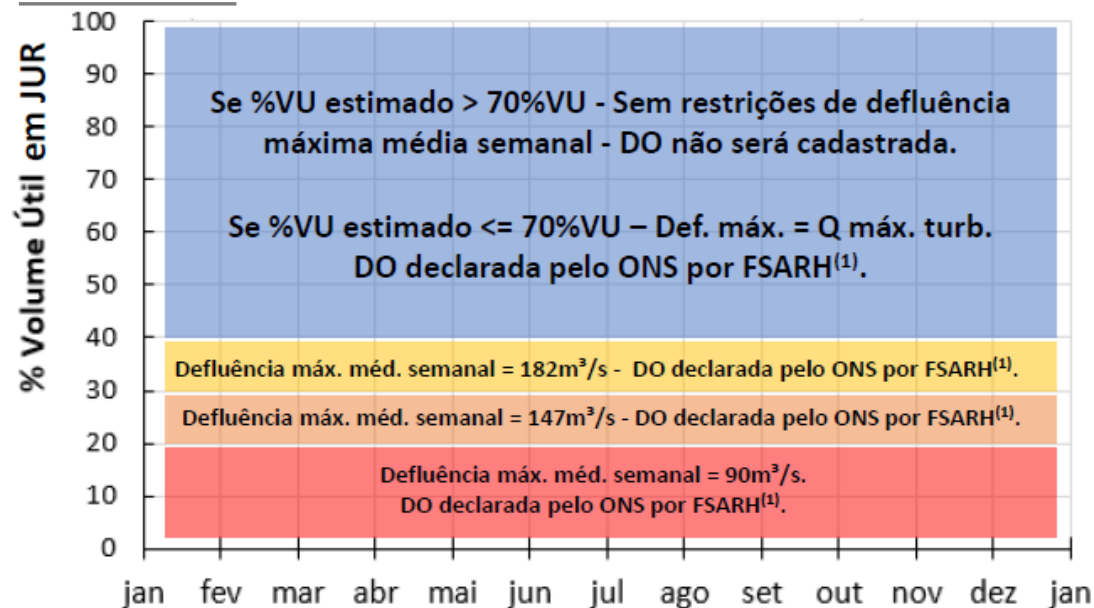
Curva de Representação dos Condicionantes Hidráulicos (CRCH) para a bacia do rio São Francisco (Ano 2023/2024/2025 provisório)



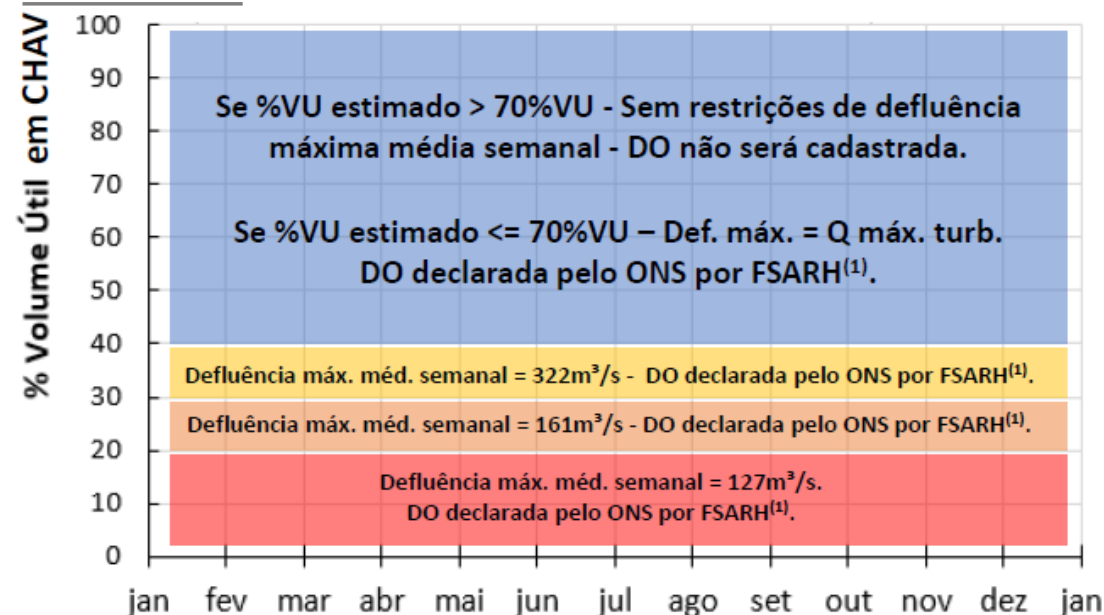


Resolução ANA nº 132/2022 - UHEs Jurumirim, Chavantes, Capivara

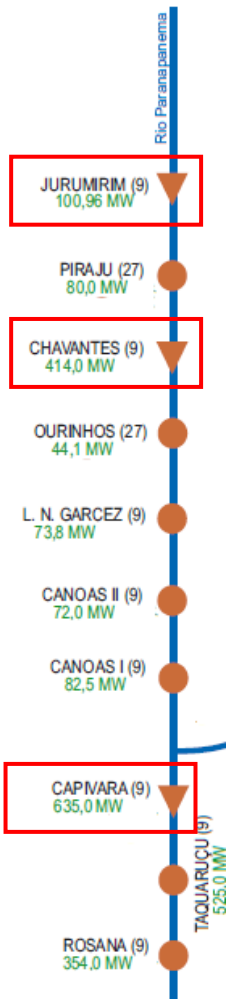
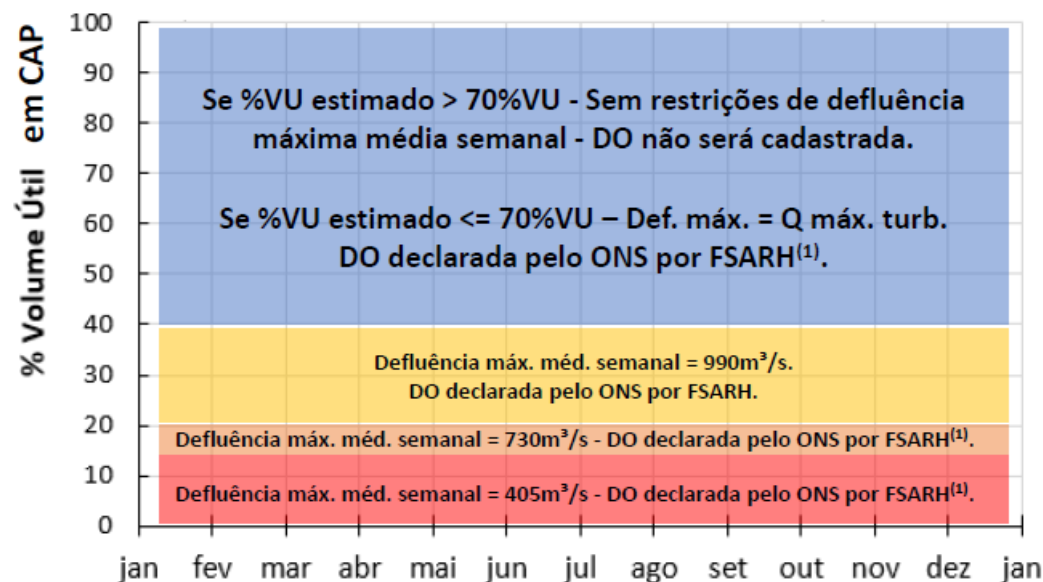
Jurumirim



Chavantes

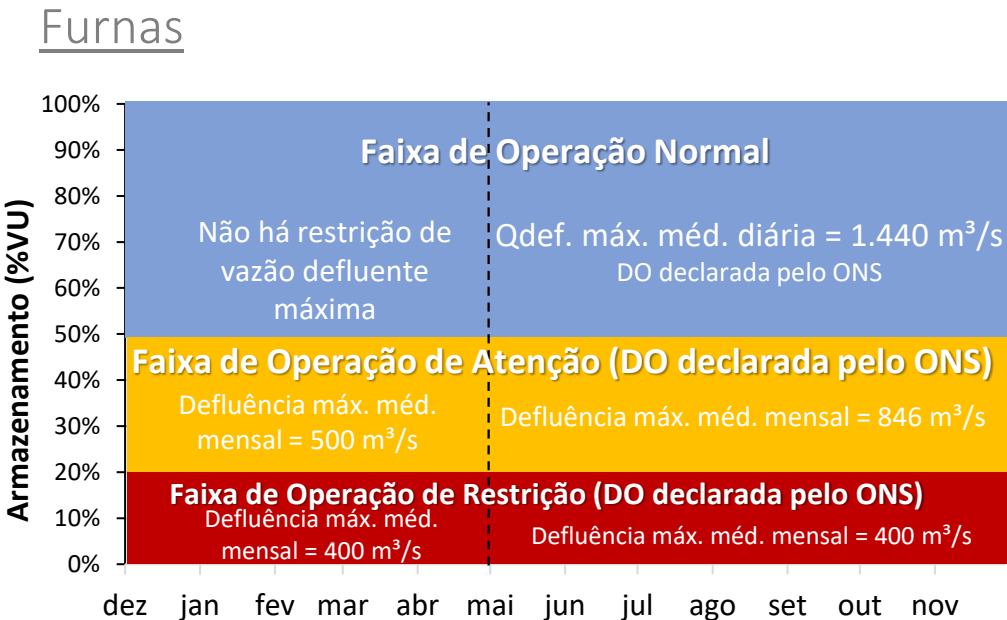
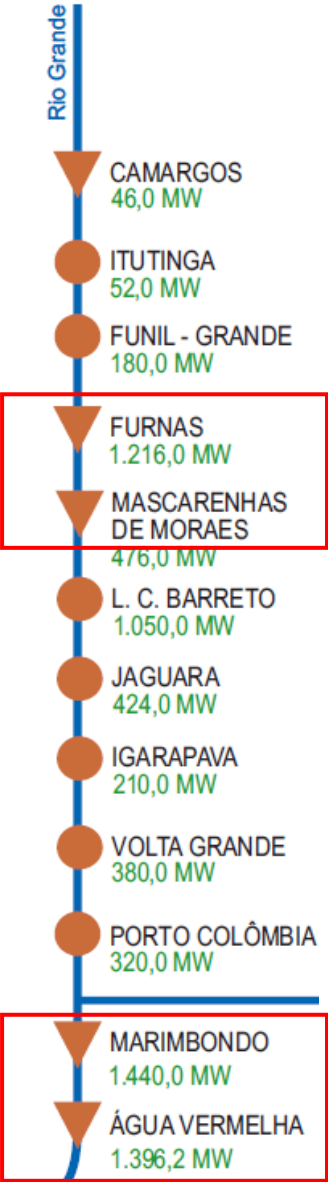


Capivara

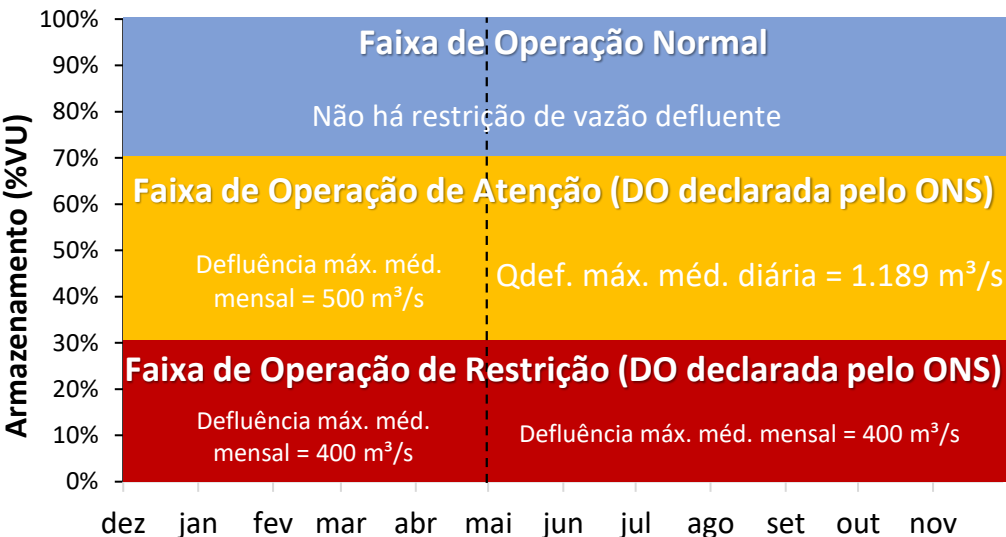


Resolução ANA nº 193/2024

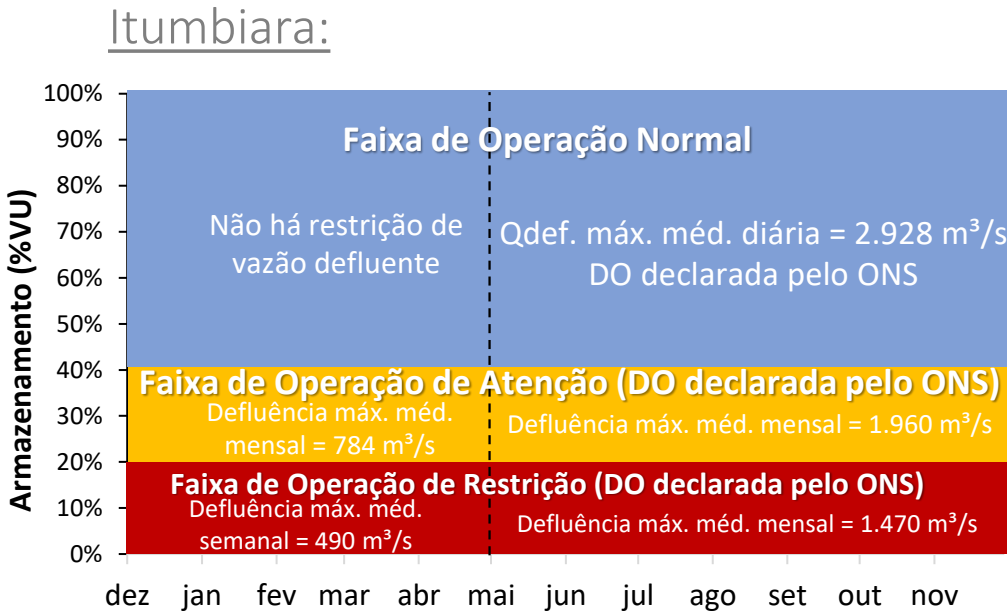
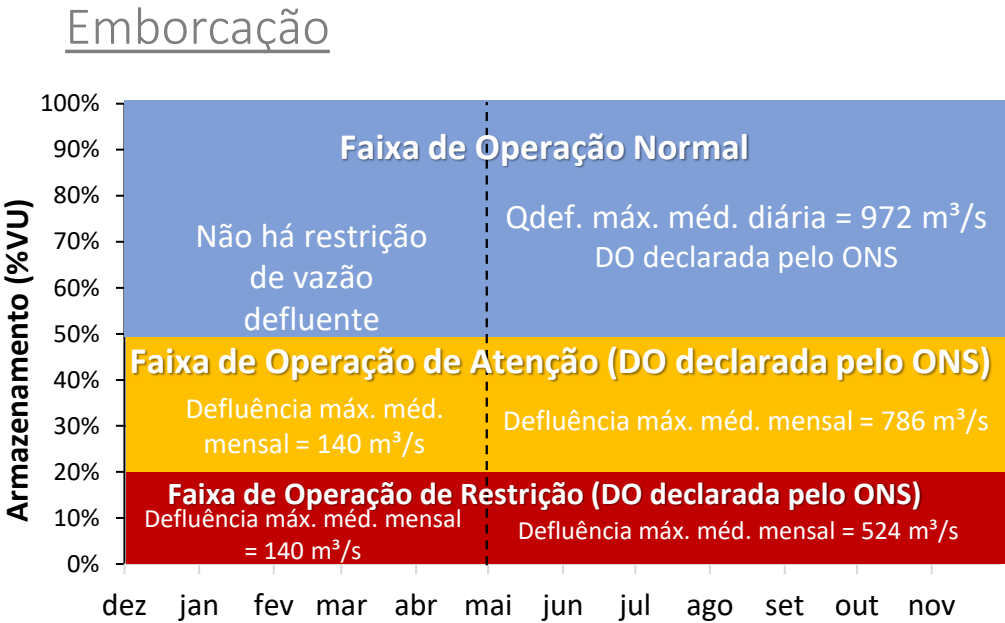
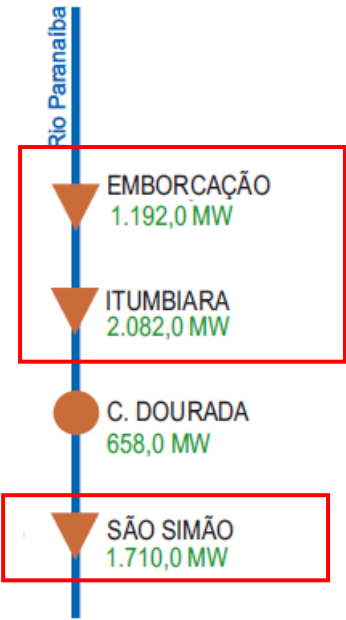
UHEs Furnas, M. Moraes, Marimbondo e Água Vermelha



Mascarenhas de Moraes:

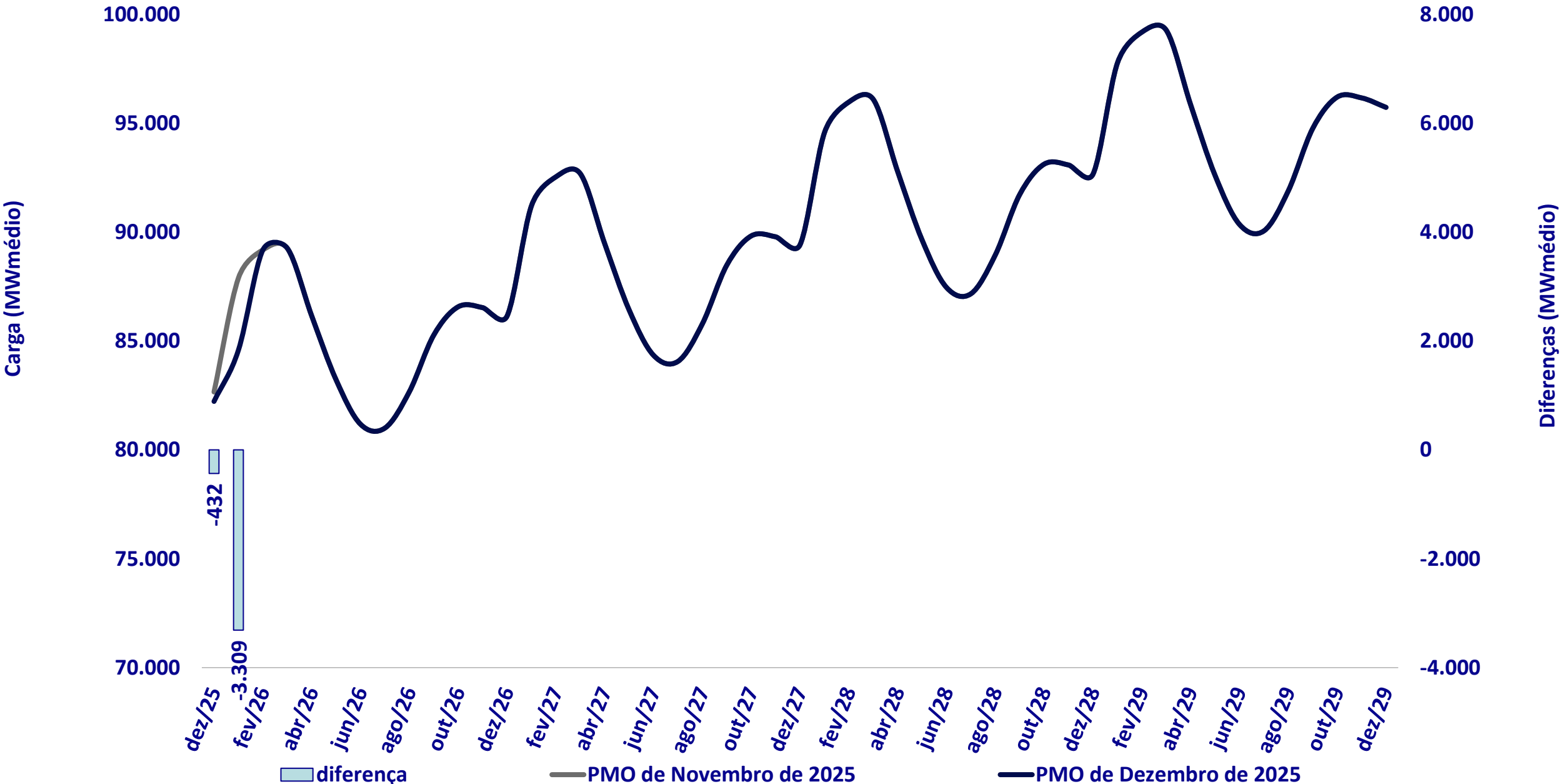


Resolução ANA nº 194/2024
UHEs Emborcação, Itumbiara e São Simão



análise do PLD de dezembro de 2025

newave



*o gráfico considera a base da MMGD e a carga de Boa Vista (Roraima)

Usinas não simuladas individualizadamente (MWmédio)

35.000
30.000
25.000
20.000
15.000
10.000
5.000

2.000
1.500
1.000
500
0
-500
-1.000
-1.500
-2.000

dez/25 fev/26 abr/26 jun/26 ago/26 out/26 dez/26 fev/27 abr/27 jun/27 ago/27 out/27 dez/27 fev/28 abr/28 jun/28 ago/28 out/28 dez/28 fev/29 abr/29 jun/29 ago/29 out/29 dez/29

diferença

PMO de Novembro de 2025

PMO de Dezembro de 2025

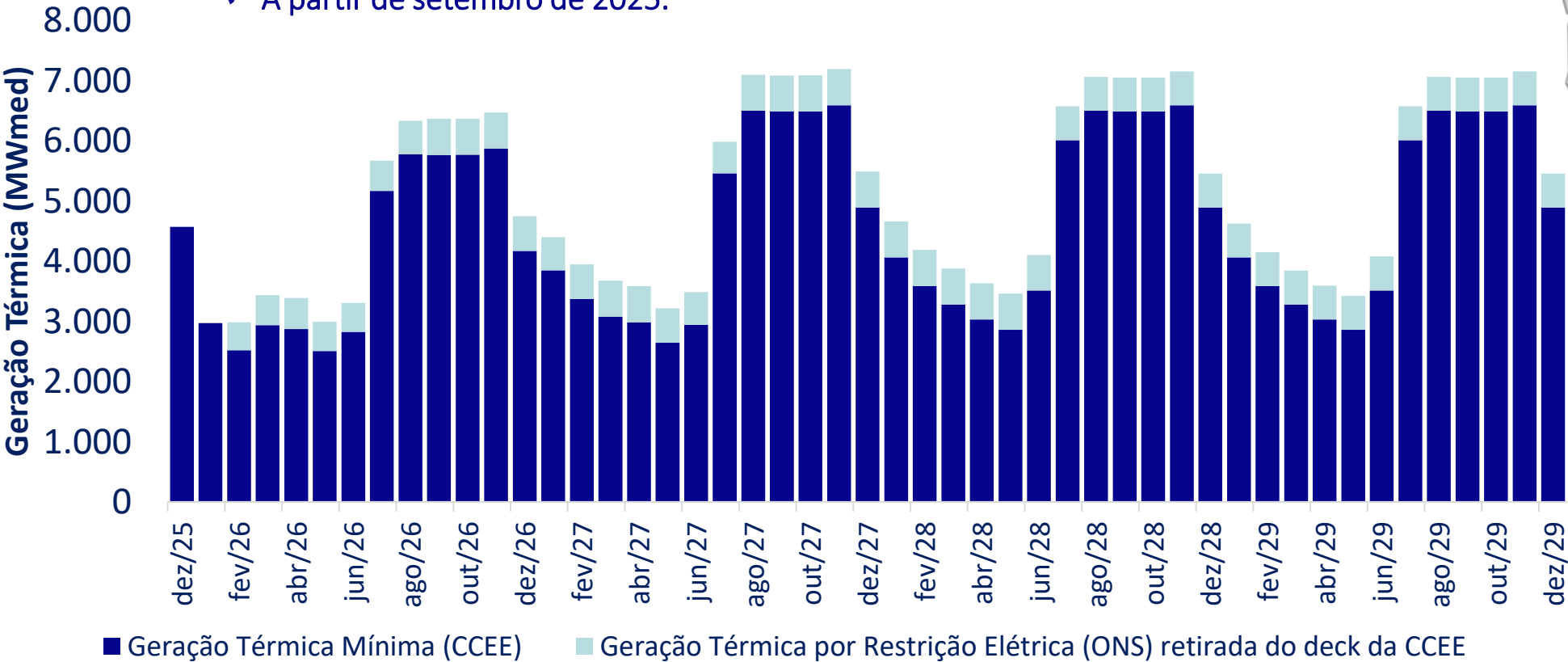
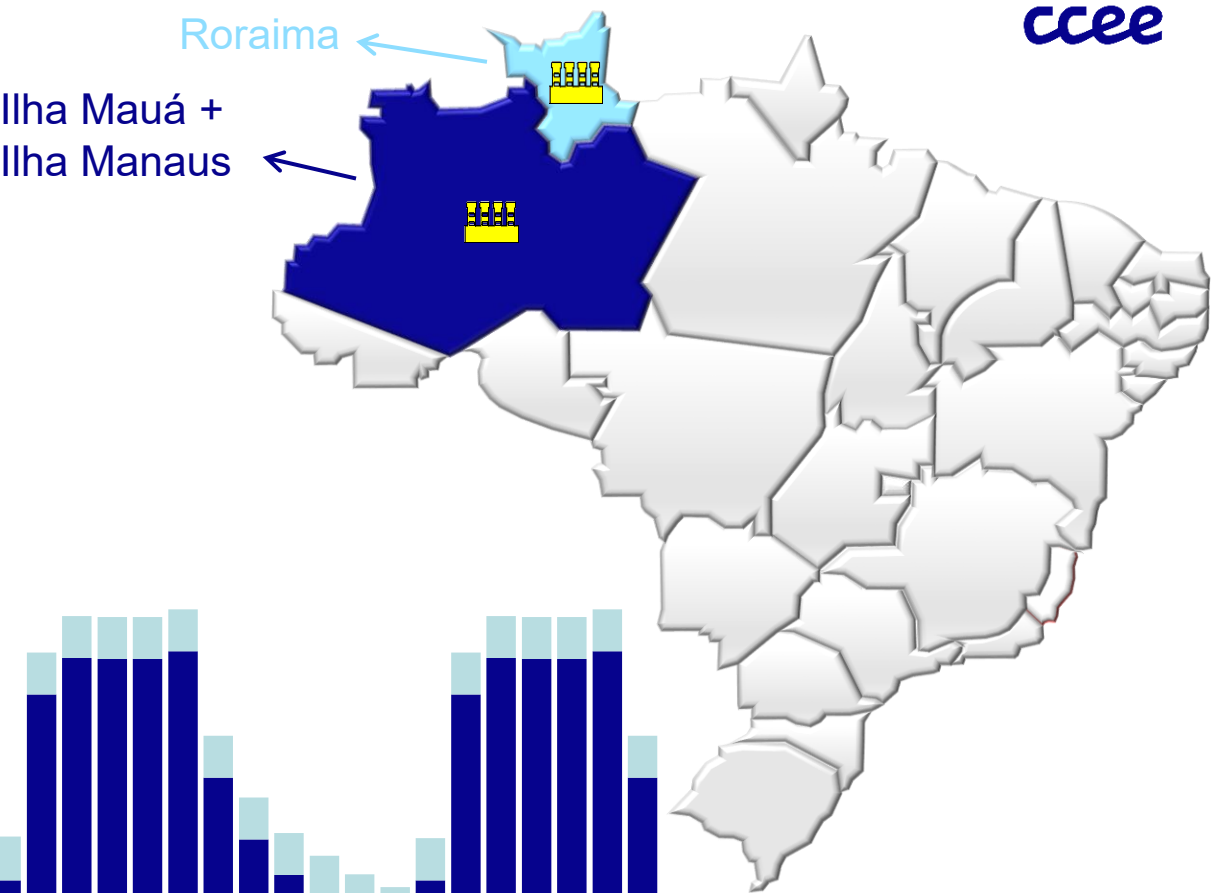
Diferenças:
Média: 60 MWmed
Maior : - 1.559 MWmed

Diferenças (MWmédio)

geração termelétrica por restrições elétricas

Geração térmica por restrições elétricas para o período de Setembro de 2025 a Dezembro de 2029, conforme RT-DPL 0341/2025:

- UTEs de Manaus:
 - ✓ Manaus e Mauá.
- UTEs de Roraima:
 - ✓ Roraima;
 - ✓ A partir de setembro de 2025.



Geração adicional por restrição elétrica média no período: 543 MWmed

Alteração	Descrição			Informação
Compatibilização nos dois primeiros meses dos níveis mínimos de armazenamento das UHEs Paraibuna, Jaguari e Santa Branca	Resolução Conjunta ANA / DAEE / IGAM / INEA 1.382/2015			ANA
Atualização das disponibilidades e inflexibilidades das usinas térmicas	Declarações de disponibilidade para os dois primeiros meses revistas na programação mensal			ONS/AGENTES
Alteração de restrição operativa para as UHEs Furnas, Emborcação, Três Marias, Xingó, Sobradinho, Porto Primavera e Passo Real	De acordo com os FSARHs enviados pelos Agentes responsáveis			ONS/AGENTE
Revisão do Custo Variável Unitário (CVU) das UTEs Termocabo	Despacho nº 3.372/2025			ANEEL
Atualização da previsão de geração eólica no 1º mês pelo WEOL-SM	WEOL-SM → S 628 NE 10.521 N 272			ONS
GHmin conjuntural UHE Itaipu (MWmed) GHmin 50 Hz + GHmin 60Hz + ANDE + ½ C. Interno	dez/25	jan/26		ONS/AGENTE
	5.778,0	5.815,4		
GHmin conjuntural UHE Tucuruí (MWmed) Canal de Fuga Médio (m)	1.096,0	1.021,6		ONS/AGENTE
	4,3	5,3		
Restrição de Geração Santo Antônio e Jirau (MW)	7.296,41	7.410,59		ONS/AGENTE
Geração Antecipada GNL (Pesada, Média, Leve) (MW)	Usina	dez/25	jan/26	ONS/AGENTE
	Santa Cruz	500 / 500 / 500	500 / 486,49 / 473,19	
	Linhares	157,64 / 168,83 / 180,74	-	
	P. Sergipe I	506,86 / 598,14 / 695,32	1593 / 1.549,95 / 1.507,57	

PROJEÇÃO DO PLD

PROJEÇÃO DO PLD

Metodologia

metodologia de projeção de ENA:

- projeção de ENA por redes neurais artificiais
- transformação logarítmica

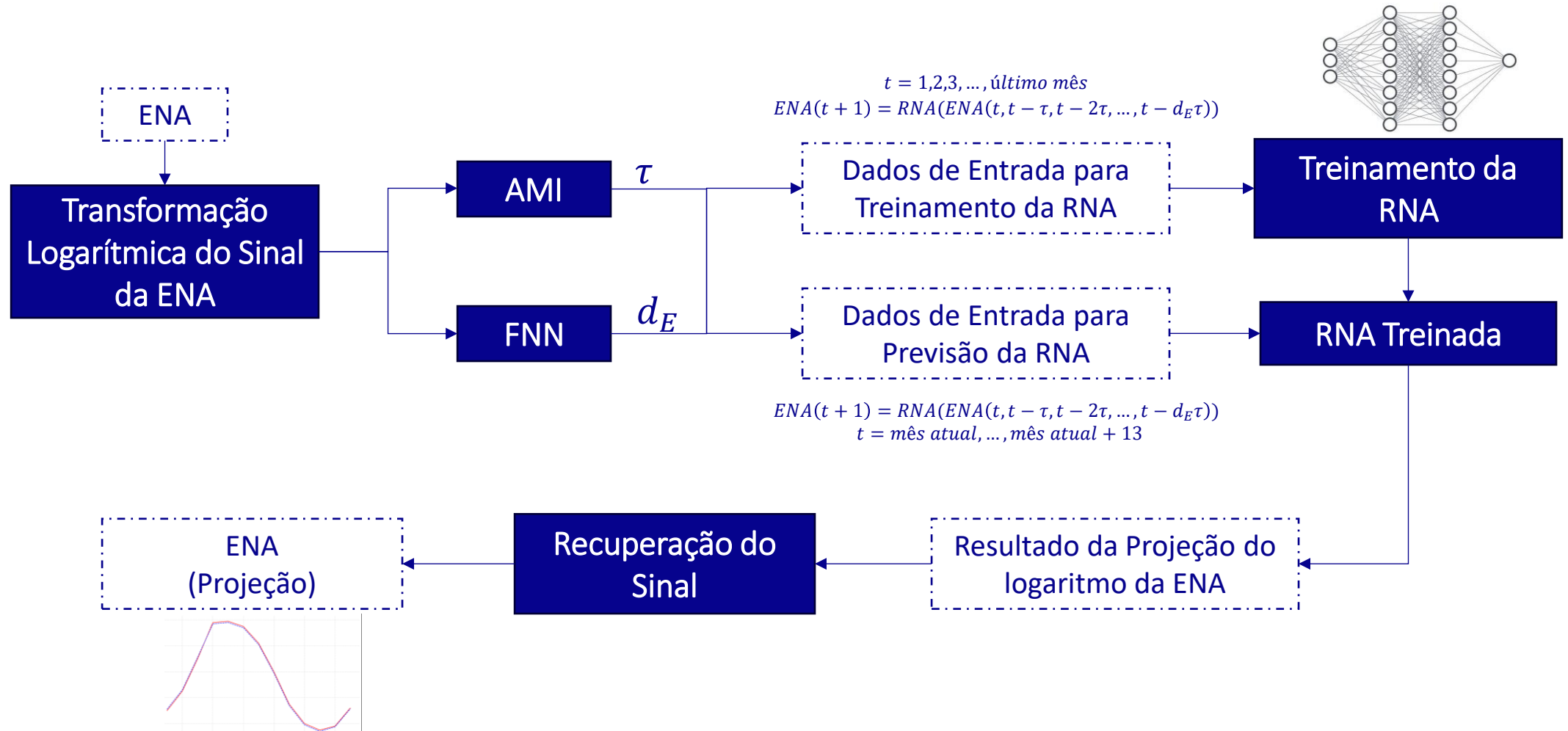
metodologias de previsão de vazões:

- projeção via modelo chuva-vazão *Soil Moisture Accounting Procedure* (SMAP)
- precipitação histórica
- precipitação do *Climate Forecast System* (CFS)

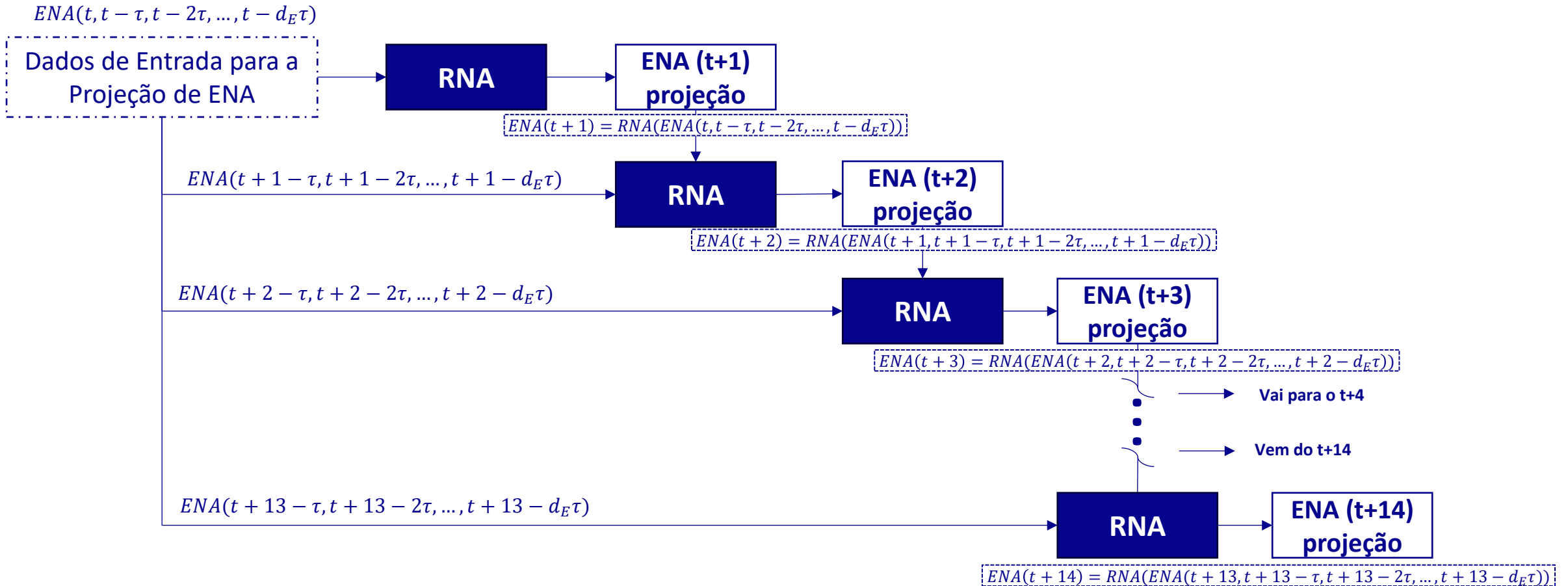
metodologia de simulação:

- simulação encadeada Newave e Decomp

treinamento e aplicação da RNA

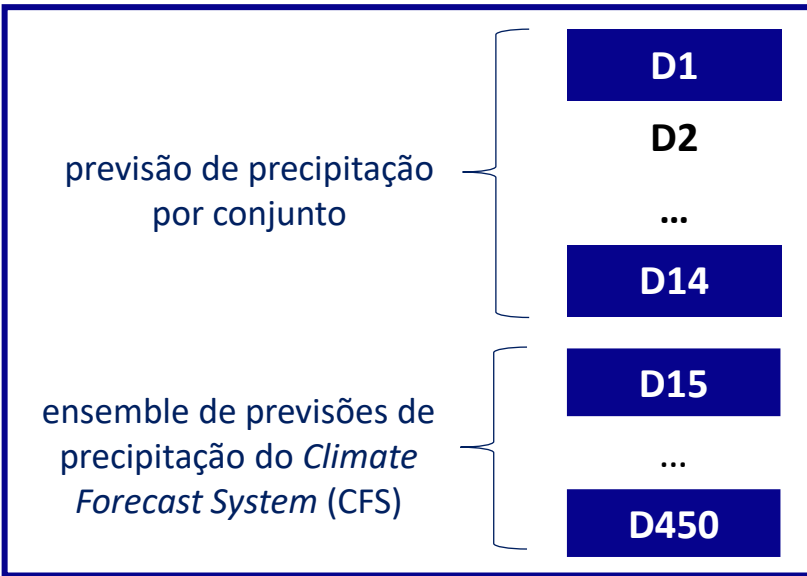


encadeamento da rede neural artificial



Processo de encadeamento: para cada reservatório equivalente de energia, uma RNA especializada estima sequencialmente a ENA de cada mês do horizonte de previsão. A cada etapa, a rede é alimentada com dados históricos recentes e com a projeção feita para o mês anterior, gerando a estimativa para o mês seguinte, conforme mostra o diagrama.

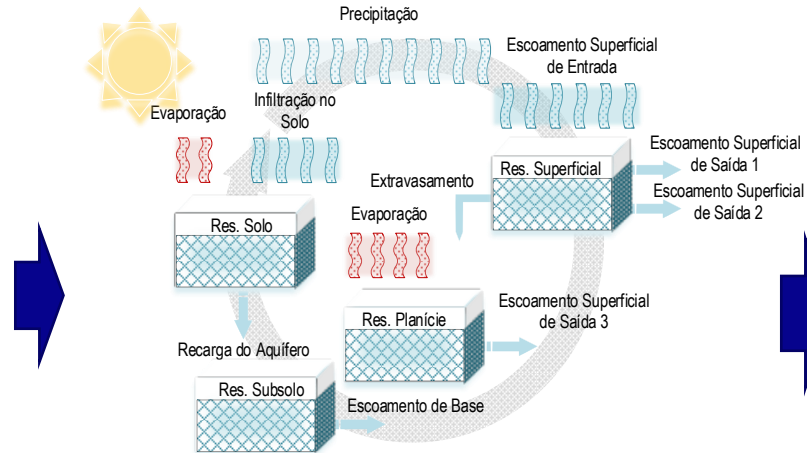
cenarização da precipitação



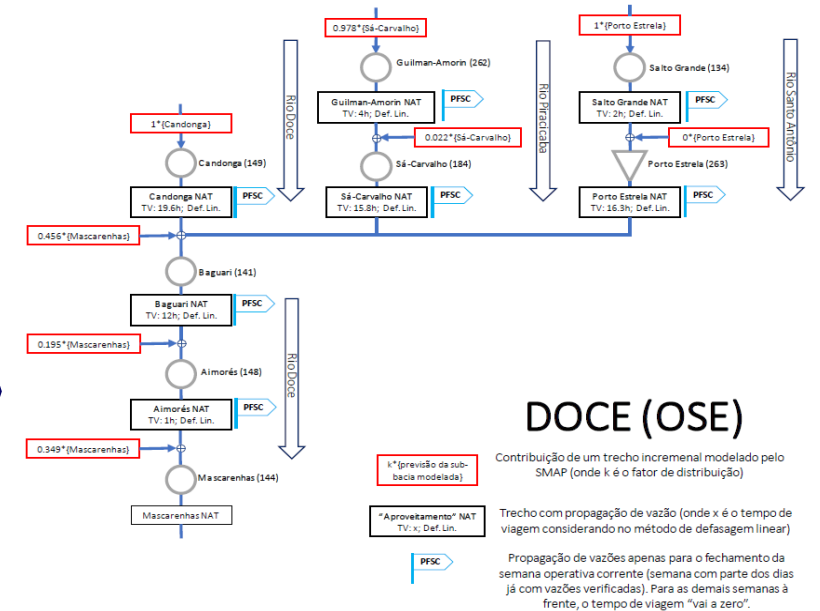
OU



previsão de vazões via SMAP



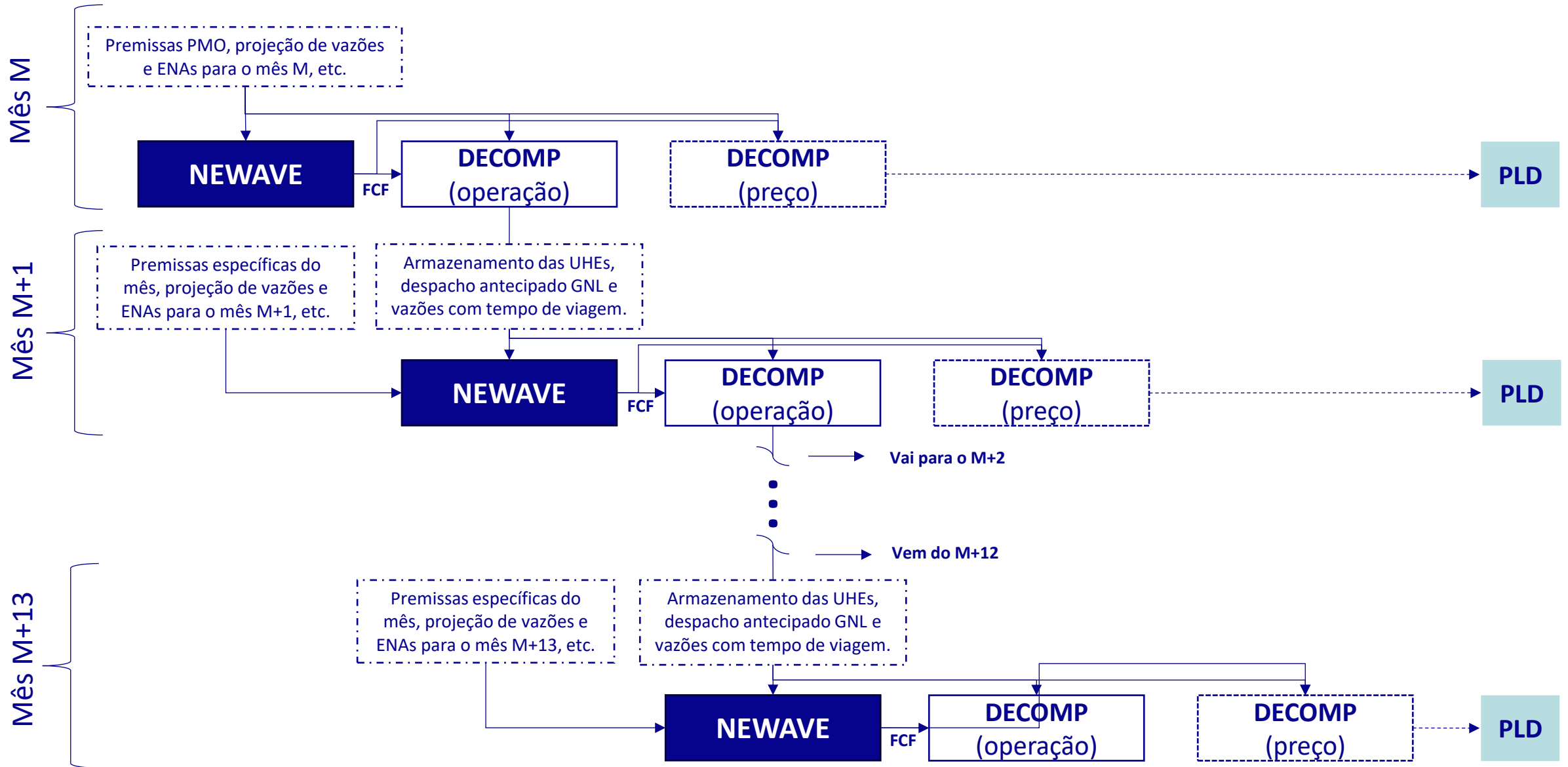
propagação via MPV



Cenarização da precipitação: a precipitação sazonal considerada no estudo de Projeção do PLD é proveniente de dois conjuntos de dados: (i) séries históricas do CPC, a partir das quais são selecionados anos específicos com base na similaridade climática em relação às condições verificadas nos últimos meses e às expectativas para o futuro (analisando os índices Niño 1+2 e AMO); e (ii) previsões de precipitação geradas pelo modelo CFS. No caso do CFS, utilizam-se os últimos oito cenários de chuva para execuções individualizadas do chuva-vazão SMAP. Em seguida, são gerados dois cenários finais de afluência: a média das previsões (CFS_VE) e o cenário mais pessimista do ponto de vista energético (CFS_LI).

Previsão de vazões: as vazões afluentes aos trechos incrementais de rios são estimadas por meio do modelo chuva-vazão SMAP, que representa os principais processos hidrológicos internos de uma bacia hidrográfica, permitindo a conversão da precipitação em vazão.

Propagação de vazões: no processo de propagação de vazões, essencial para o cálculo das vazões naturais aos aproveitamentos do SIN a partir das previsões feitas pelo SMAP, utiliza-se o software MPV — que incorpora as quatro metodologias oficialmente adotadas: *Simples Defasagem*, *Muskingum*, *Todini* e *SSARR*.



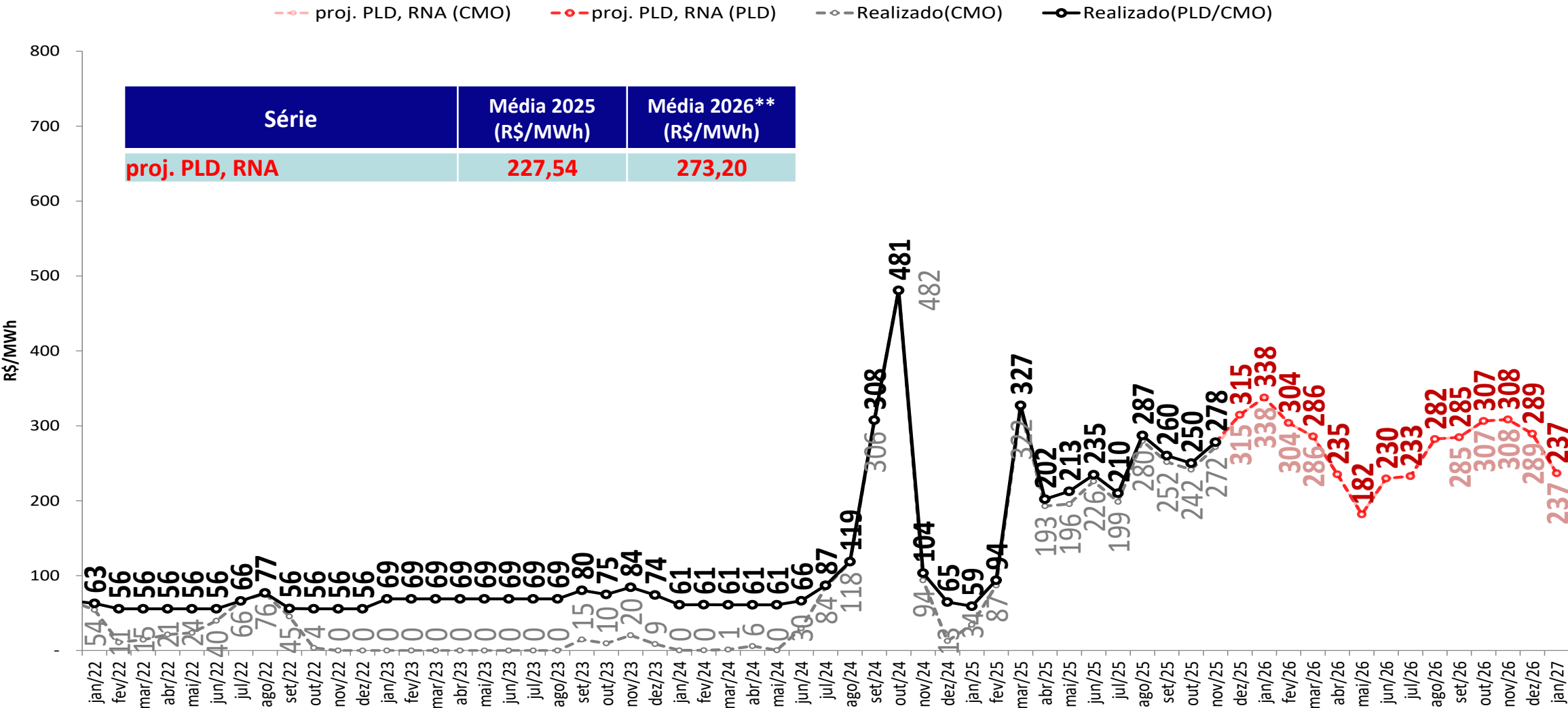
Processo de encadeamento: para melhor emular o cálculo do PLD, a cada mês projetado são rodados um Newave e dois Decomps — um com foco na operação (considerando geração térmica por segurança energética) e outro voltado ao preço — de forma sequencial, ao longo de todo o horizonte de projeção.

PROJEÇÃO DO PLD

Resultados

- **projeção do PLD:**
 - projeção de ENA via redes neurais (log da ENA)
- **sensibilidade 1:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de dezembro de 2017 a fevereiro de 2019 (similaridade climatológica)
- **sensibilidade 2:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de dezembro de 2022 a fevereiro de 2024 (similaridade climatológica)
- **sensibilidade 3:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação do modelo CFS de dezembro de 2025 até maio de 2026 (média do ensemble de vazões)
- **sensibilidade 4:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação do modelo CFS de dezembro de 2025 até maio de 2026 (limite inferior do ensemble de vazões)
- **todos os casos consideram:**
 - simulação encadeada Newave e Decomp
 - despacho térmico por ordem de mérito
 - método de representação de diretrizes operativas

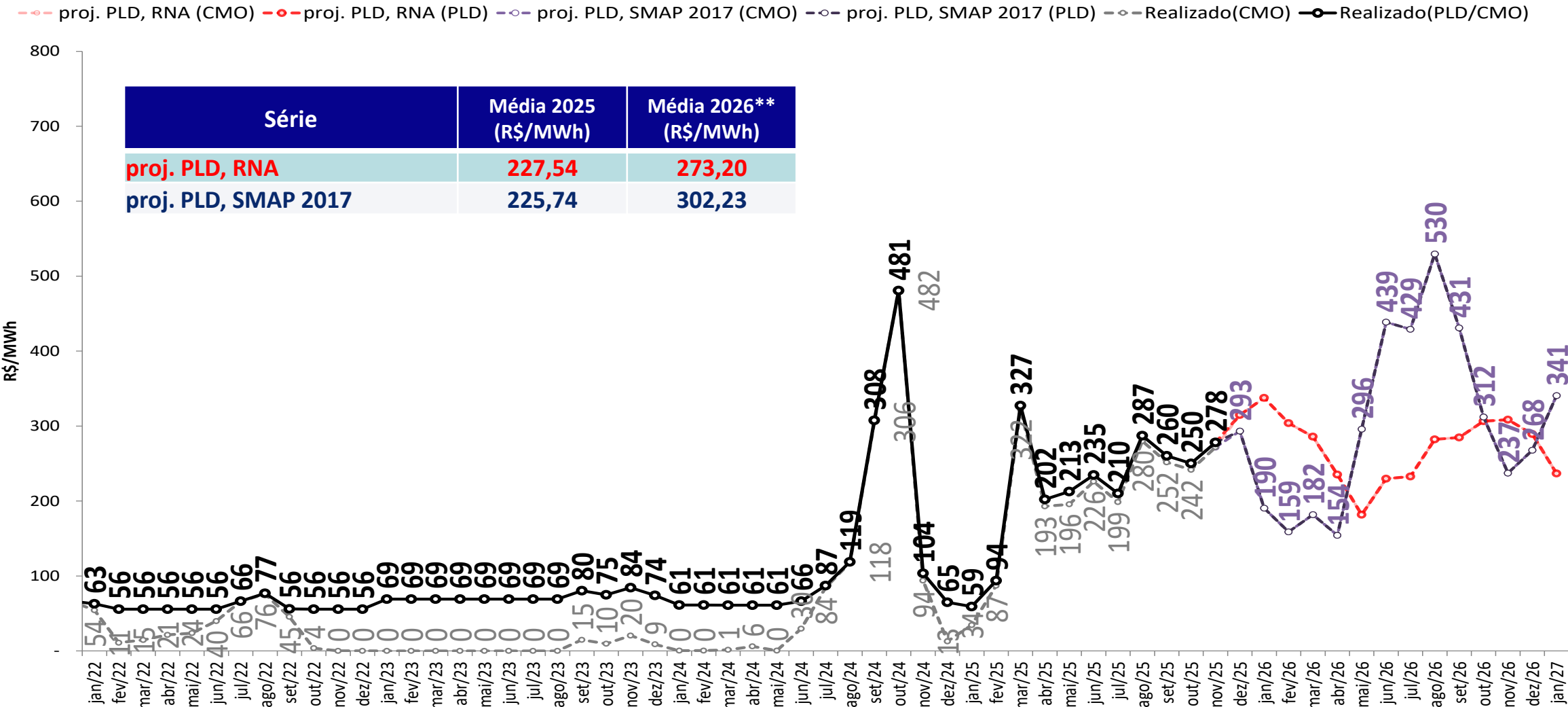
projecção do PLD – SE/CO
proj. PLD RNA



- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – SE/CO

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



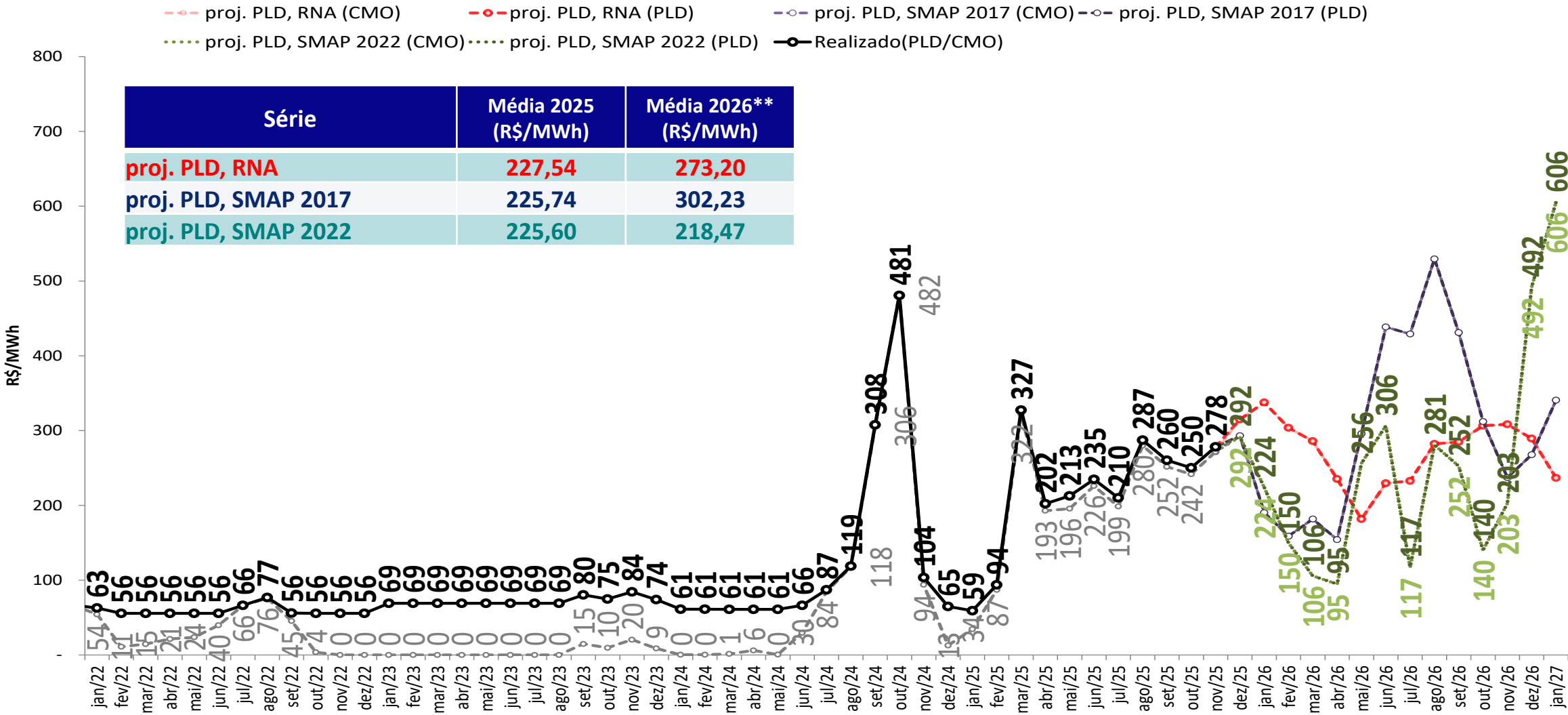
• Foram considerados:

- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – SE/CO

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



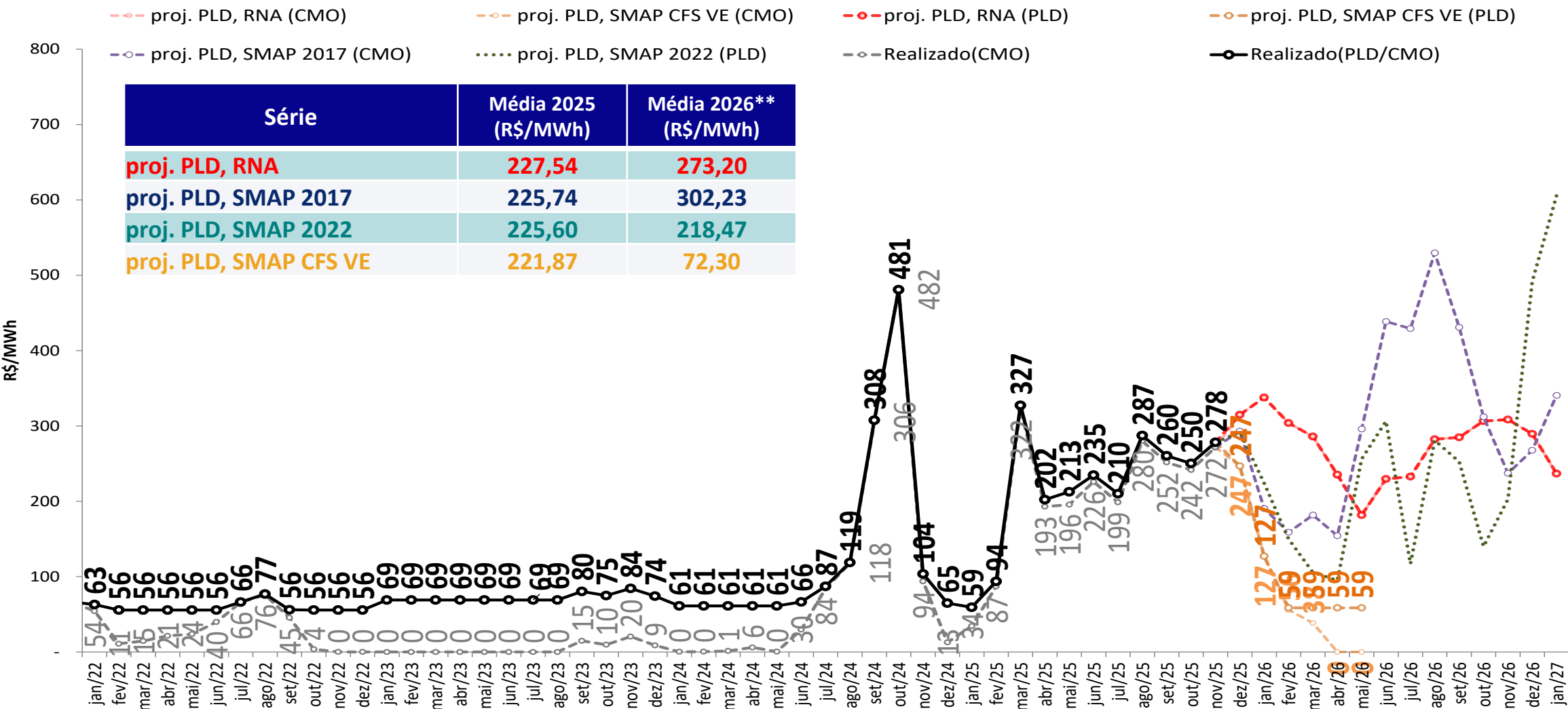
• Foram considerados:

- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – SE/CO

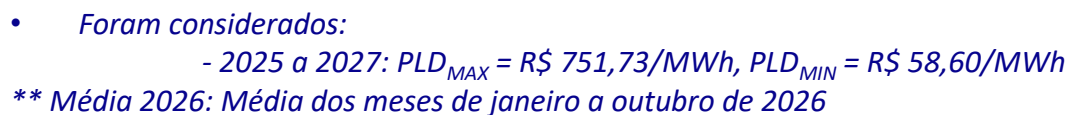
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



• Foram considerados:

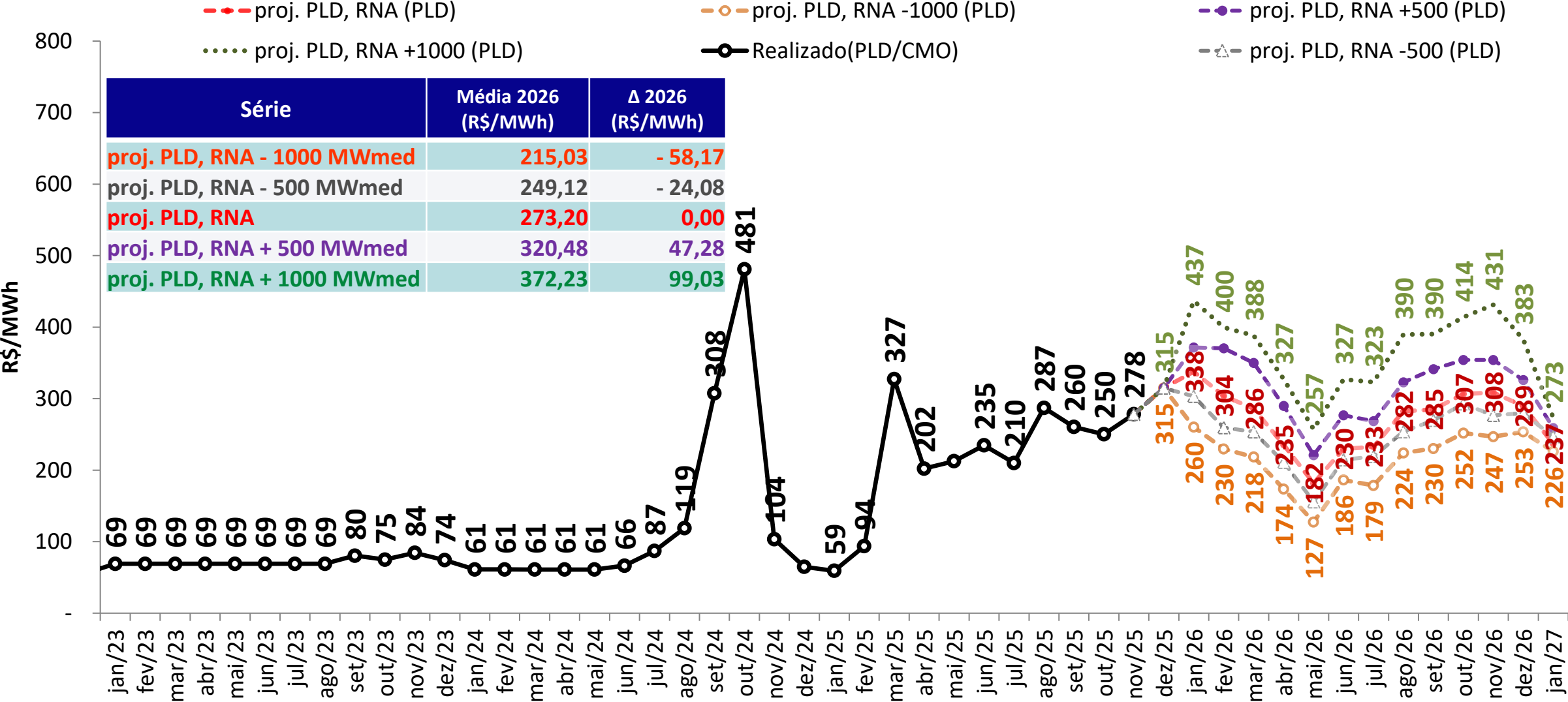
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026



projeção do PLD – SE/CO – sensibilidade de carga

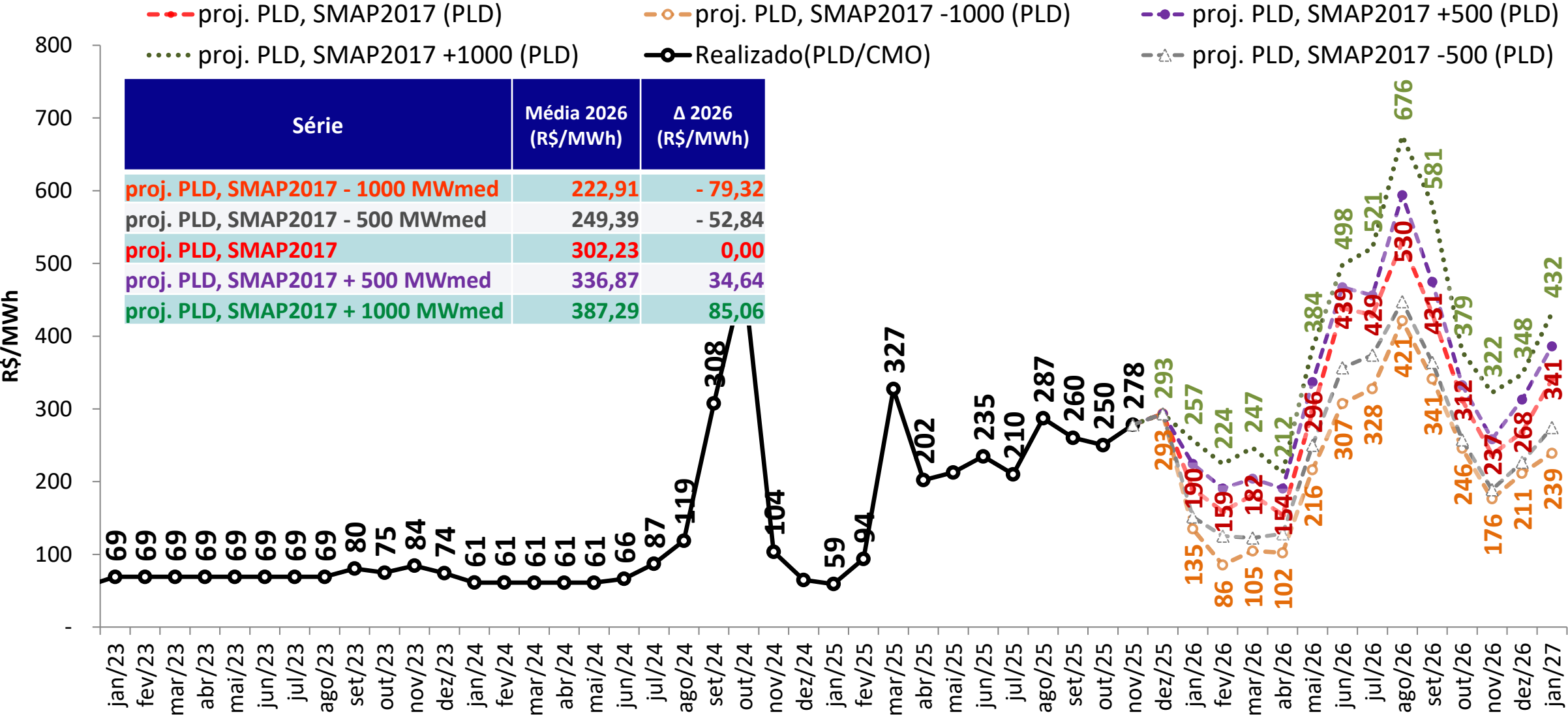
projeção do PLD: RNA, carga +500, +1000, -1000 e -500MWmed



Foram considerados:
- 2025, 2026 e 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

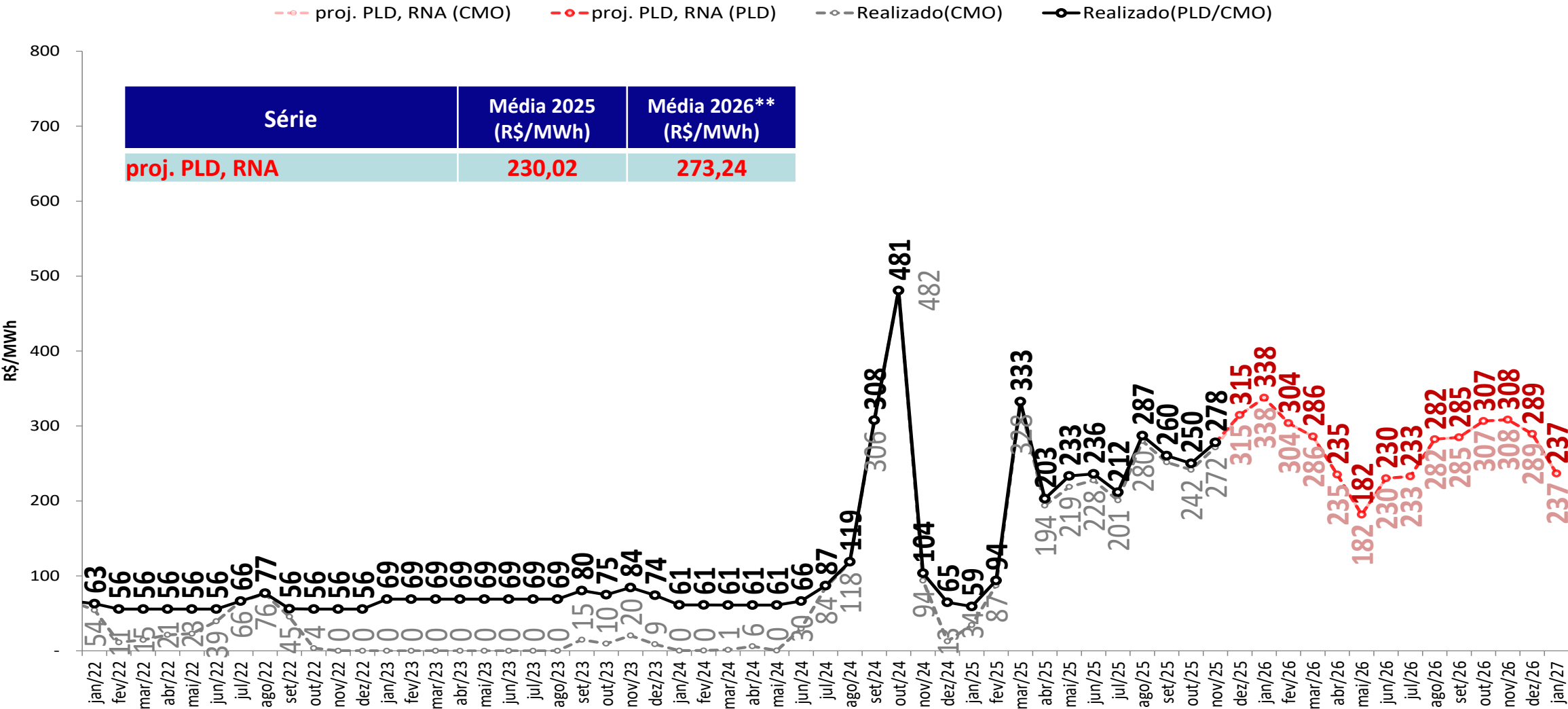
projeção do PLD – SE/CO – sensibilidade de carga

projeção do PLD: SMAP 2017/2018, carga +500, +1000, -1000 e -500MWmed



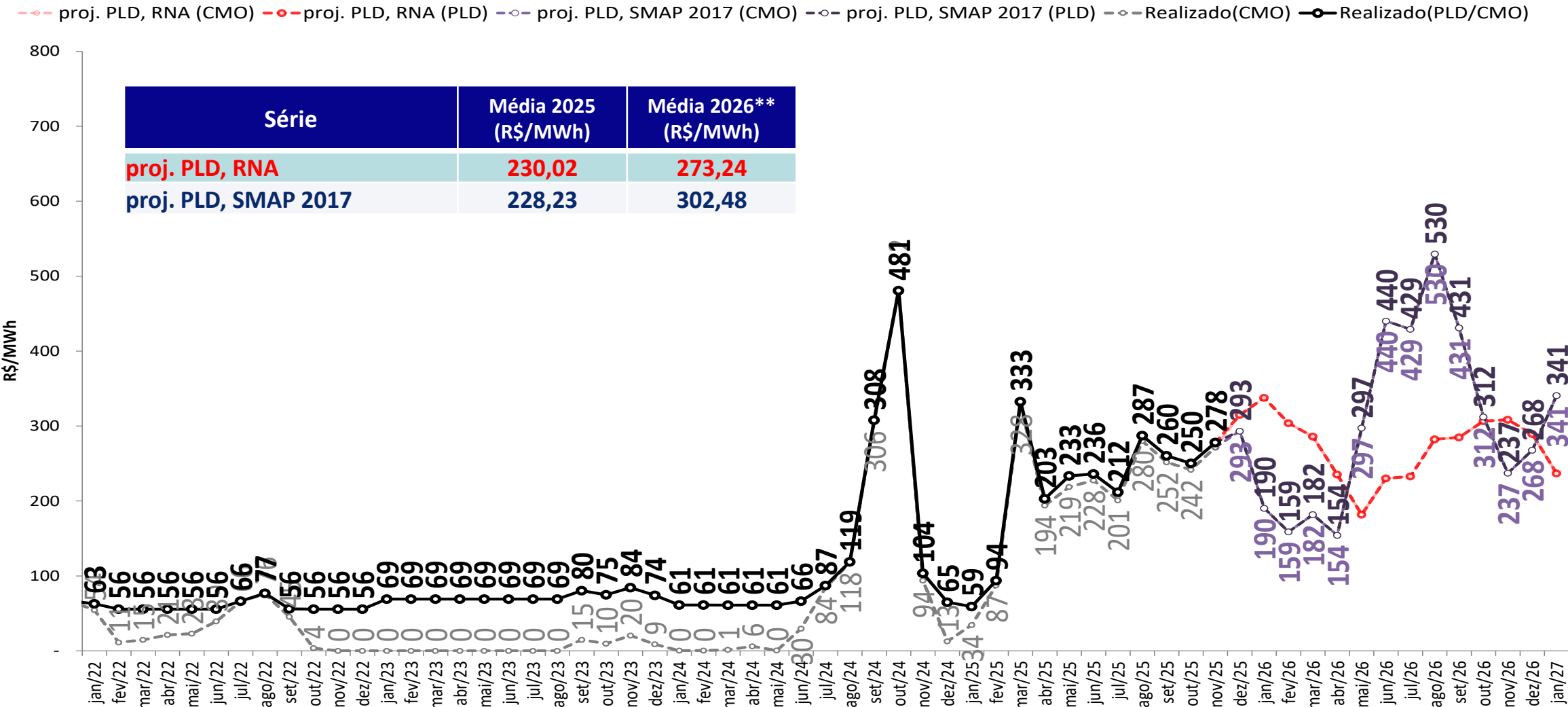
• *Foram considerados:*
- 2025, 2026 e 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

projeção do PLD – Sul
proj. PLD RNA



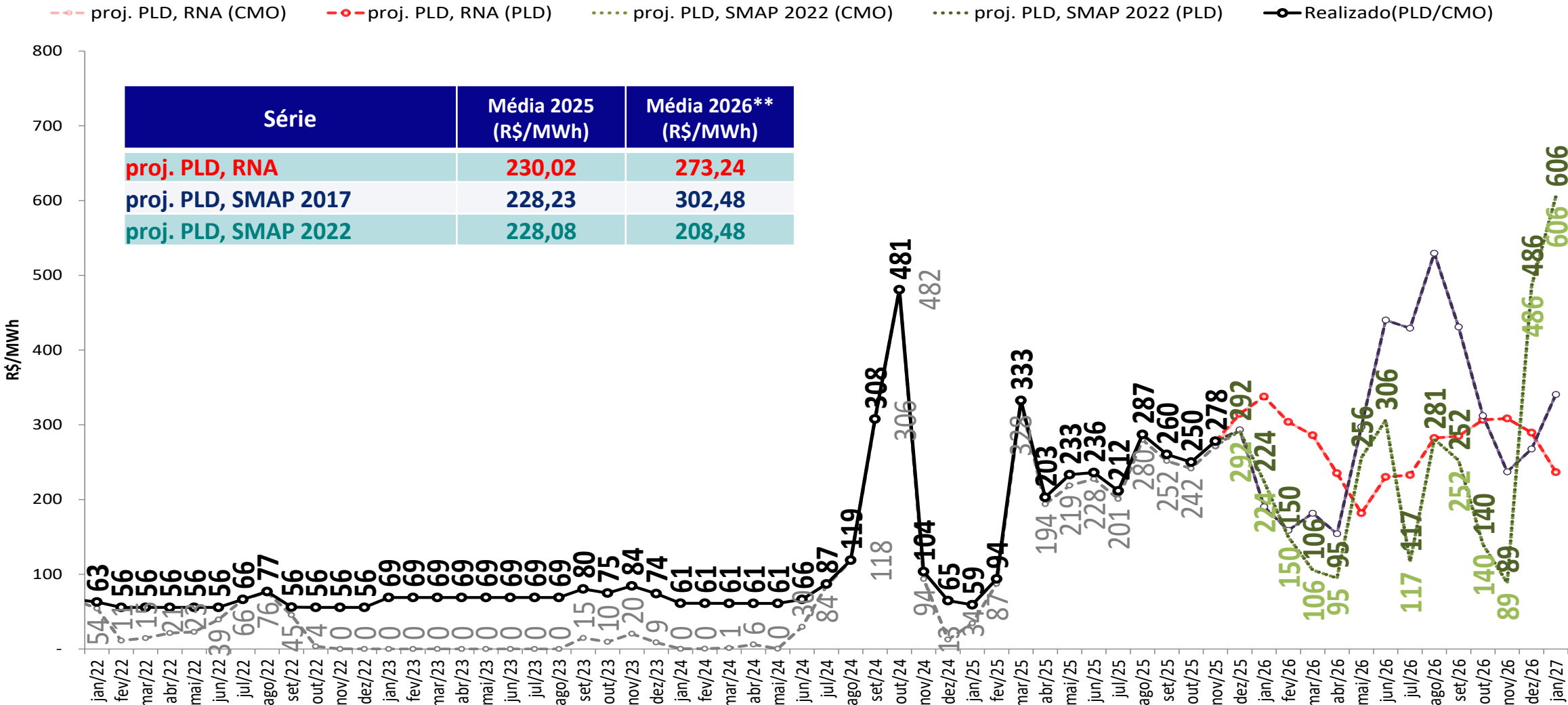
- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Sul
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



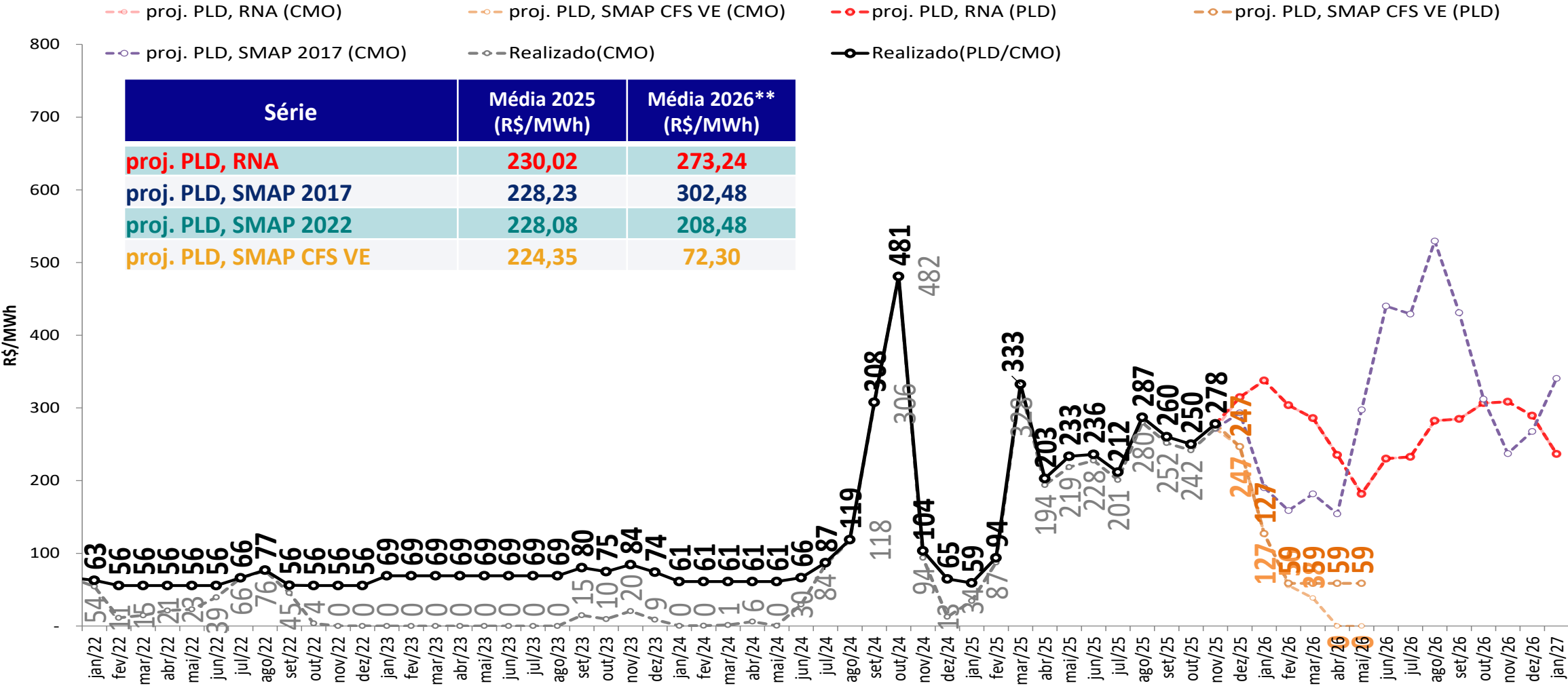
• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Sul
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



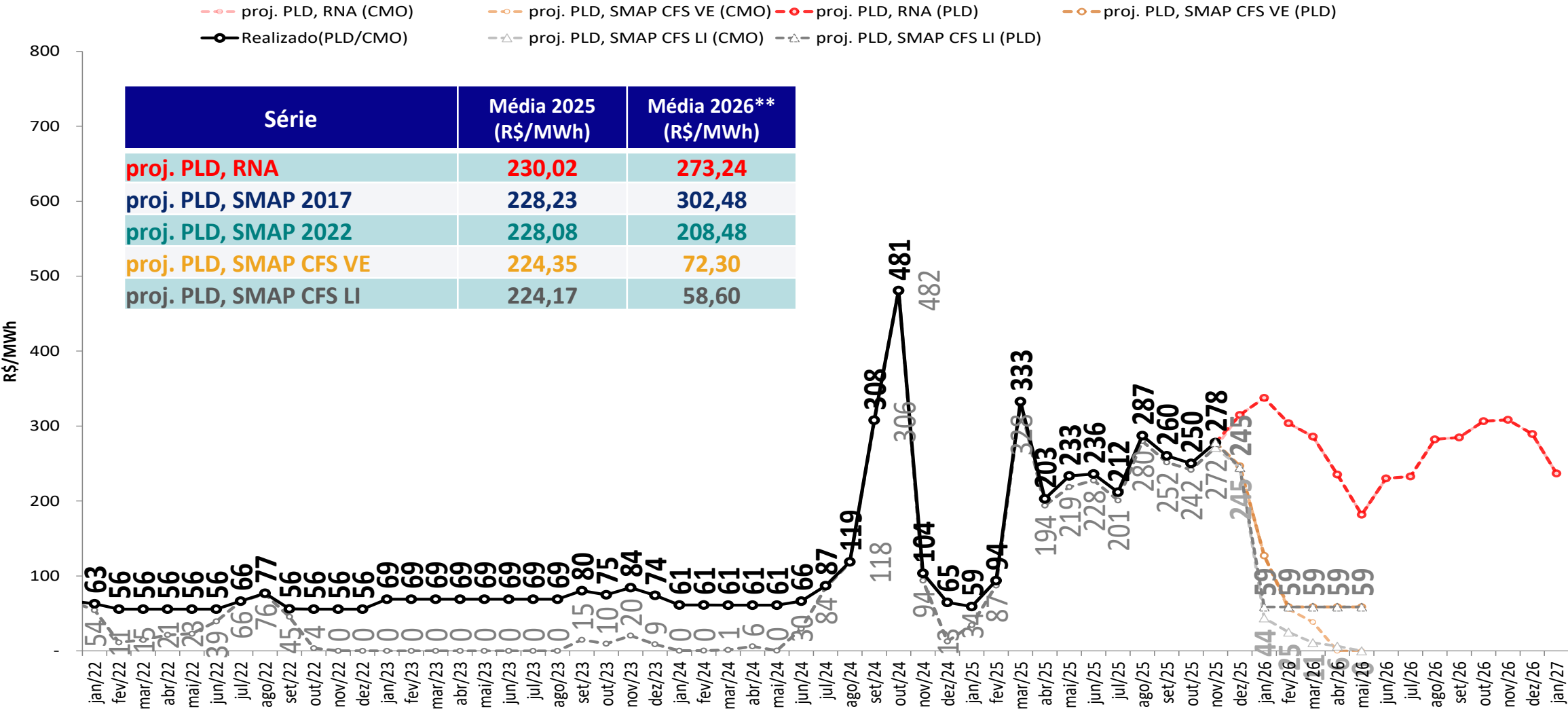
• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Sul
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



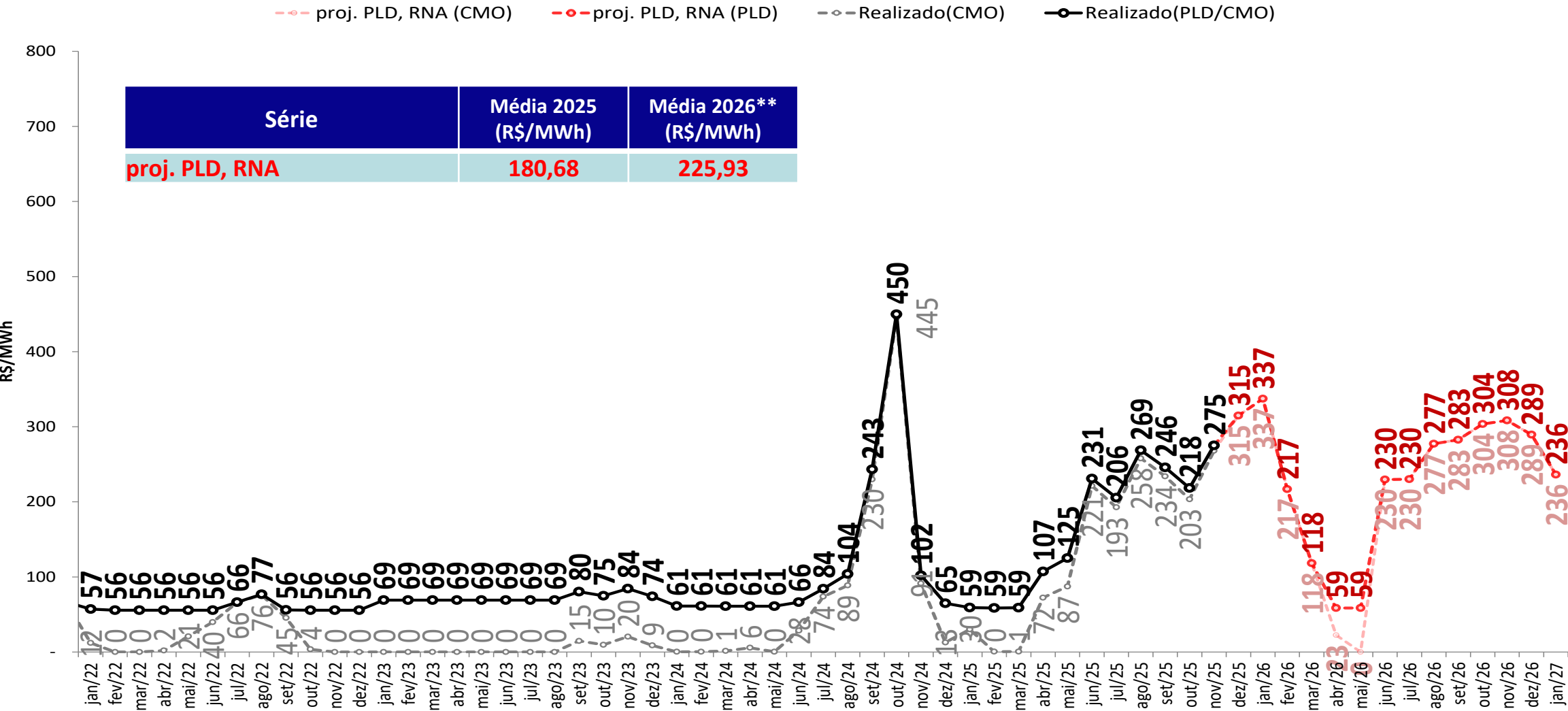
- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Sul
sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



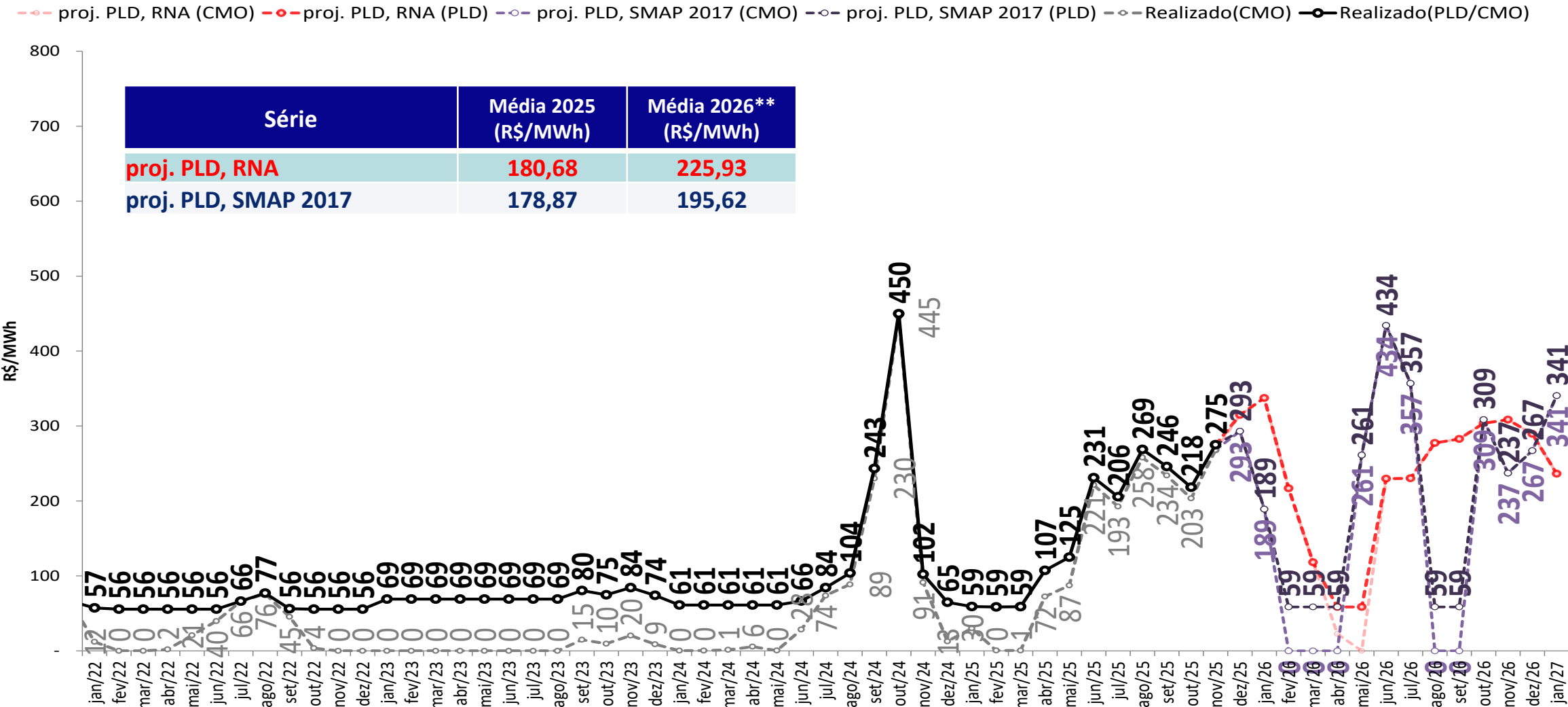
Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Nordeste
proj. PLD RNA



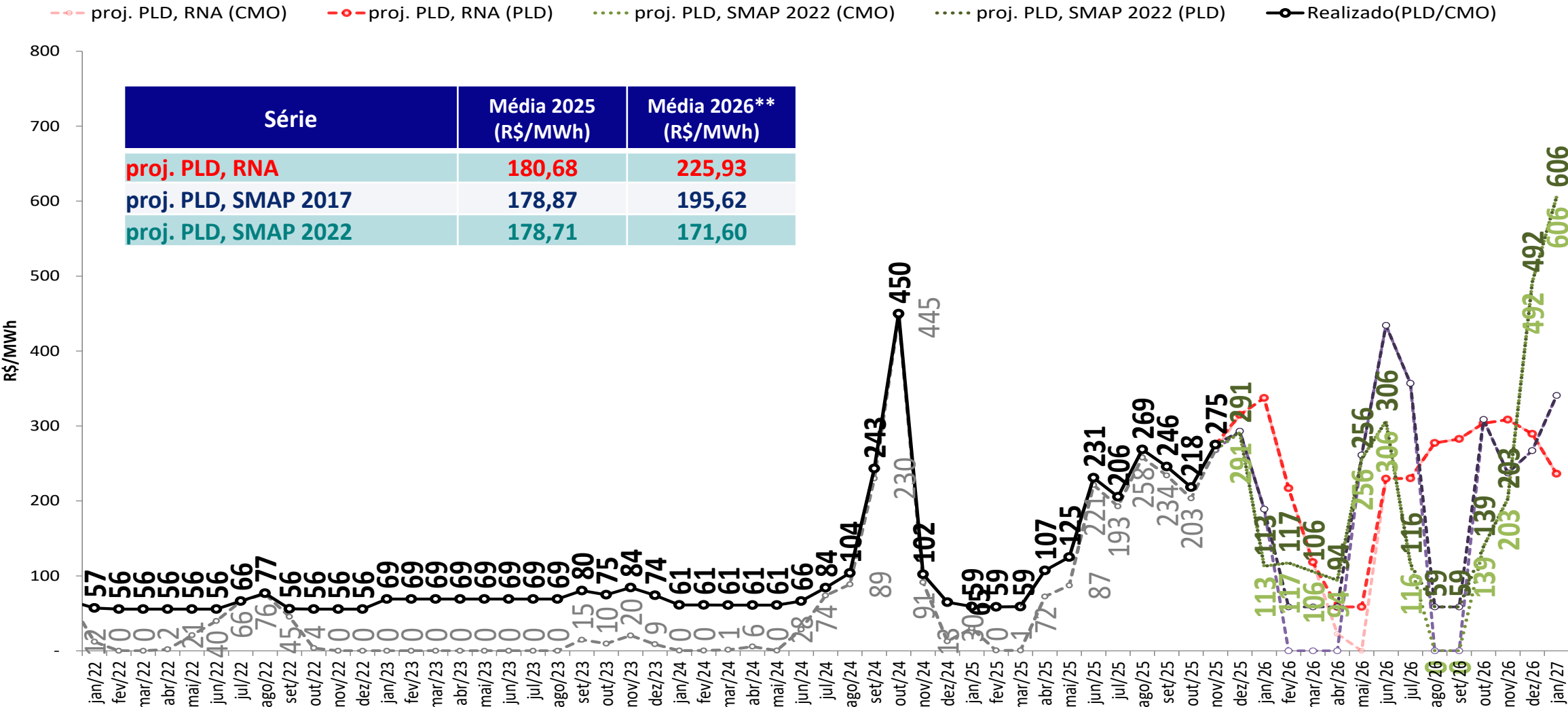
• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Nordeste
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



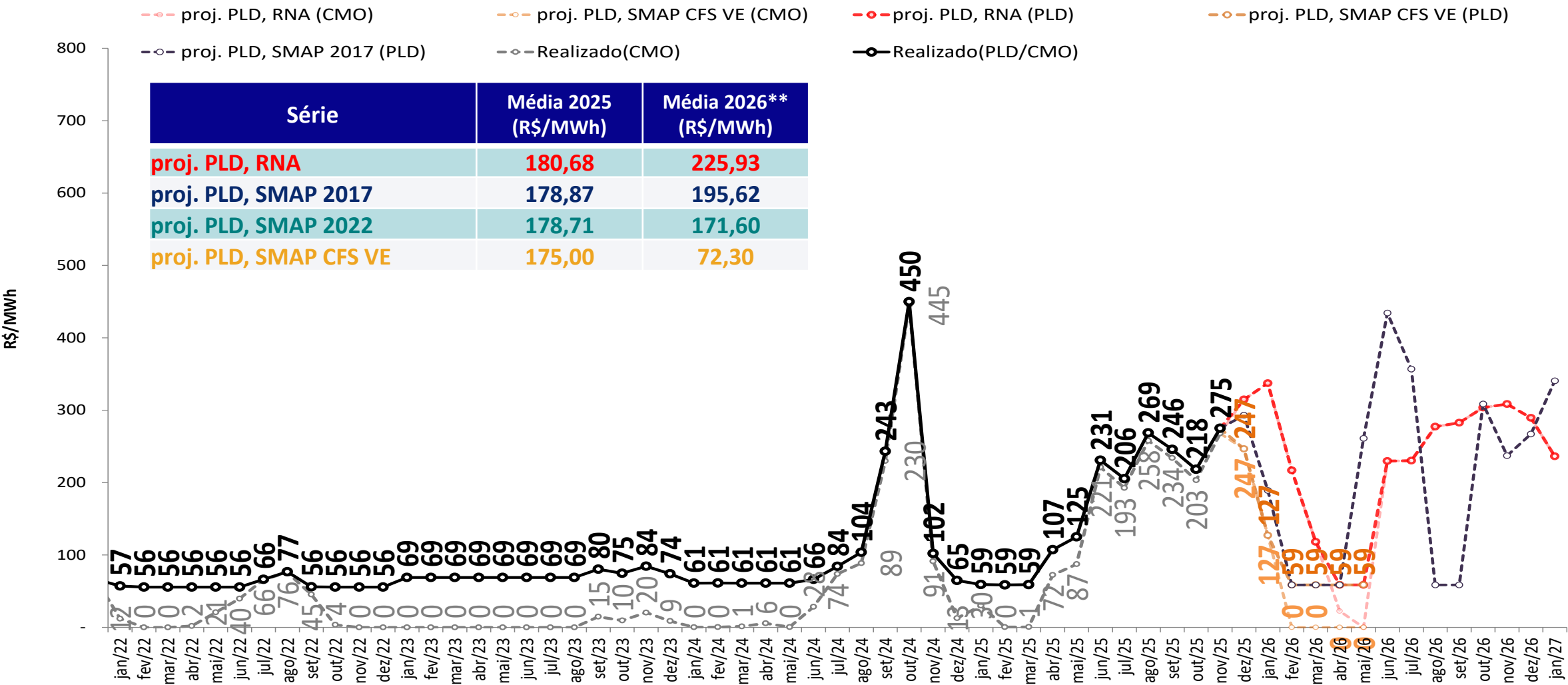
• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Nordeste
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022

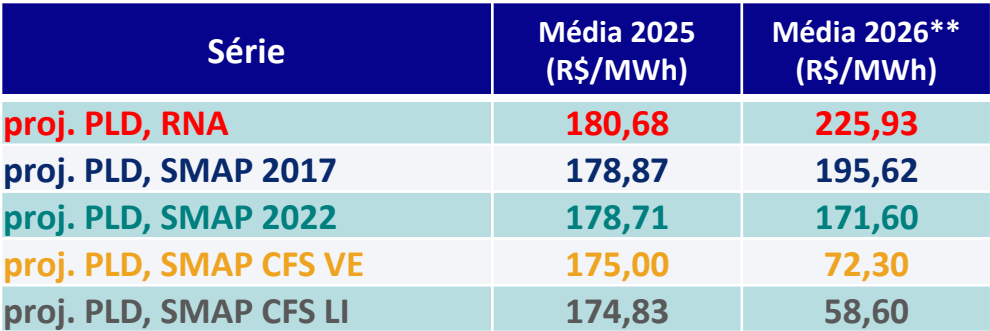


- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Nordeste
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE

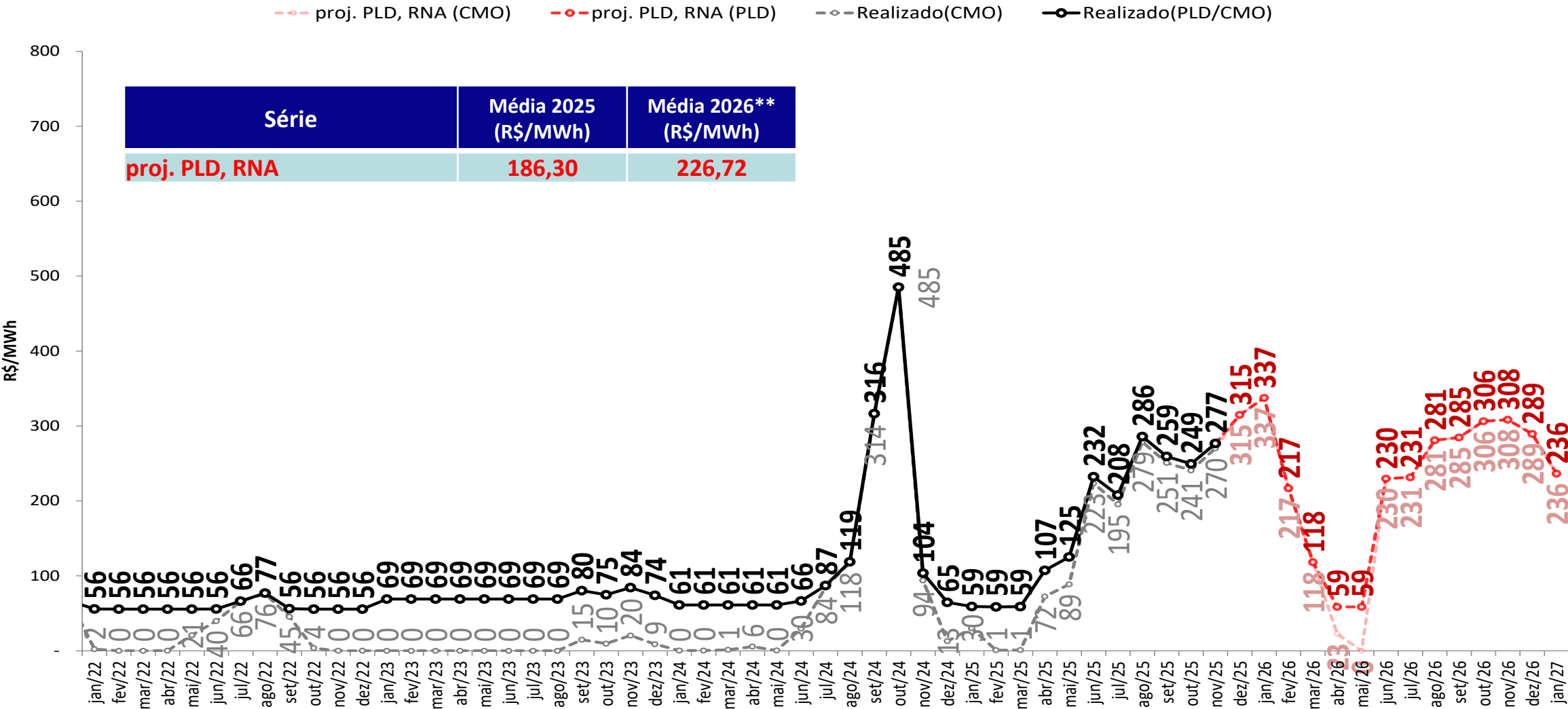


• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026



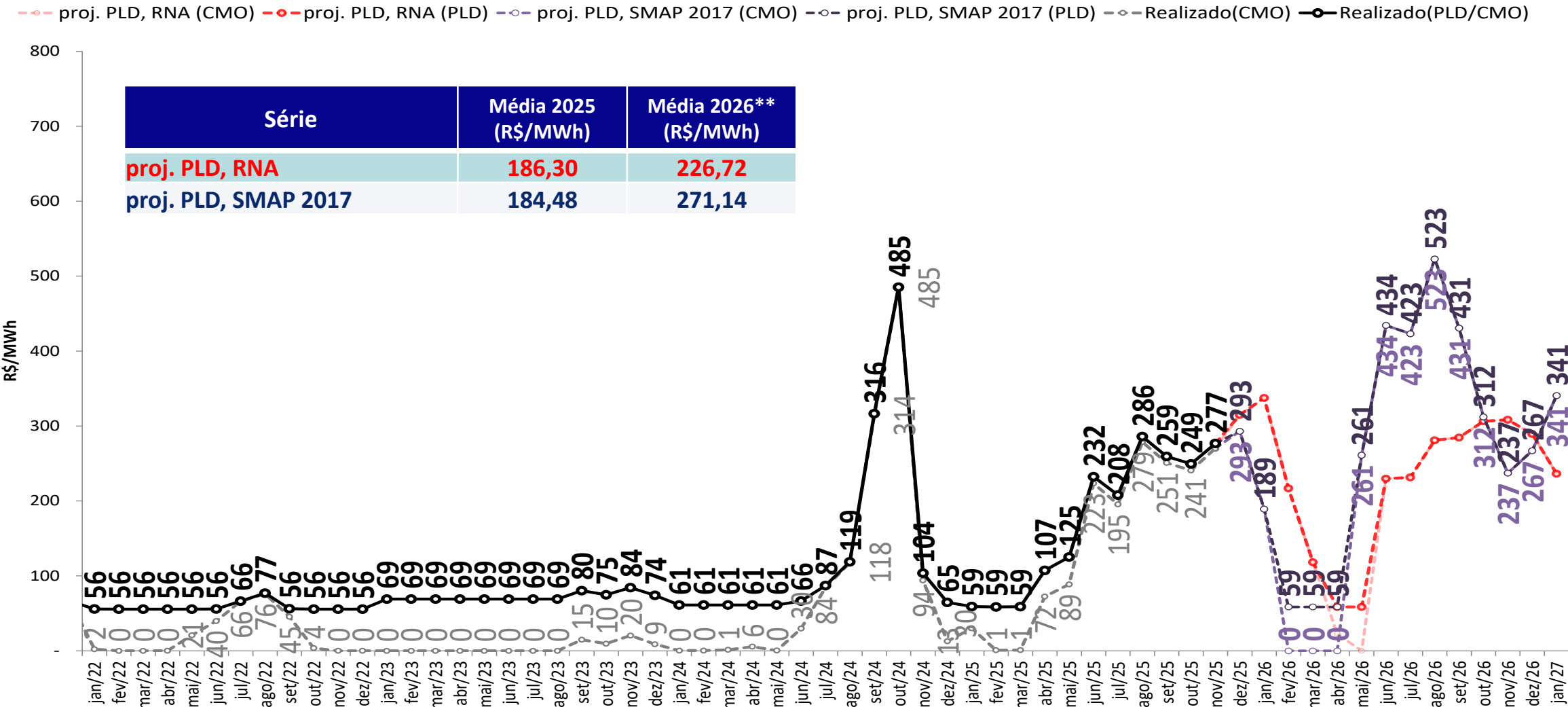
- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026**

projeção do PLD – Norte
proj. PLD RNA



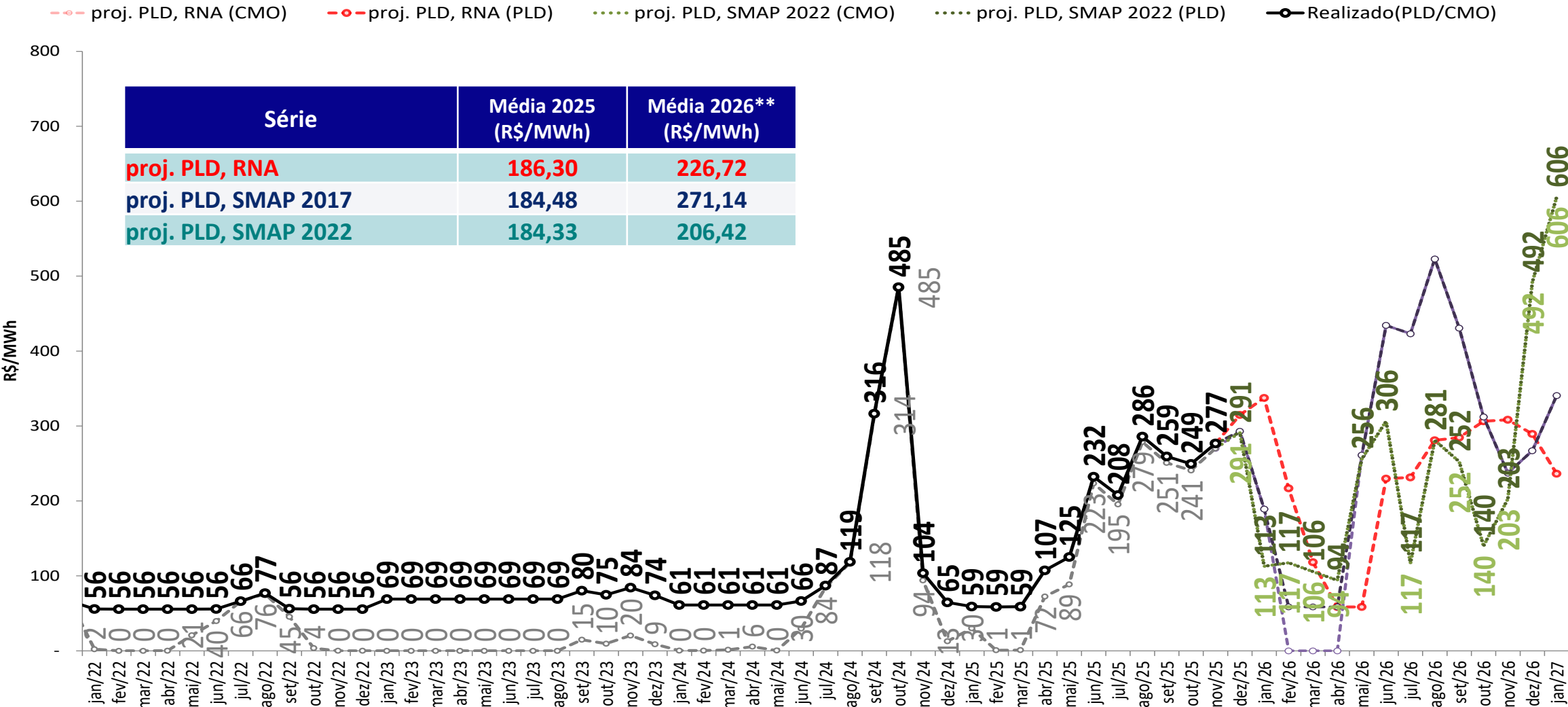
- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Norte
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017

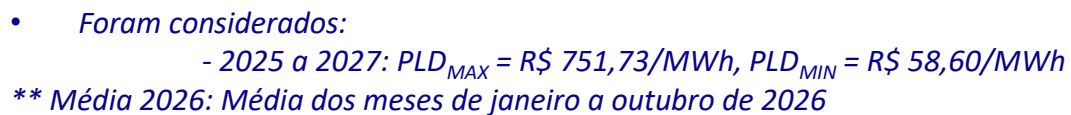


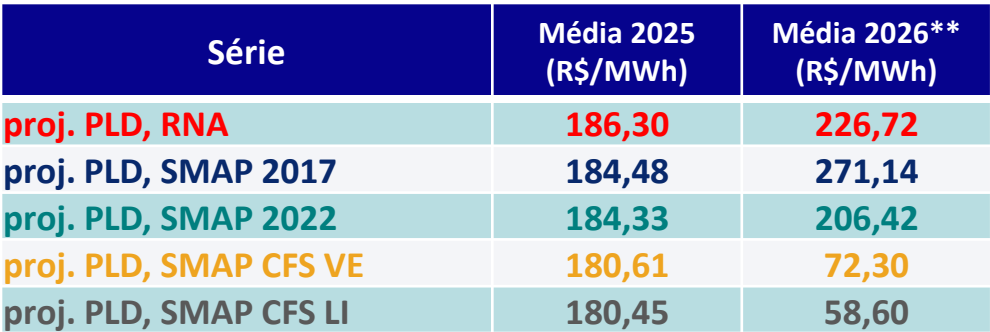
• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026

projeção do PLD – Norte
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



• Foram considerados:
- 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026





- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- ** Média 2026: Média dos meses de janeiro a outubro de 2026**

tabela resumo da projeção do PLD

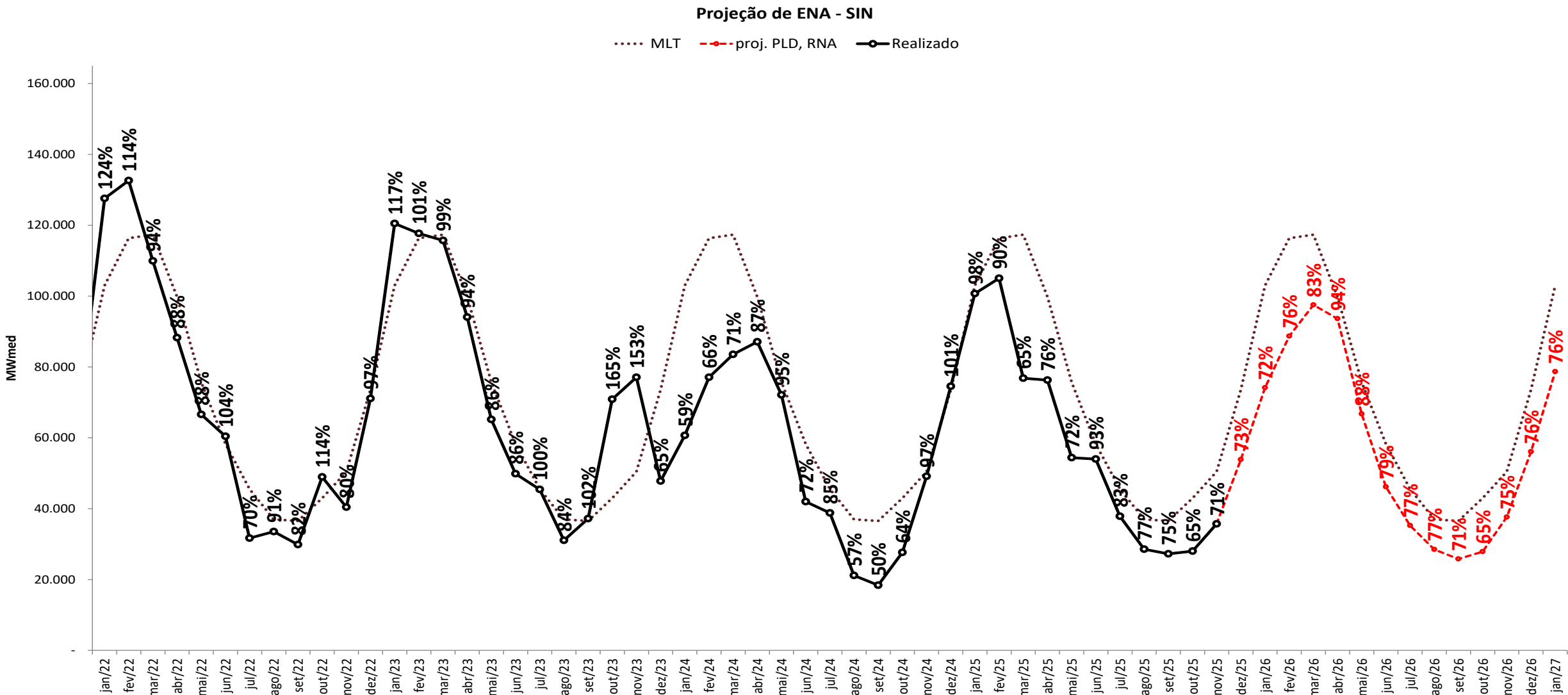
SE/CO	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	315	338	304	286	235	182	230	233	282	285	307	308	289	237
proj. PLD, SMAP 2017	293	190	159	182	154	296	439	429	530	431	312	237	268	341
proj. PLD, SMAP 2022	292	224	150	106	95	256	306	117	281	252	140	203	492	606
proj. PLD, SMAP CFS VE	247	127	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	245	59	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-

S	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	315	338	304	286	235	182	230	233	282	285	307	308	289	237
proj. PLD, SMAP 2017	293	190	159	182	154	297	440	429	530	431	312	237	268	341
proj. PLD, SMAP 2022	292	224	150	106	95	256	306	117	281	252	140	89	486	606
proj. PLD, SMAP CFS VE	247	127	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	245	59	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-

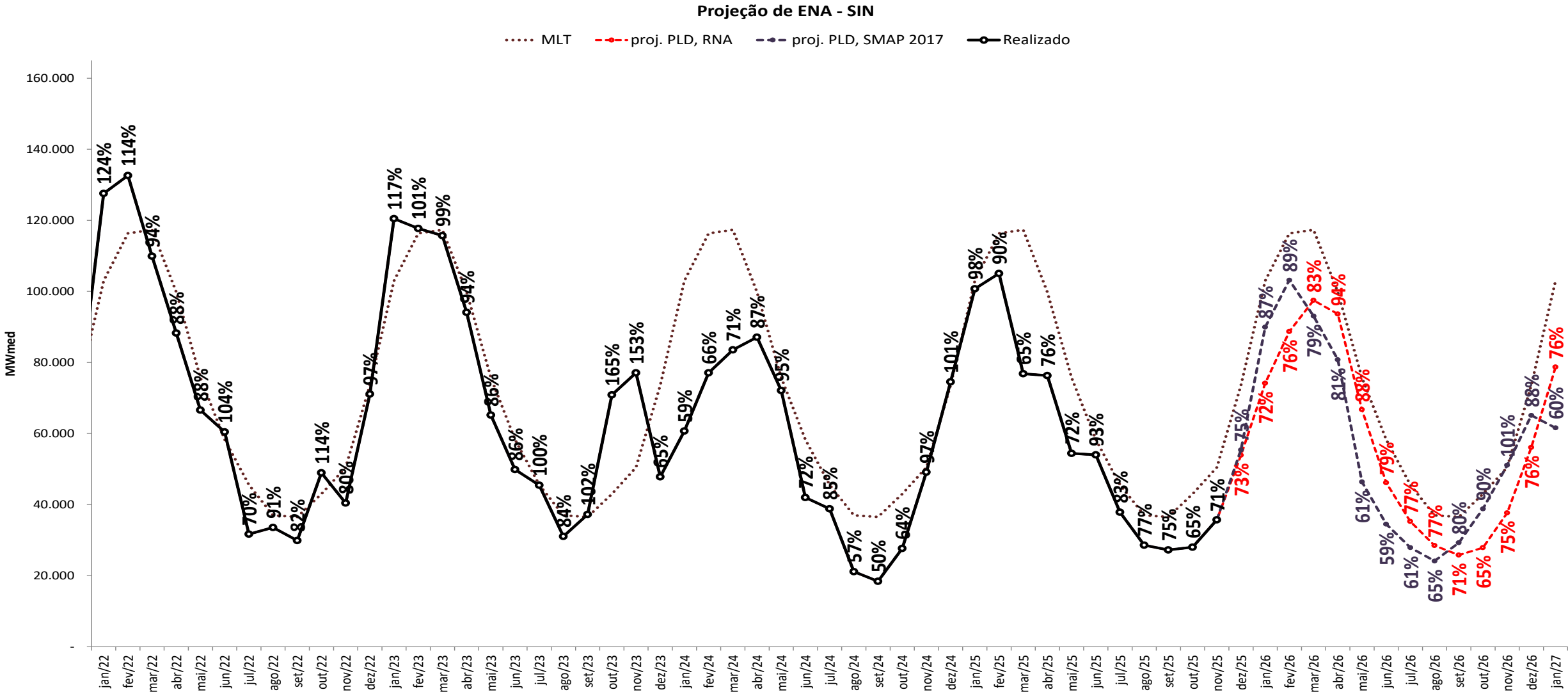
NE	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	315	337	217	118	59	59	230	230	277	283	304	308	289	236
proj. PLD, SMAP 2017	293	189	59	59	59	261	434	357	59	59	309	237	267	341
proj. PLD, SMAP 2022	291	113	117	106	94	256	306	116	59	59	139	203	492	606
proj. PLD, SMAP CFS VE	247	127	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	245	59	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-

N	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	315	337	217	118	59	59	230	231	281	285	306	308	289	236
proj. PLD, SMAP 2017	293	189	59	59	59	261	434	423	523	431	312	237	267	341
proj. PLD, SMAP 2022	291	113	117	106	94	256	306	117	281	252	140	203	492	606
proj. PLD, SMAP CFS VE	247	127	59	59	59	59	-	-	-	-	-	-	-	-

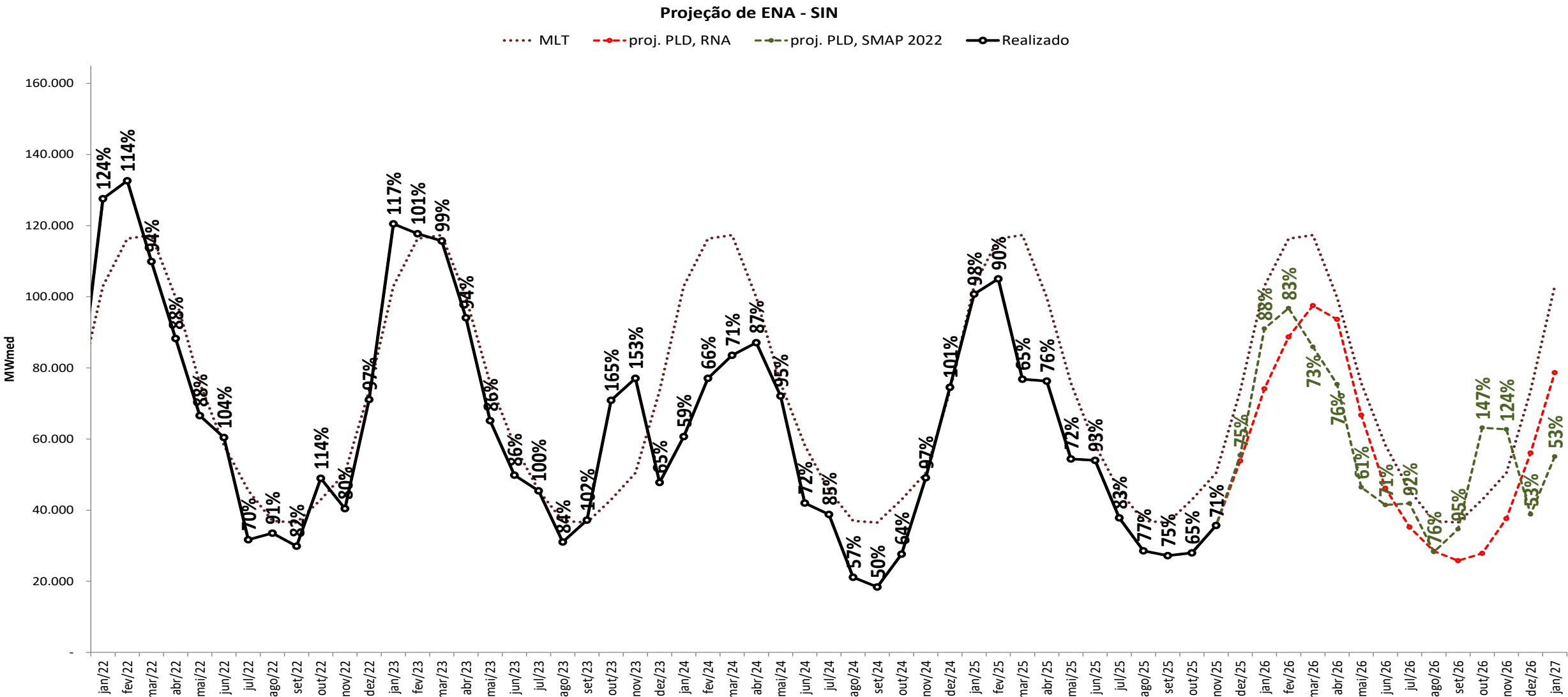
- Foram considerados:
 - 2025 a 2027: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

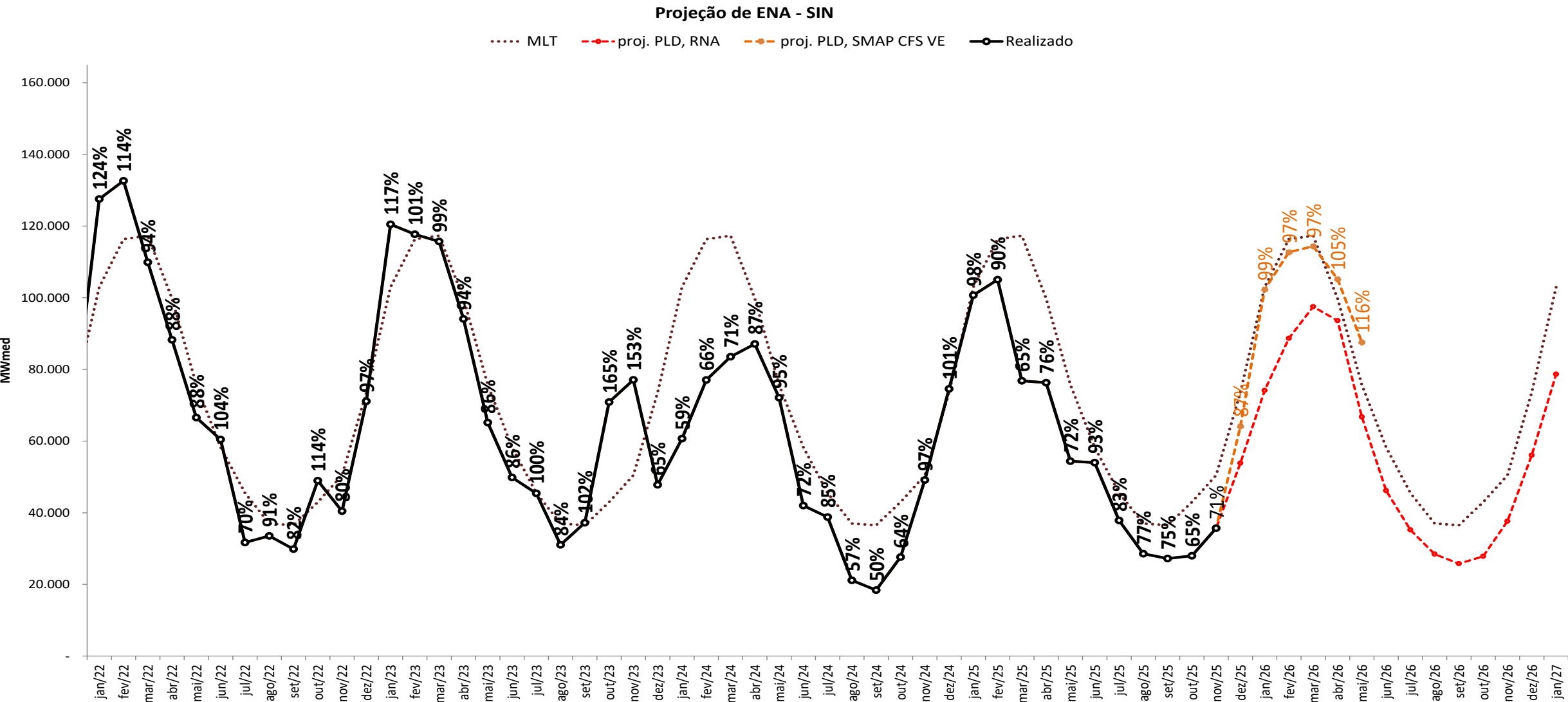


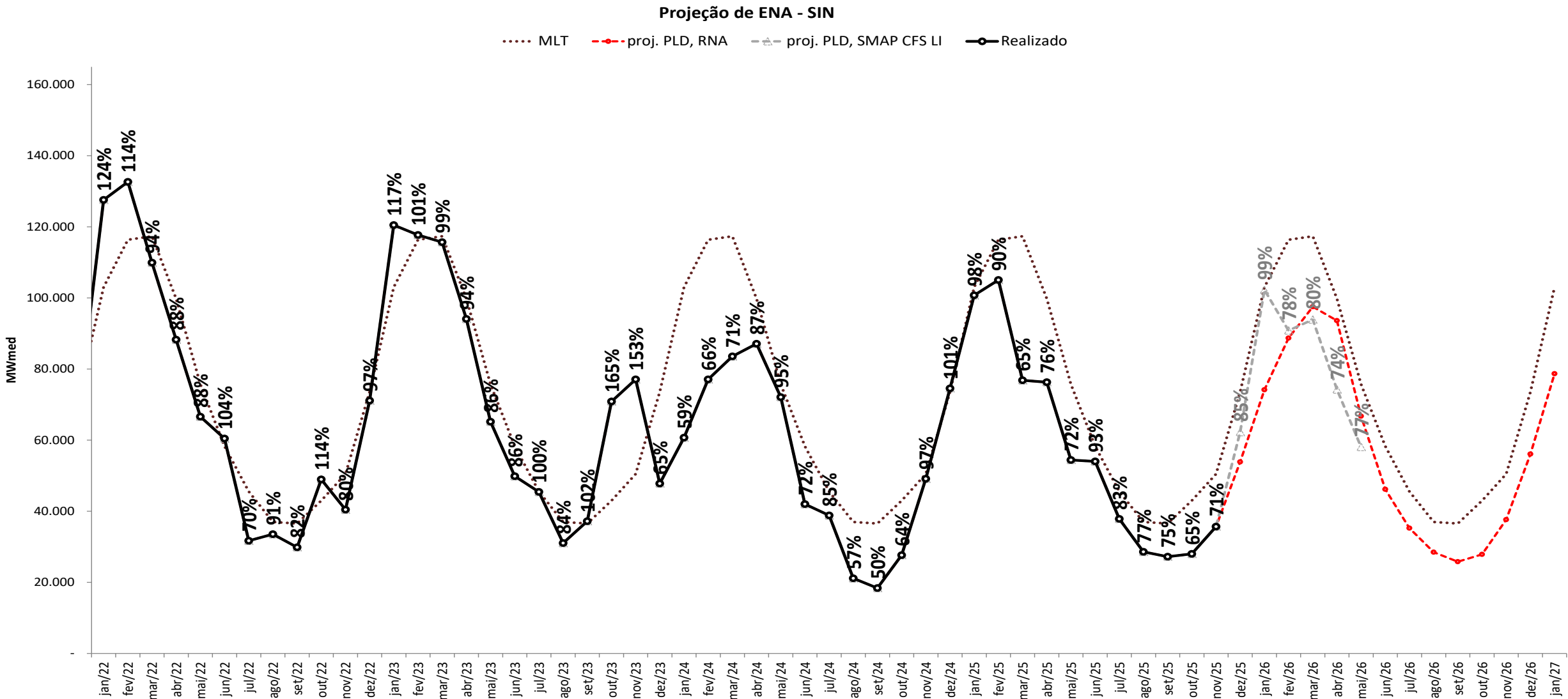
projeção de energia natural afluyente
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



projeção de energia natural afluyente
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



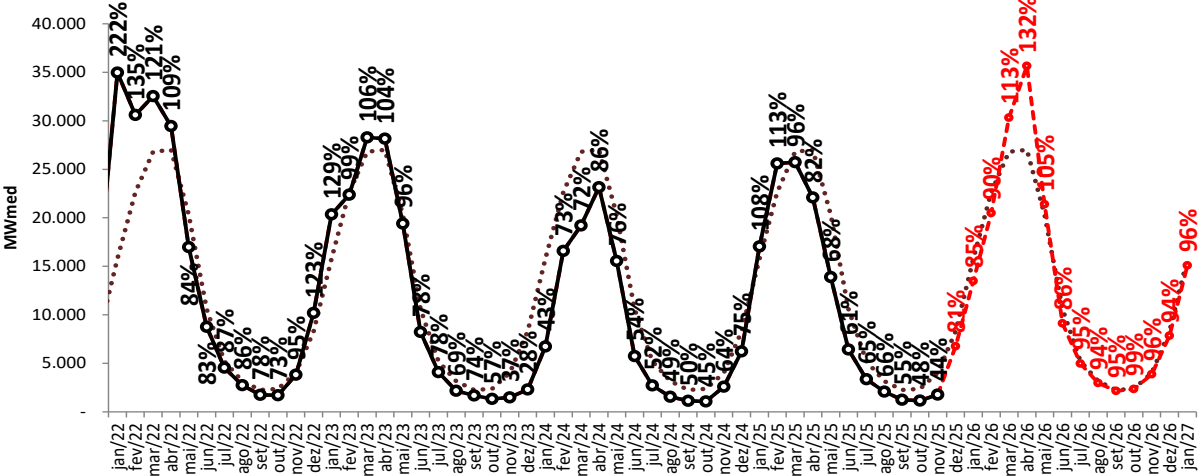




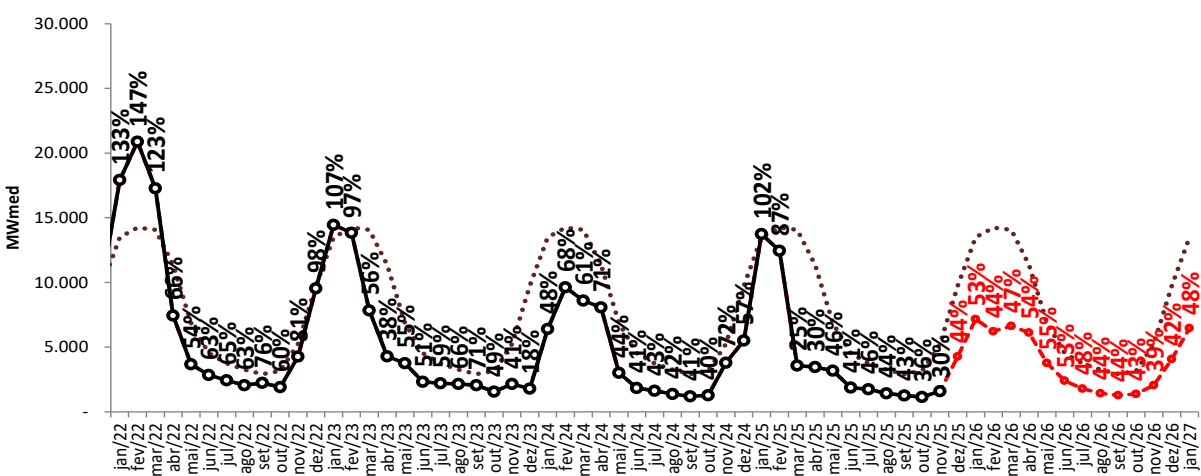
projeção de energia natural afluente
proj. PLD RNA



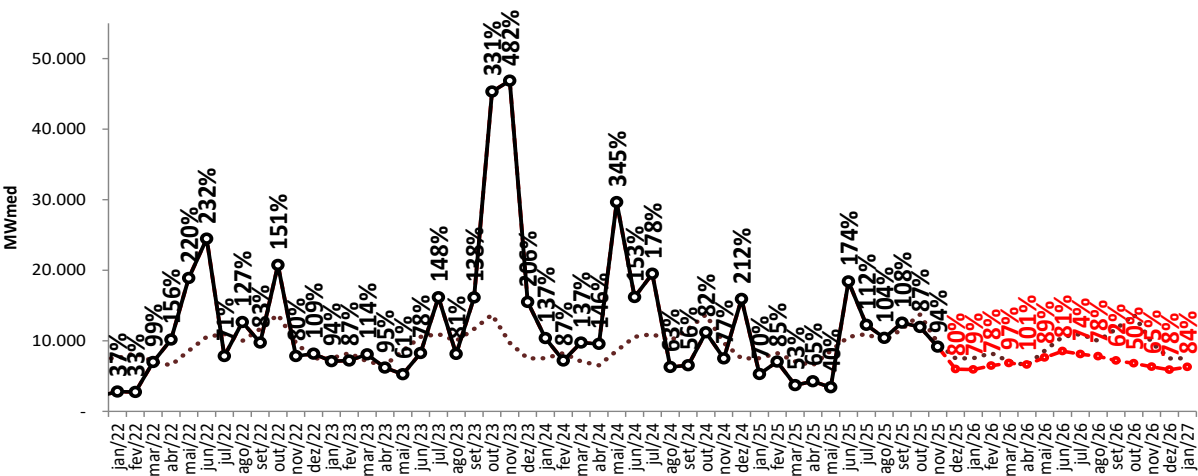
Projeção de ENA - N



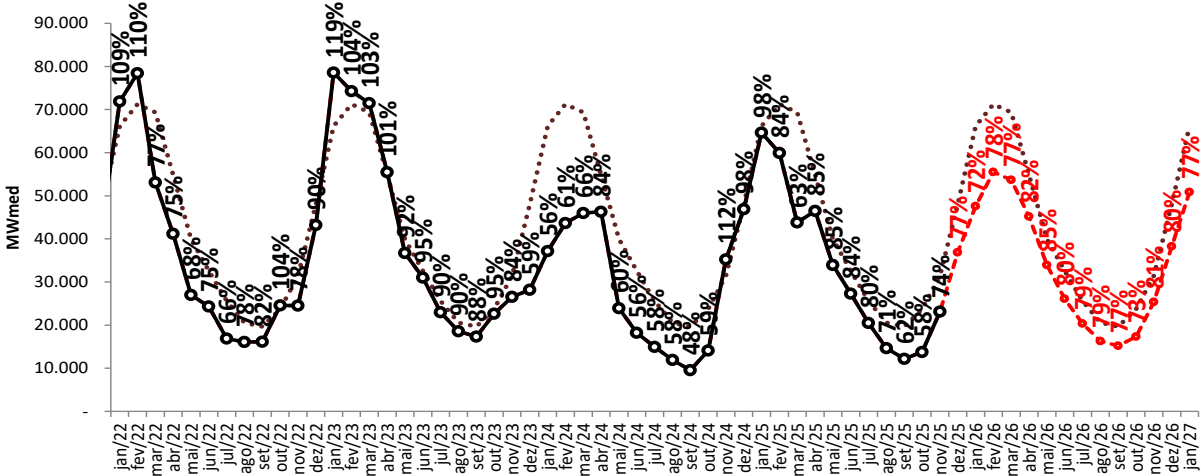
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



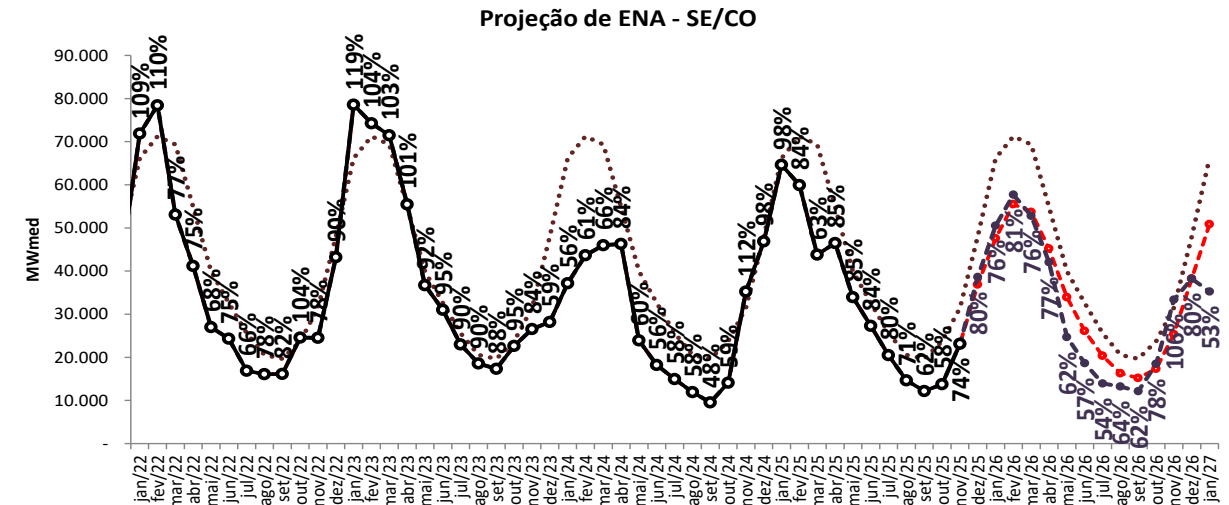
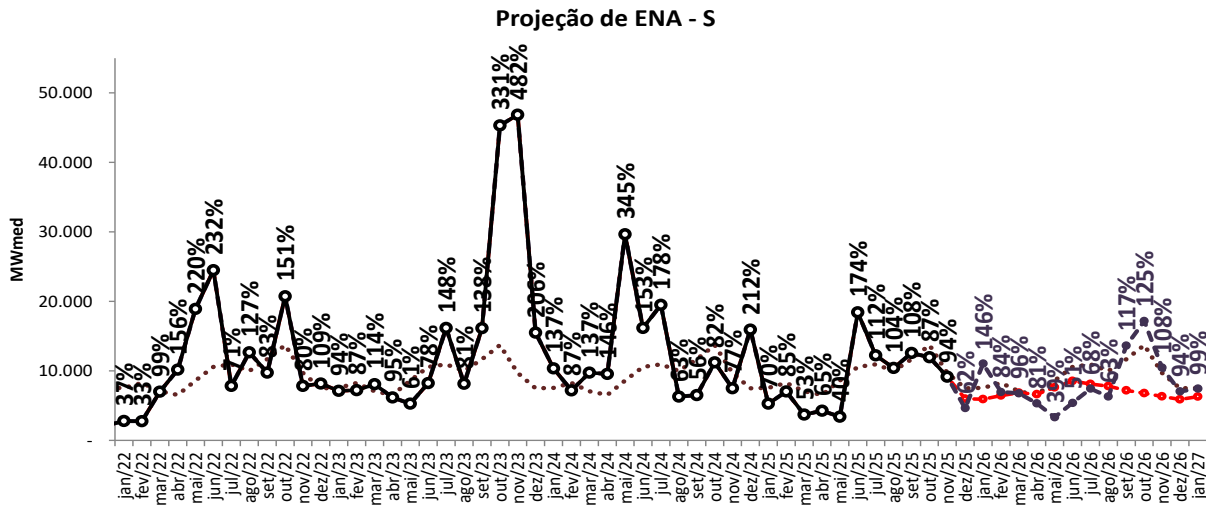
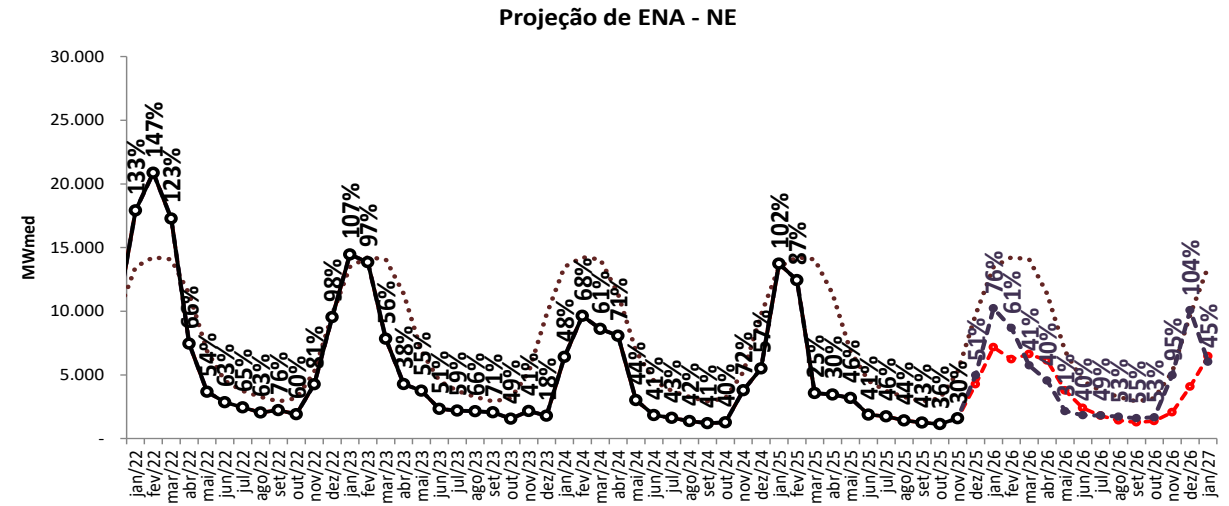
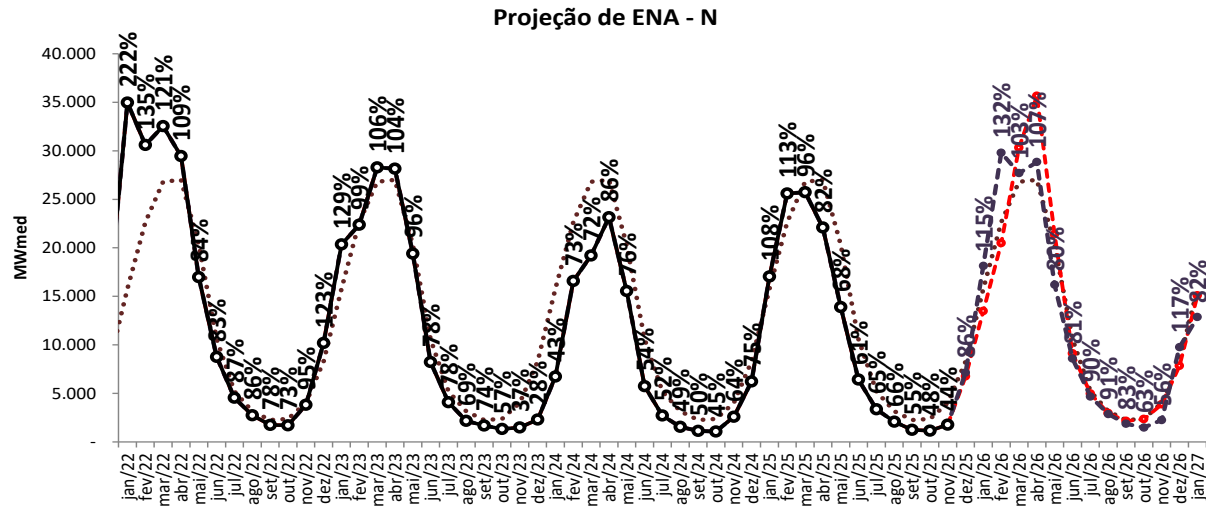
..... MLT

—●— Realizado

- - - ENA RNA

projeção de energia natural afluente

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



..... MLT

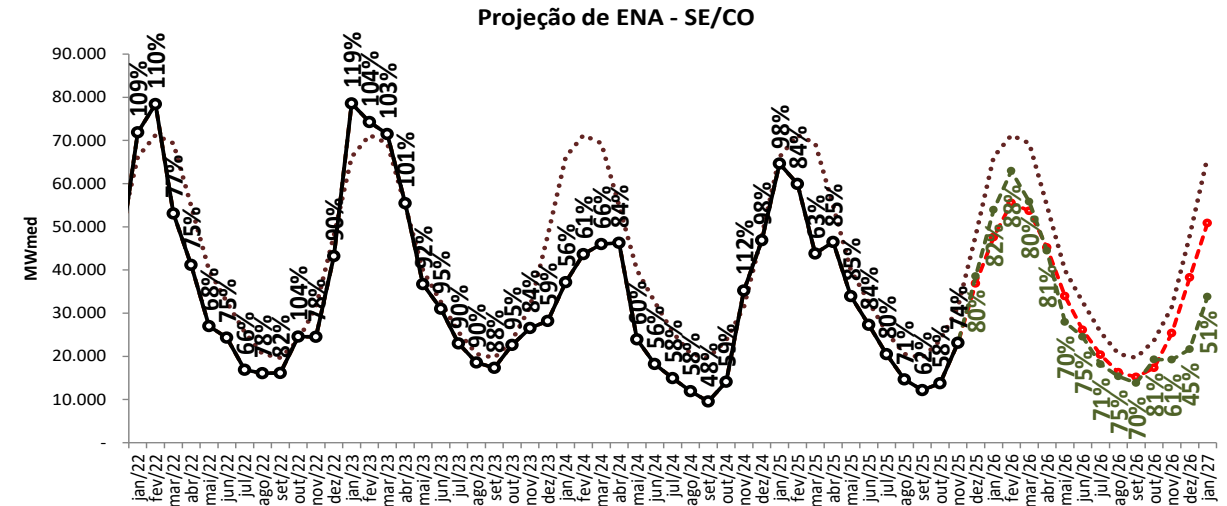
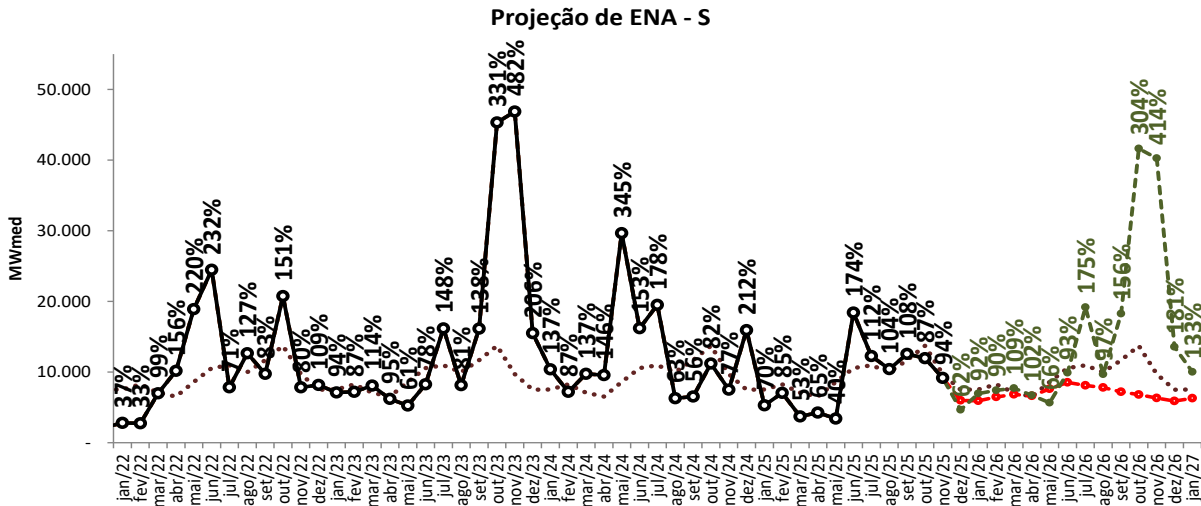
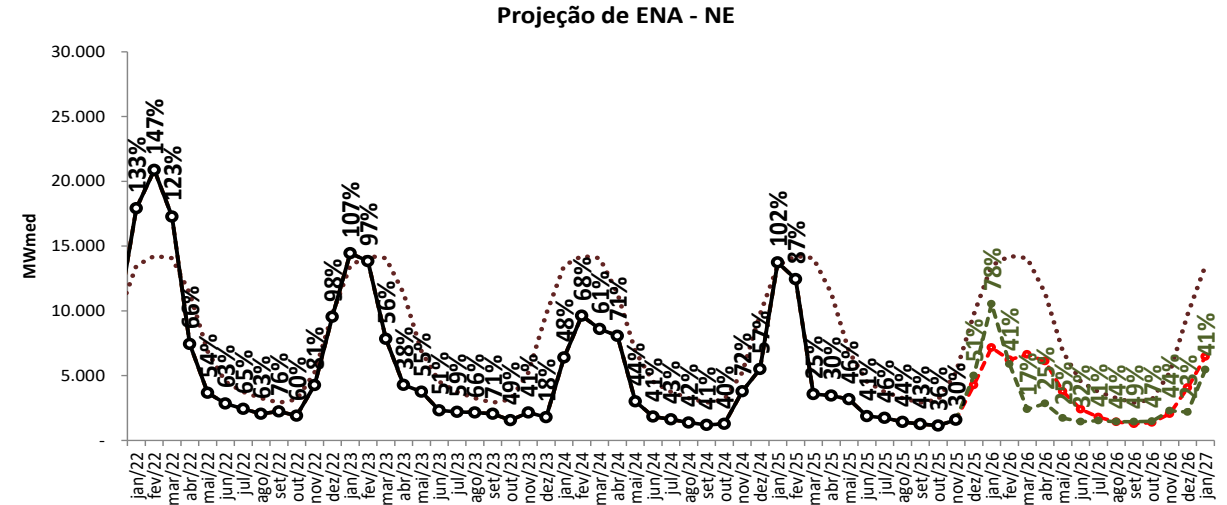
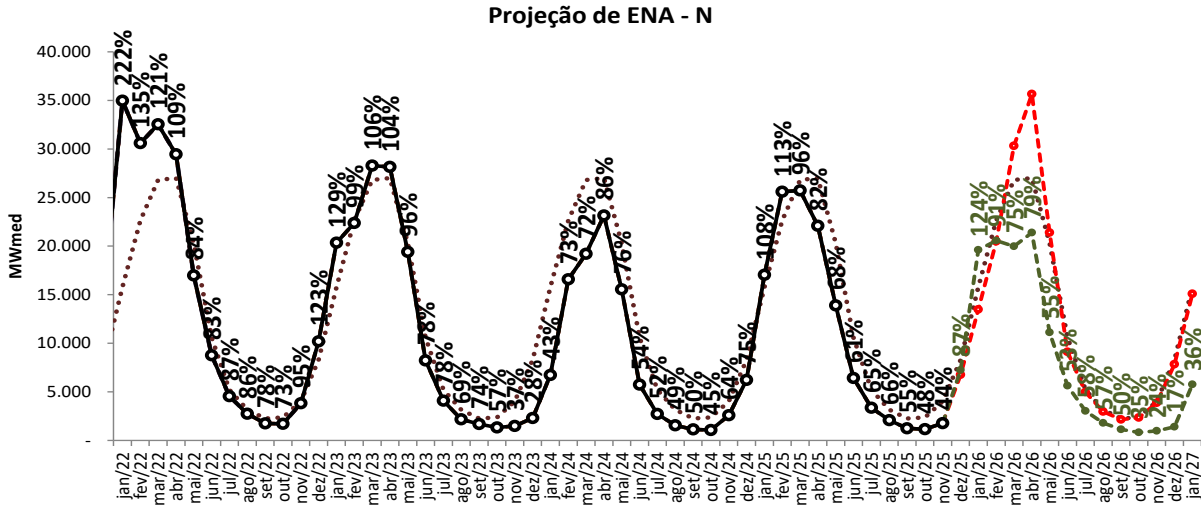
—○— Realizado

- - - - - ENA RNA

- - - - - proj. PLD, SMAP 2017

projeção de energia natural afluente

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



..... MLT

—○— Realizado

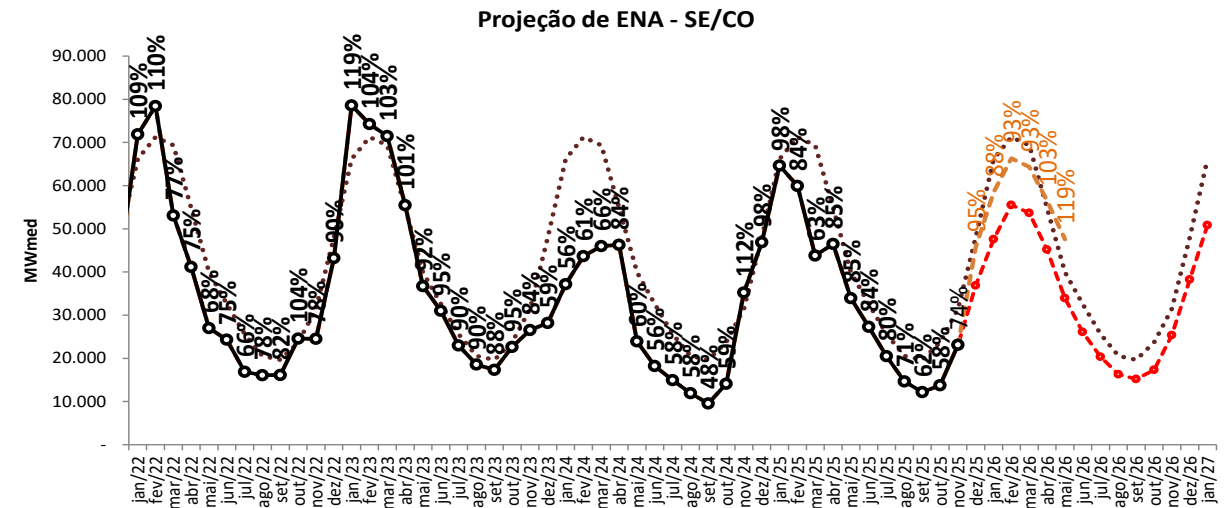
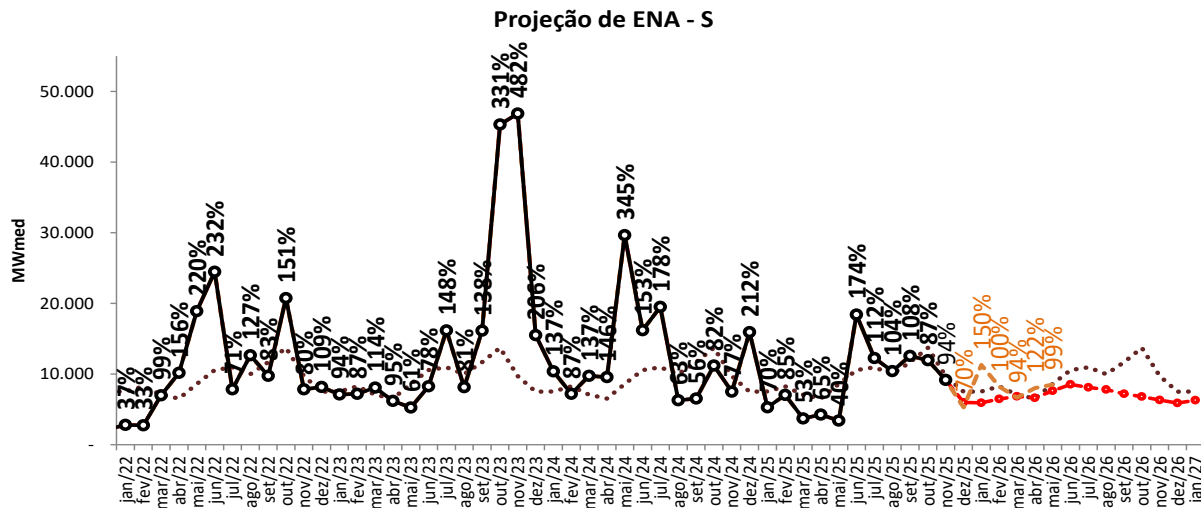
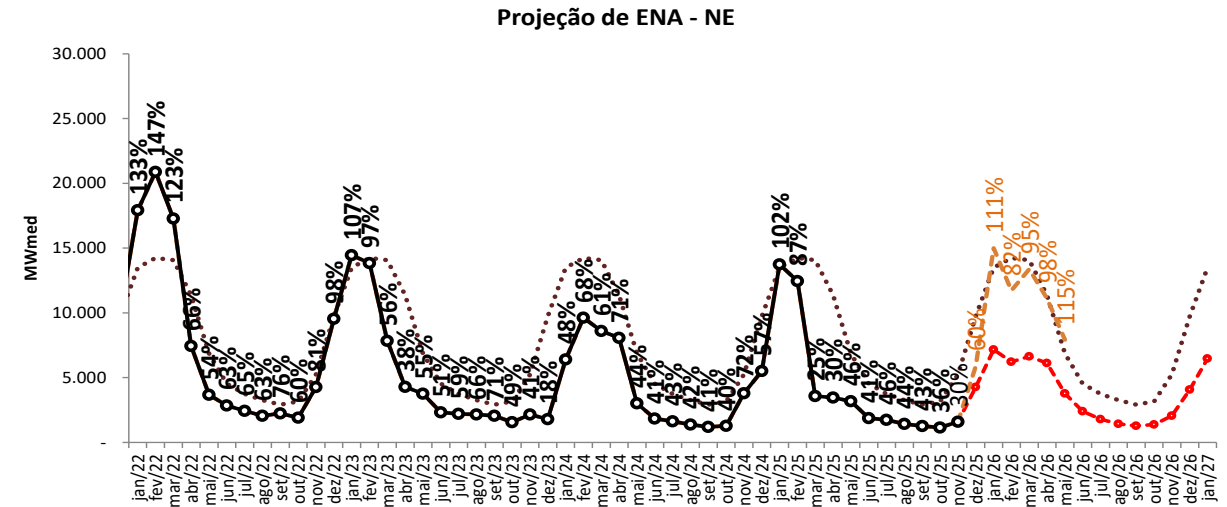
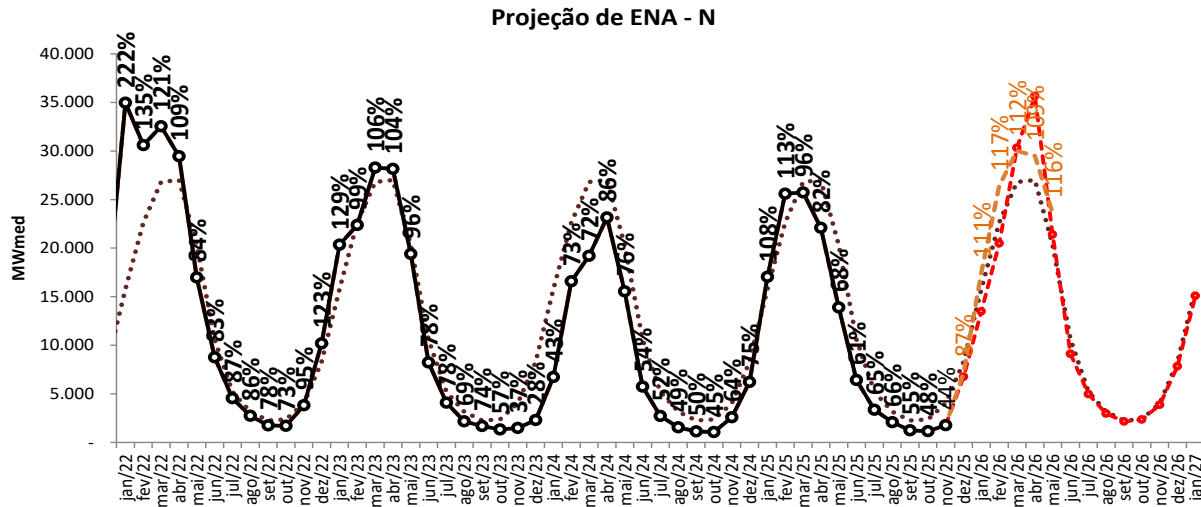
- - - ENA RNA

- - - proj. PLD, SMAP 2017

- - - proj. PLD, SMAP 2022

projeção de energia natural afluyente

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE

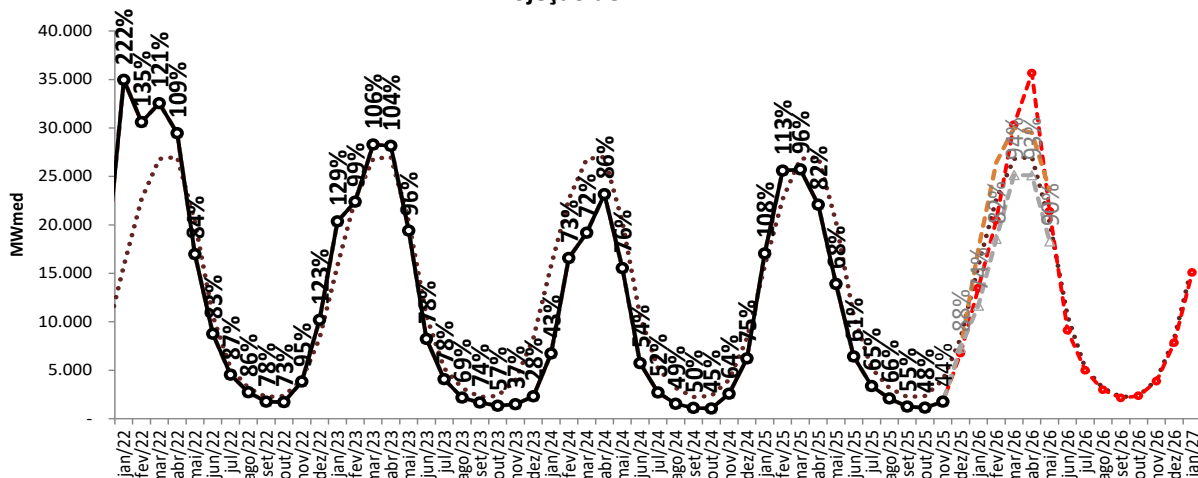


..... MLT
—○— Realizado
—●— ENA RNA
—●— proj. PLD, SMAP 2017
—●— proj. PLD, SMAP CFS VE
—●— proj. PLD, SMAP 2022

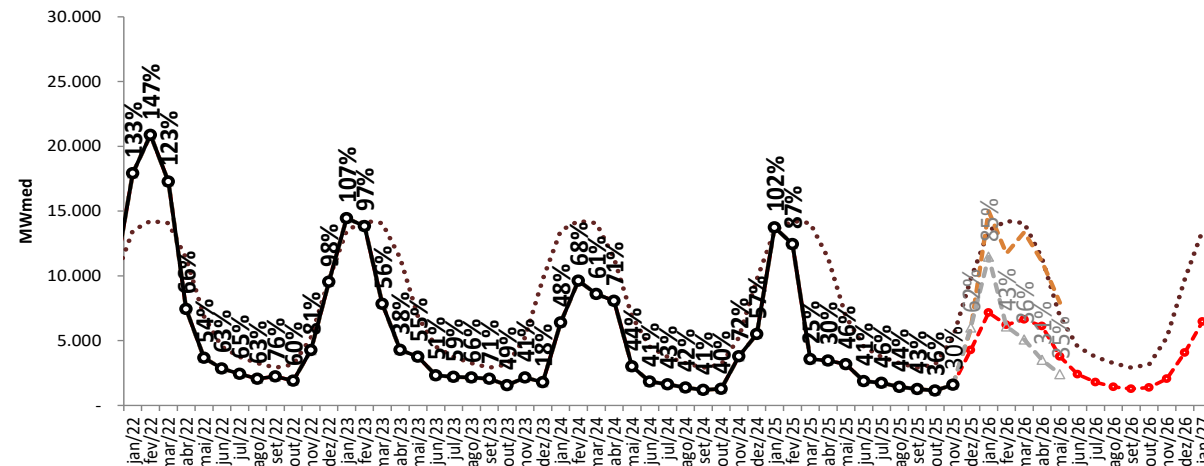
projeção de energia natural afluente

sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI

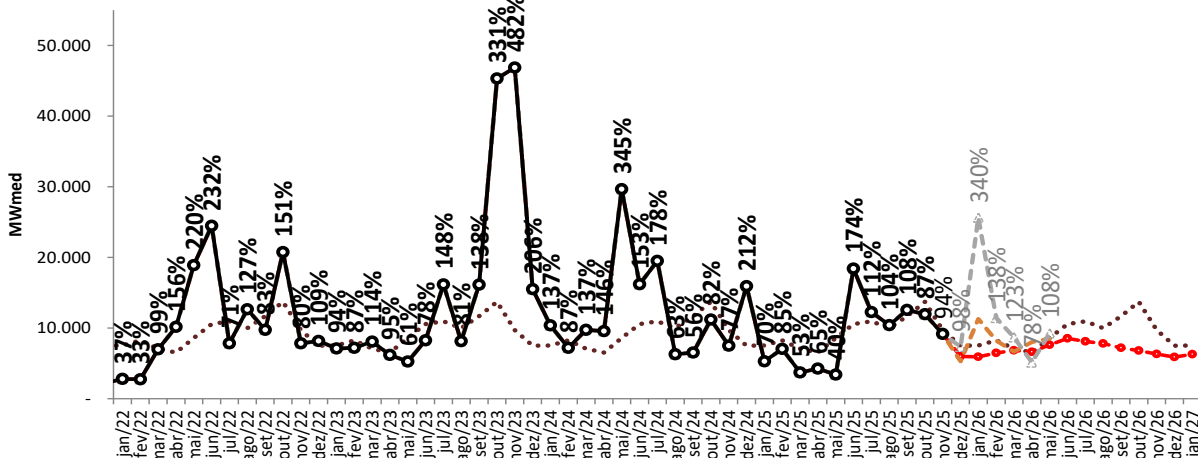
Projeção de ENA - N



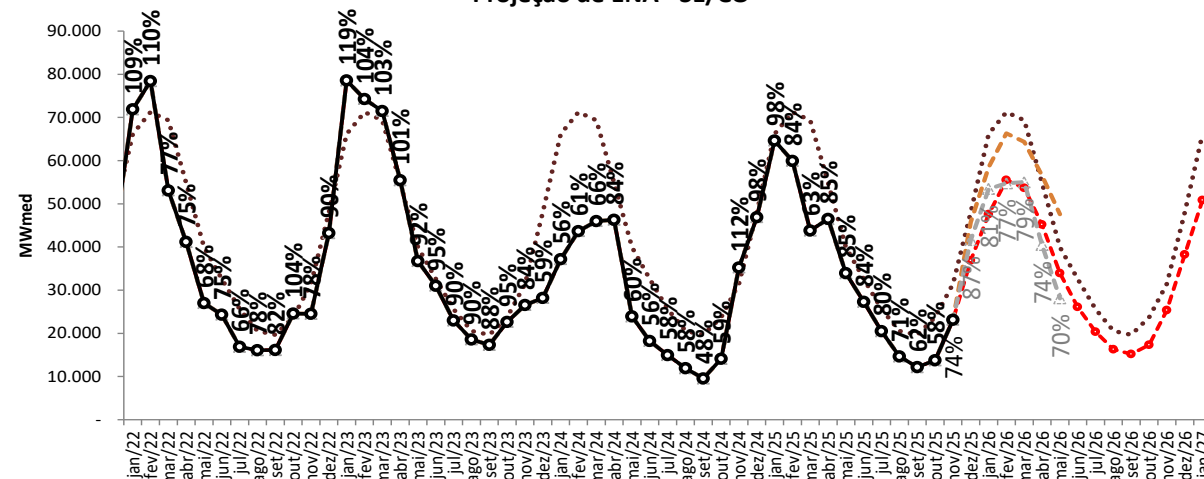
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



..... MLT

—○— Realizado

—●— ENA RNA

—▲— proj. PLD, SMAP CFS VE

—▲— proj. PLD, SMAP CFS LI

tabela resumo da projeção de ena (% MLT)



SE/CO	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	77	72	78	77	82	85	80	79	79	77	73	81	80	77
proj. PLD, SMAP 2017	80	76	81	76	77	62	57	54	64	62	78	106	80	53
proj. PLD, SMAP 2022	80	82	88	80	81	70	75	71	75	70	81	61	45	51
proj. PLD, SMAP CFS VE	95	88	93	93	103	119	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	87	81	77	79	74	70	-	-	-	-	-	-	-	-

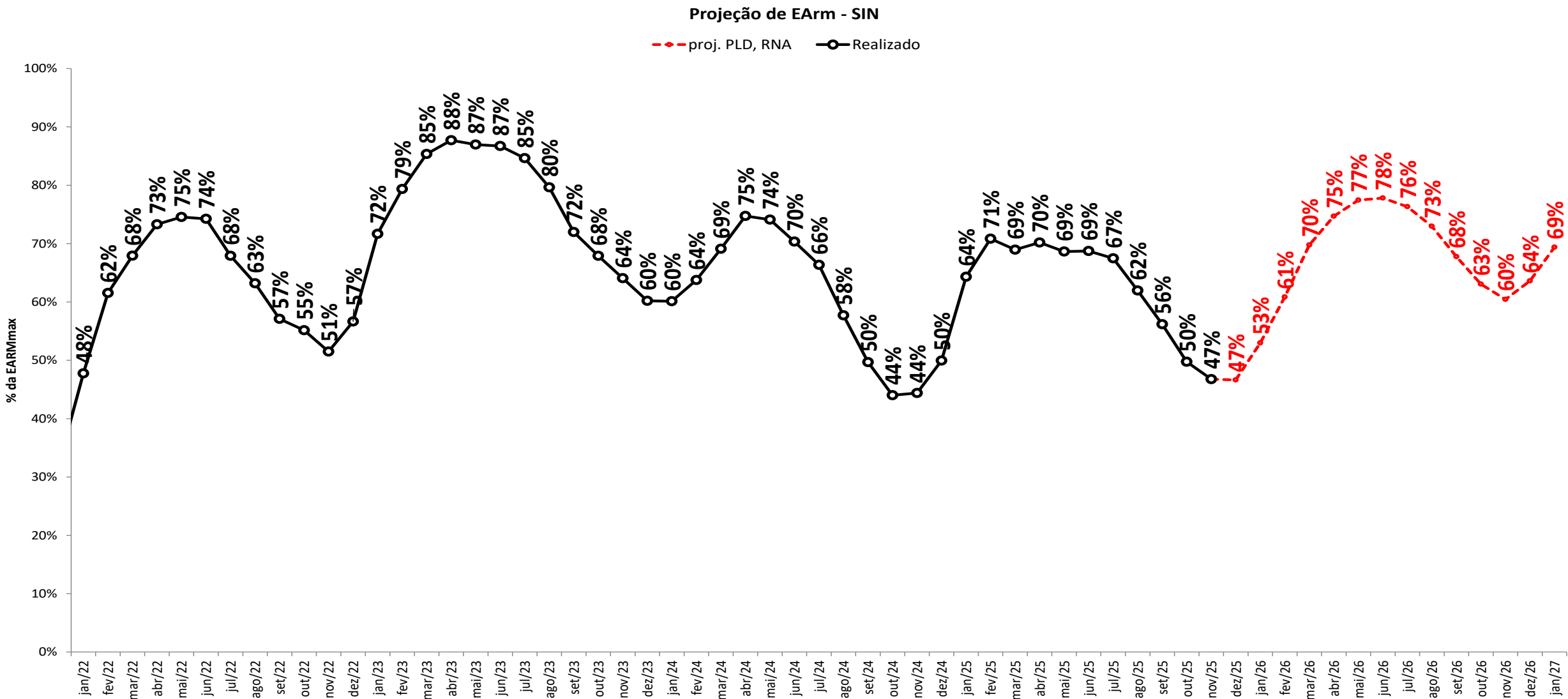
S	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	80	79	78	97	101	89	81	74	78	62	50	65	78	84
proj. PLD, SMAP 2017	62	146	84	96	81	39	51	68	63	117	125	108	94	99
proj. PLD, SMAP 2022	62	92	90	109	102	66	93	175	97	156	304	414	181	133
proj. PLD, SMAP CFS VE	70	150	100	94	122	99	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	98	340	138	123	78	108	-	-	-	-	-	-	-	-

NE	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	44	53	44	47	54	55	53	48	44	44	43	39	42	48
proj. PLD, SMAP 2017	51	76	61	41	40	31	40	49	53	55	53	95	104	45
proj. PLD, SMAP 2022	51	78	41	17	25	25	32	41	44	49	47	44	23	41
proj. PLD, SMAP CFS VE	60	111	82	95	98	115	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	62	85	43	36	31	35	-	-	-	-	-	-	-	-

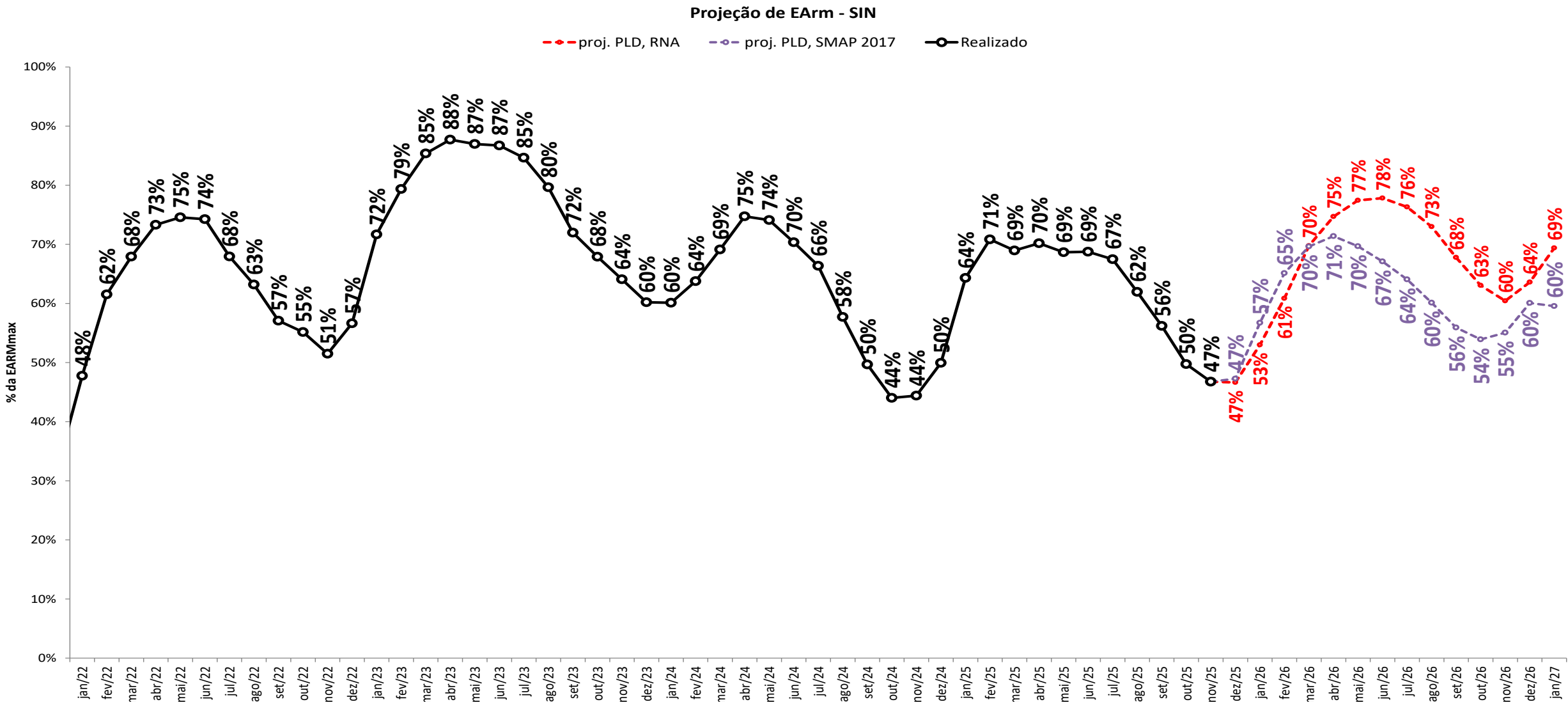
N	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	81	85	90	113	132	105	86	95	94	95	99	96	94	96
proj. PLD, SMAP 2017	86	115	132	103	107	80	81	90	91	83	63	56	117	82
proj. PLD, SMAP 2022	87	124	91	75	79	55	53	58	57	50	35	24	17	36
proj. PLD, SMAP CFS VE	87	111	117	112	109	116	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	88	74	82	94	93	90	-	-	-	-	-	-	-	-

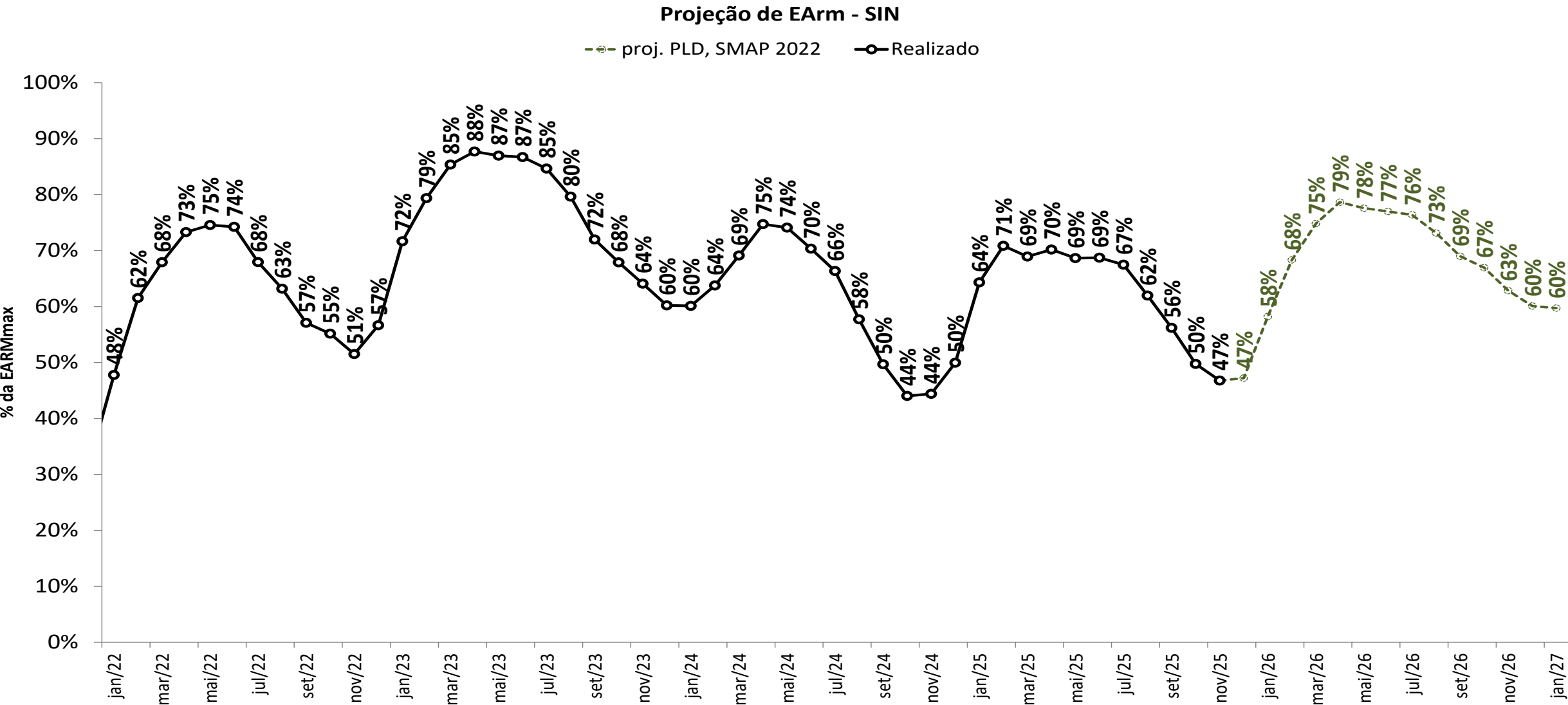
SIN	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	73	72	76	83	94	88	79	77	77	71	65	75	76	76
proj. PLD, SMAP 2017	75	87	89	79	81	61	59	61	65	80	90	101	88	60
proj. PLD, SMAP 2022	75	88	83	73	76	61	71	92	76	95	147	124	53	53
proj. PLD, SMAP CFS VE	87	99	97	97	105	116	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	85	99	78	80	74	77	-	-	-	-	-	-	-	-

projeção de energia armazenada
proj. PLD RNA



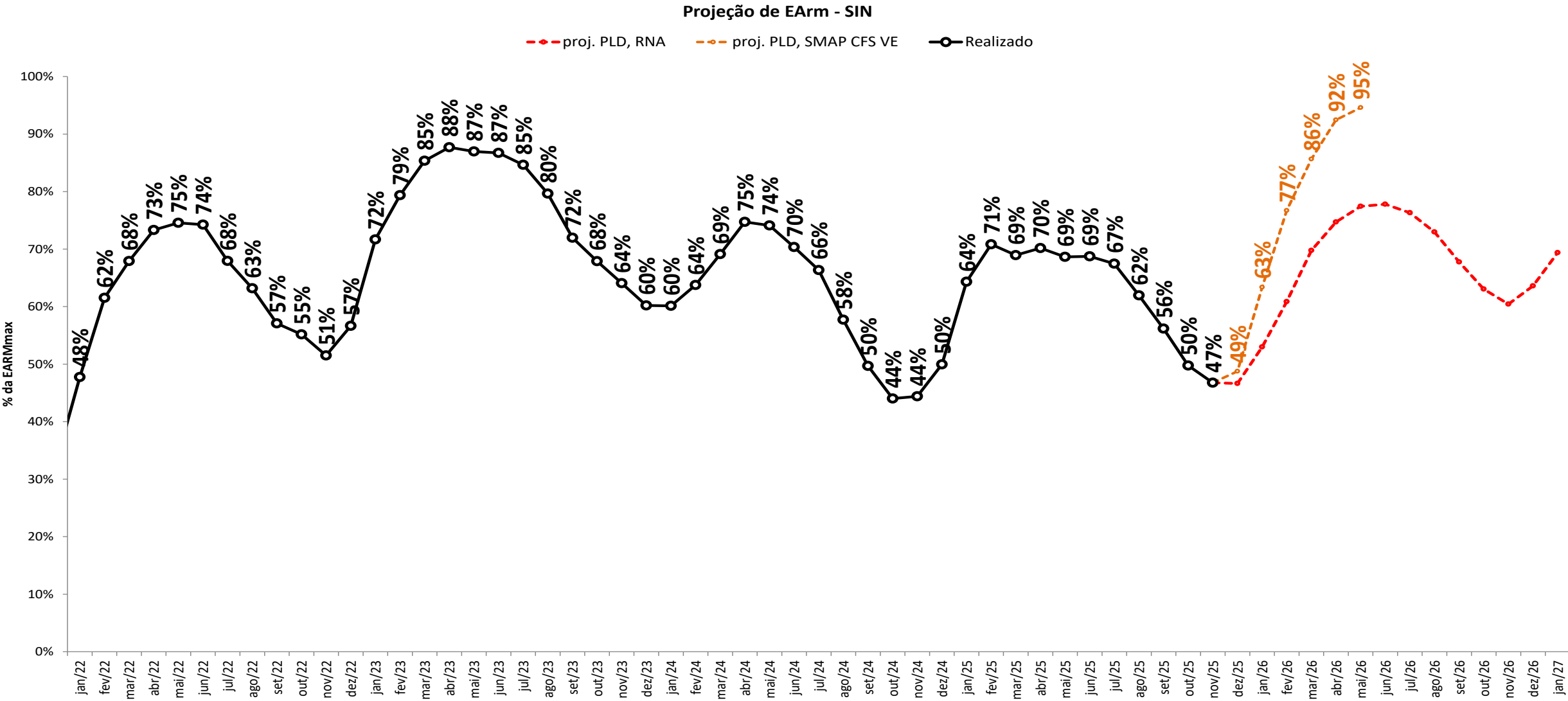
projeção de energia armazenada
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



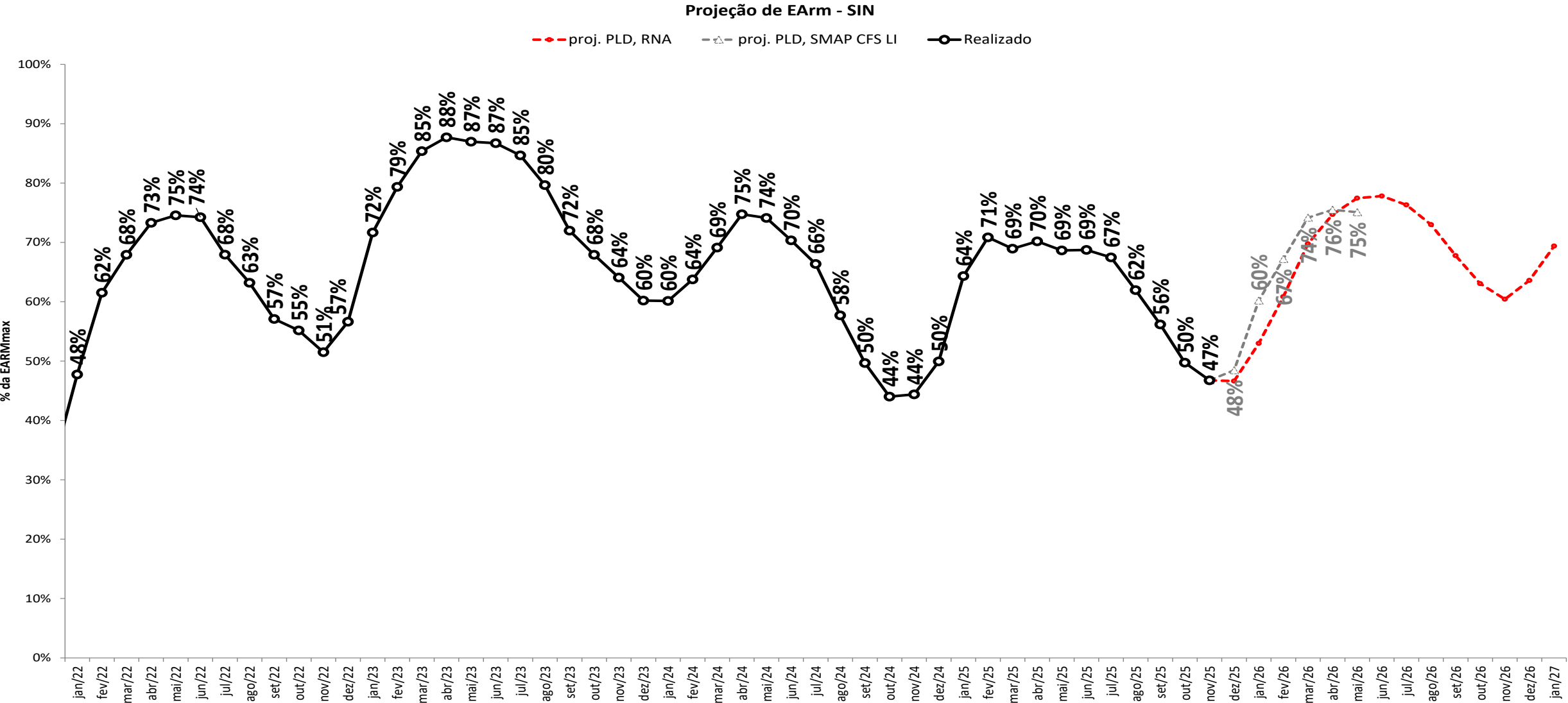


projeção de energia armazenada

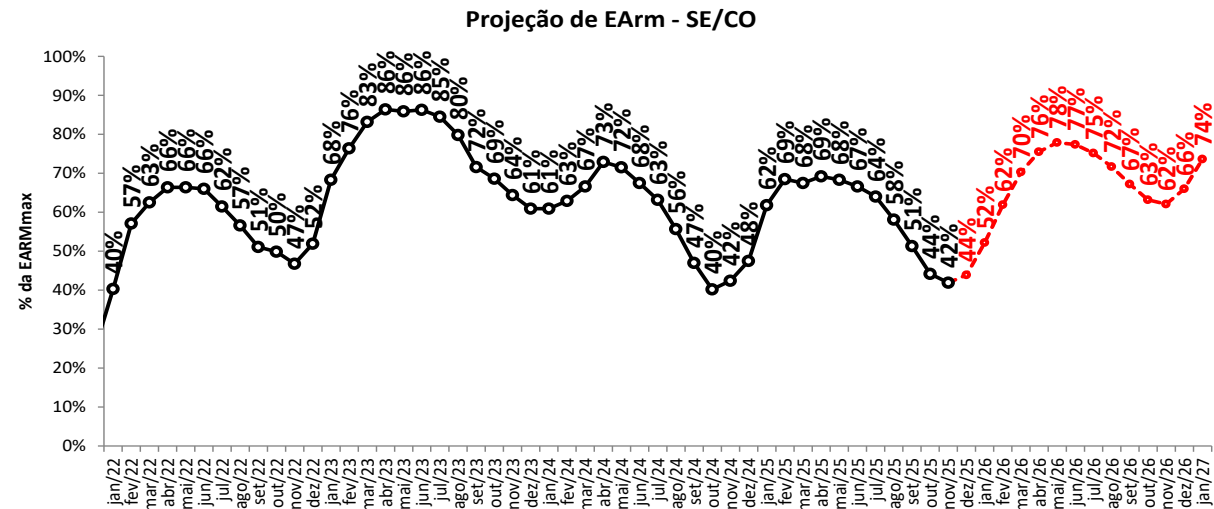
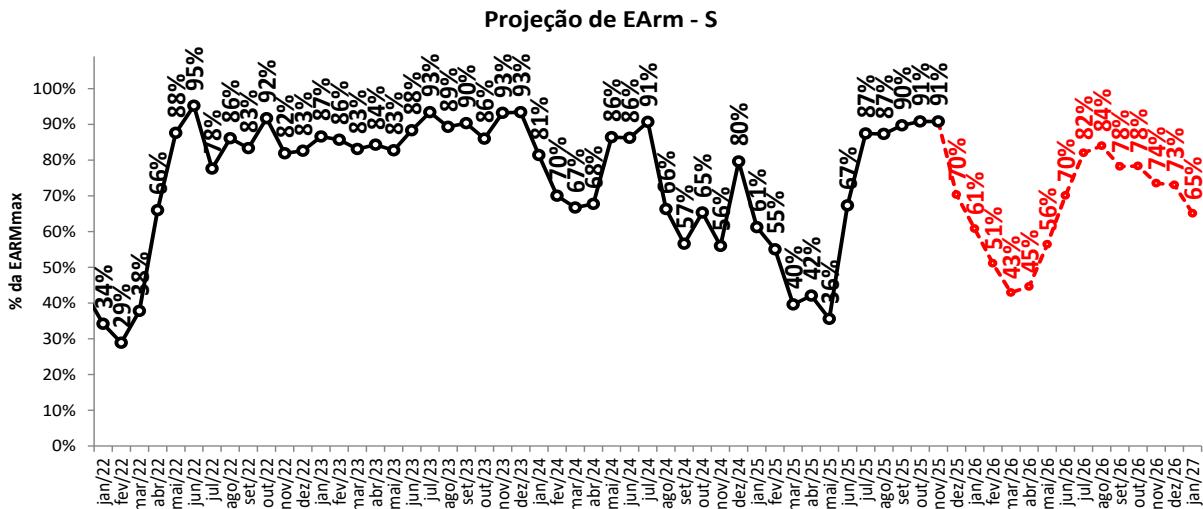
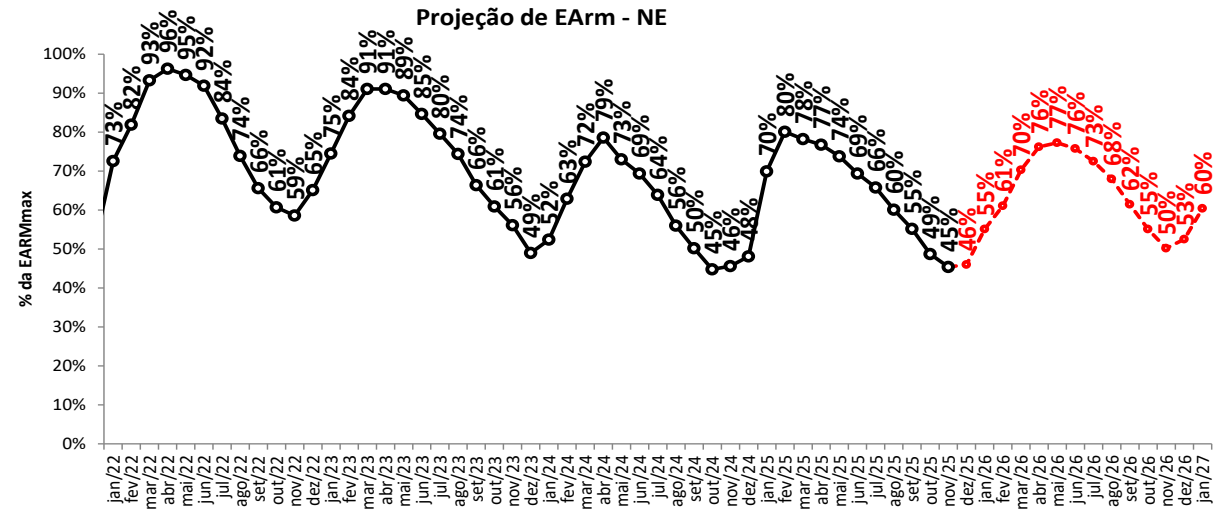
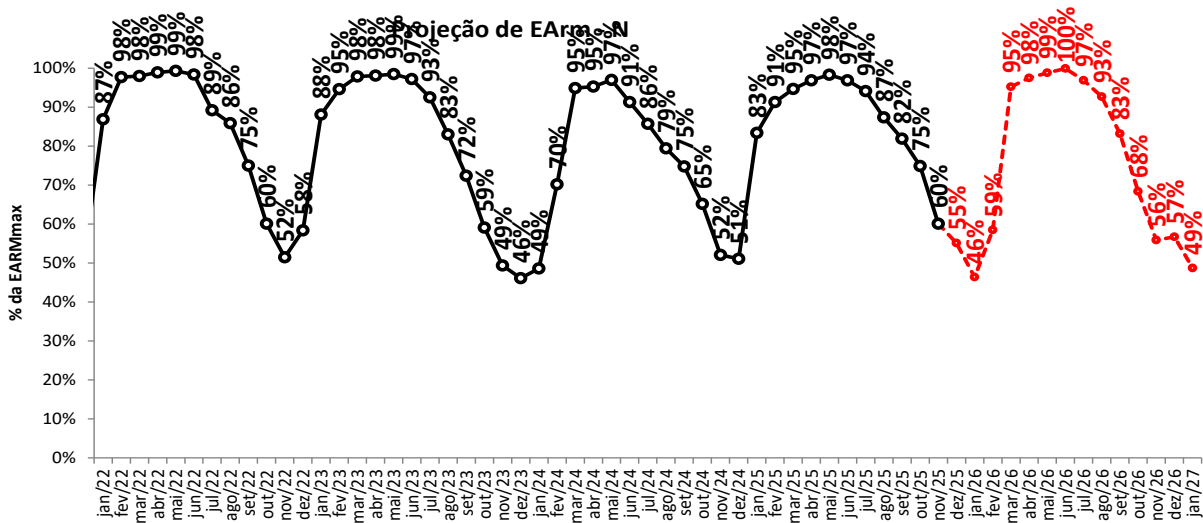
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



projeção de energia armazenada
sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



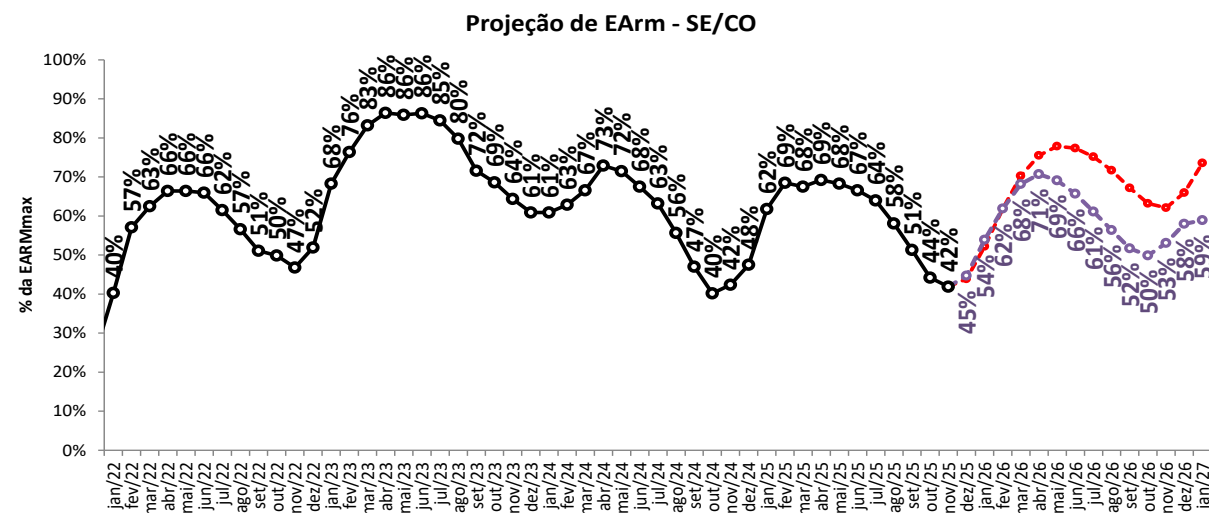
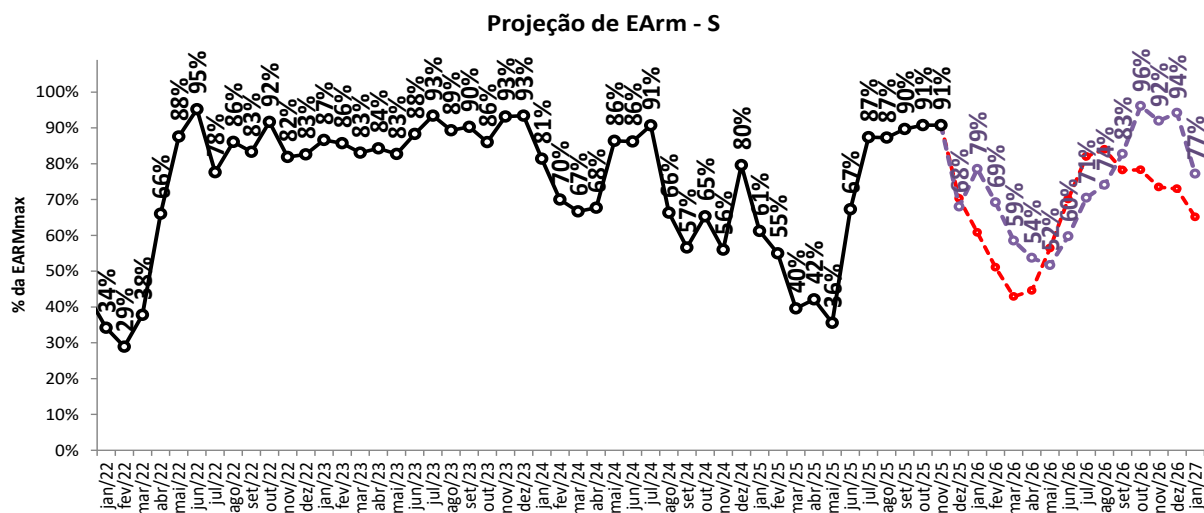
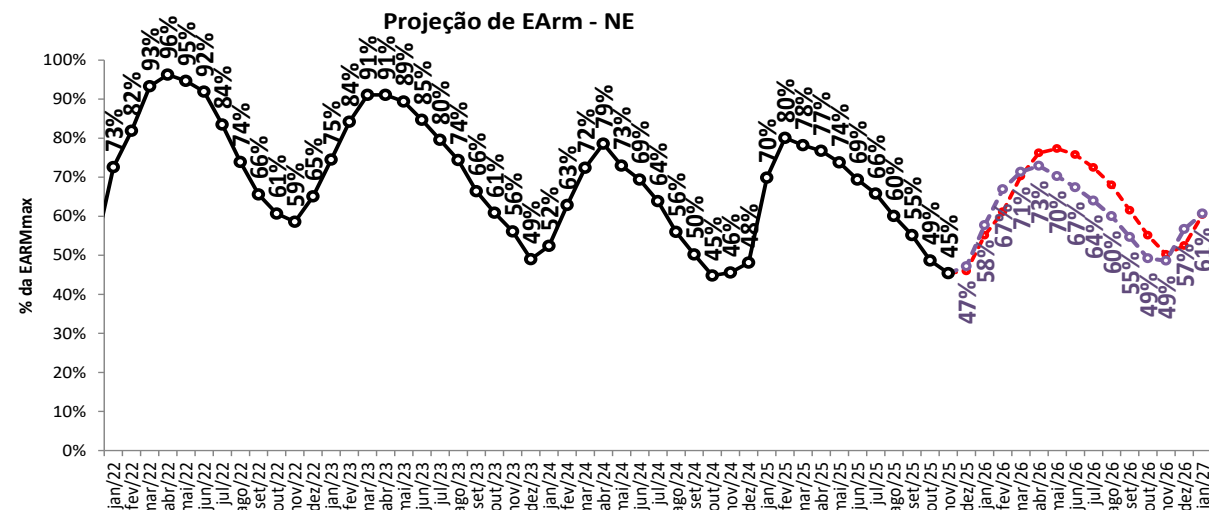
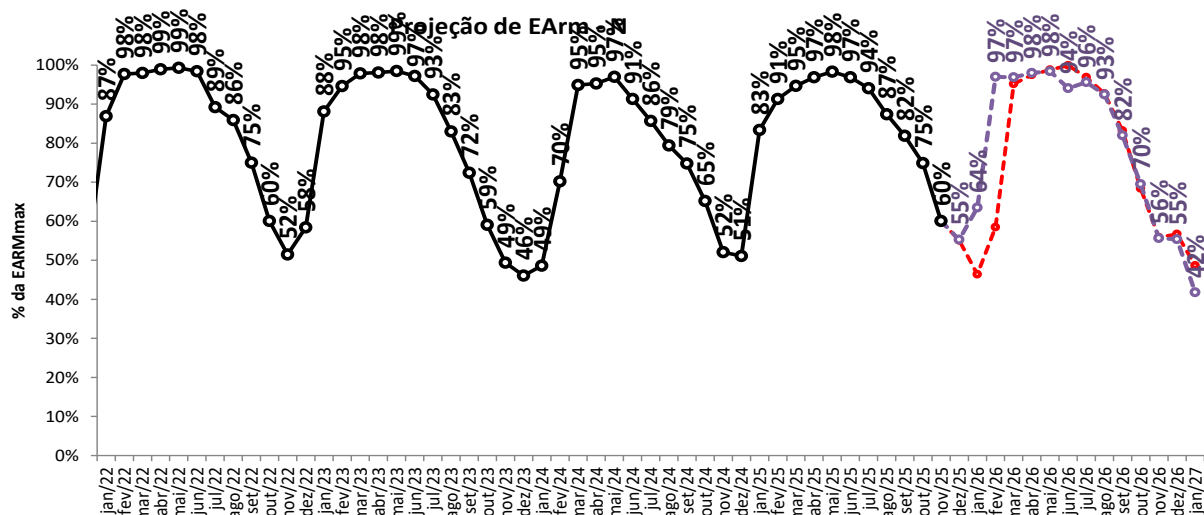
projeção de energia armazenada
proj. PLD RNA



—○— proj. PLD, RNA

projeção de energia armazenada

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017

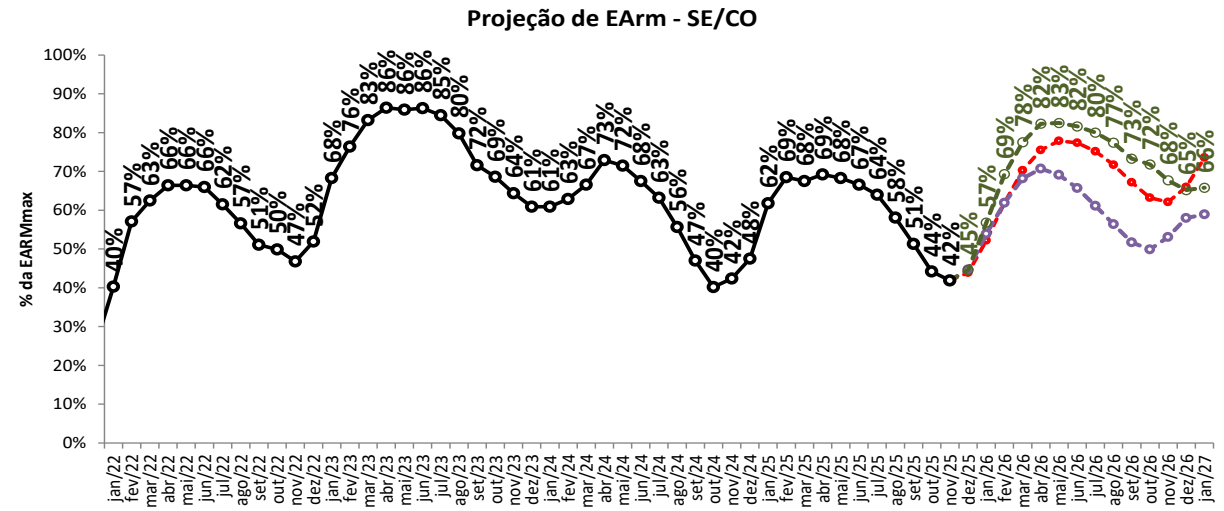
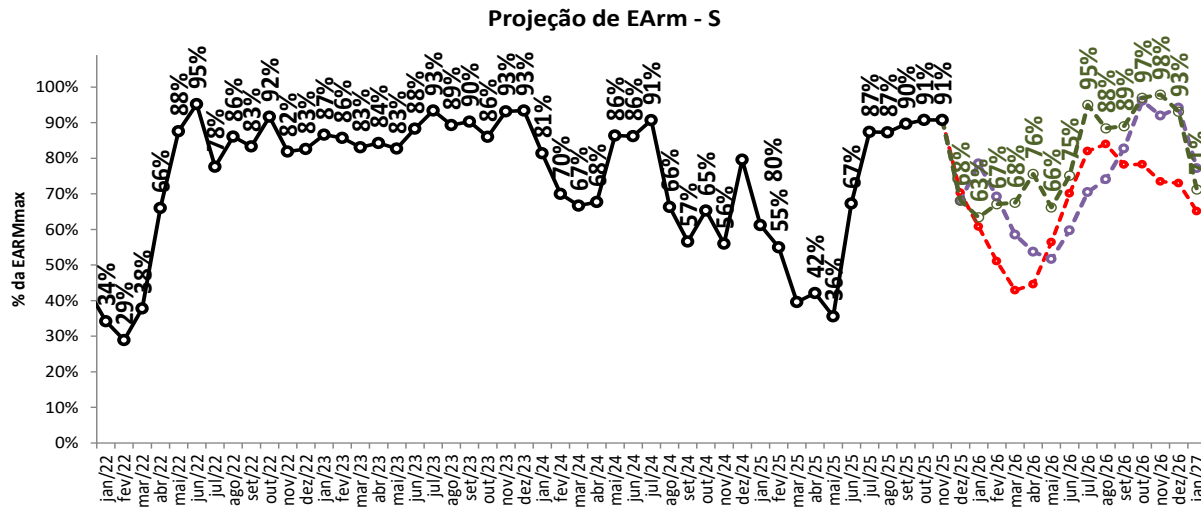
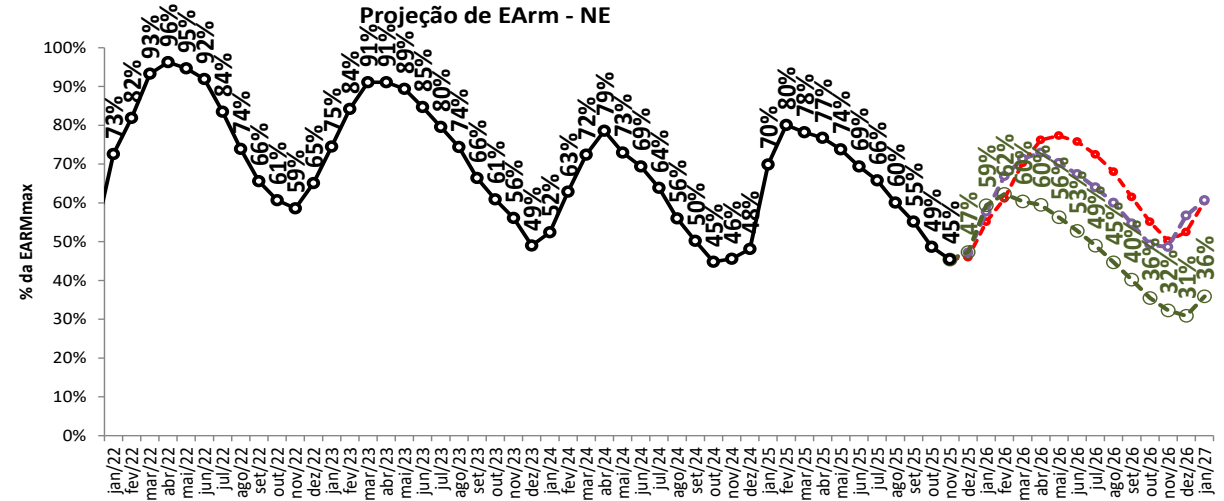
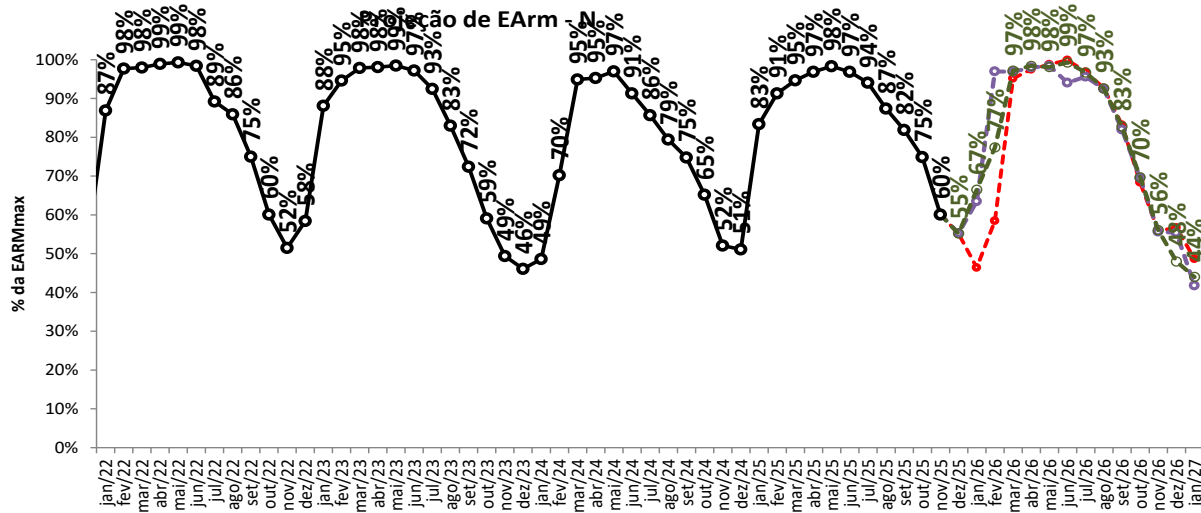


proj. PLD, RNA

proj. PLD, SMAP 2017

projeção de energia armazenada

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



--- proj. PLD, RNA

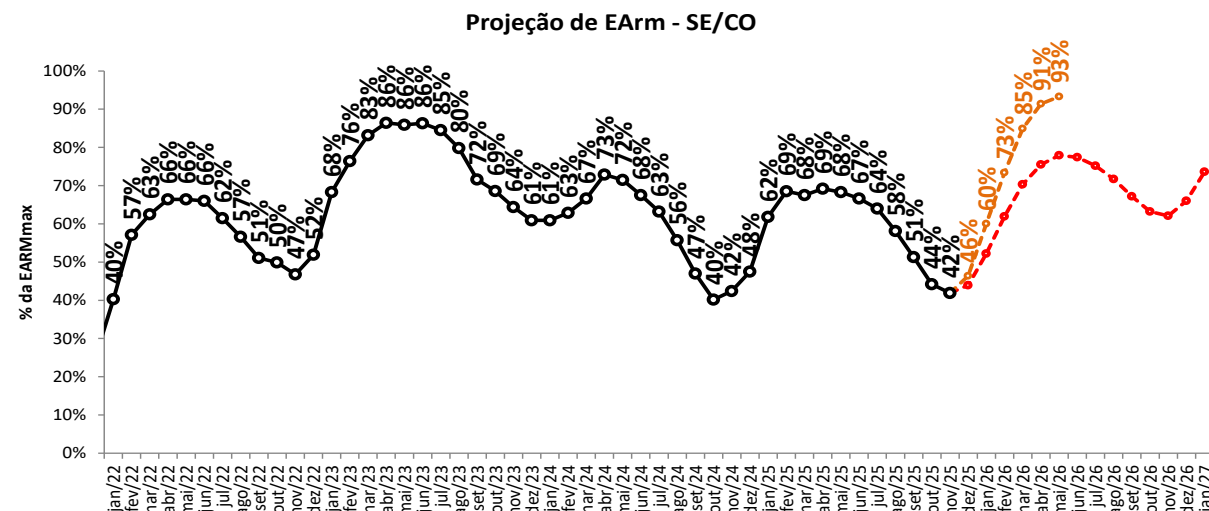
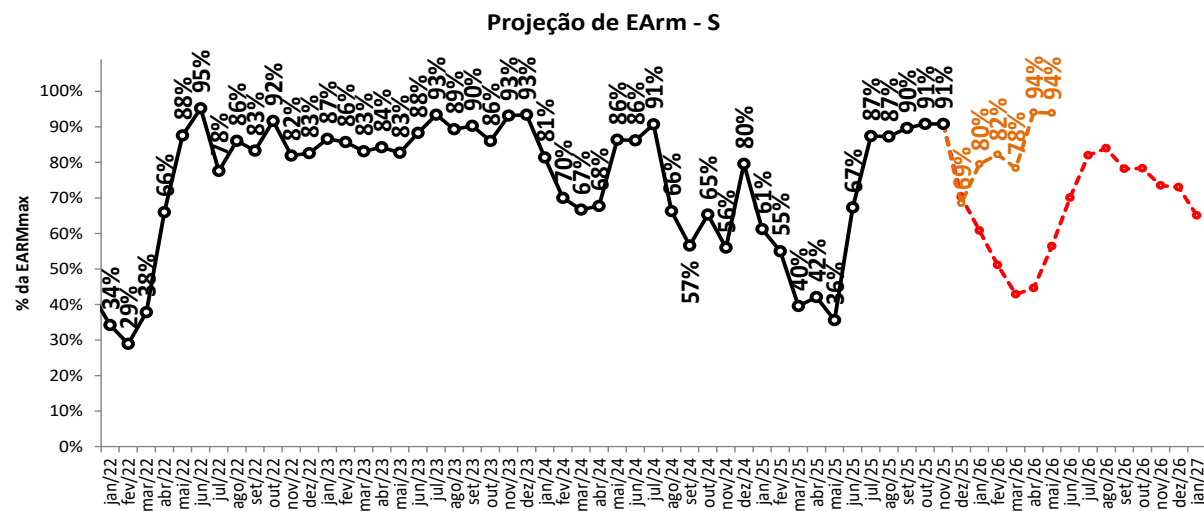
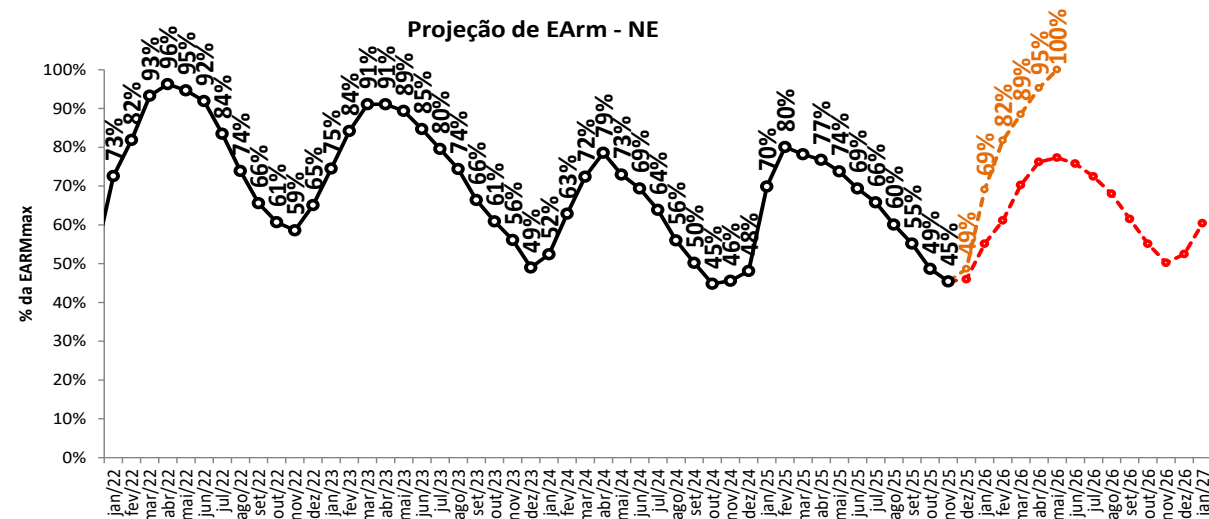
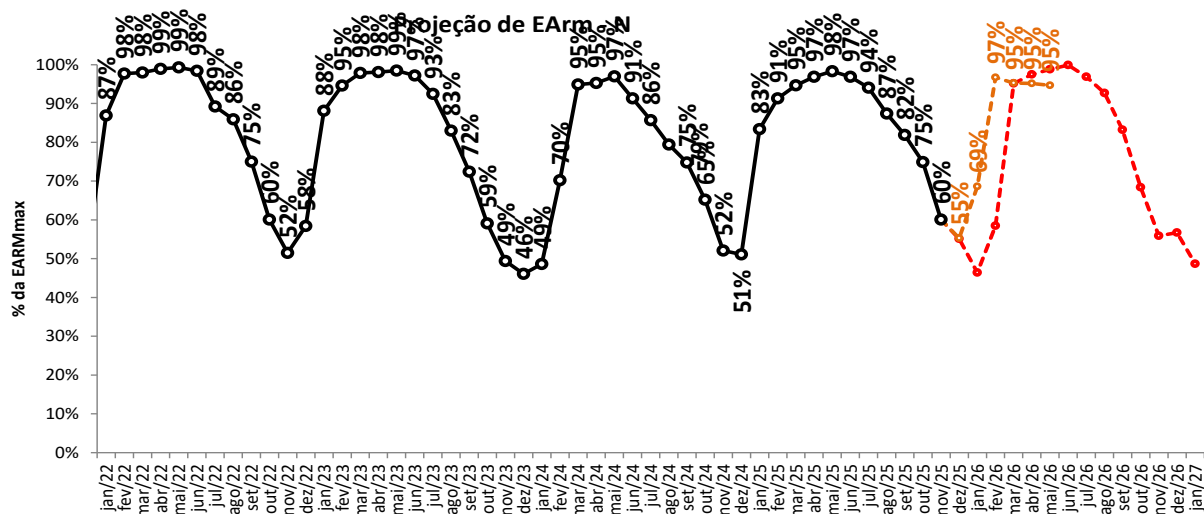
--- proj. PLD, SMAP 2017

--- proj. PLD, SMAP 2022

— Realizado

projeção de energia armazenada

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



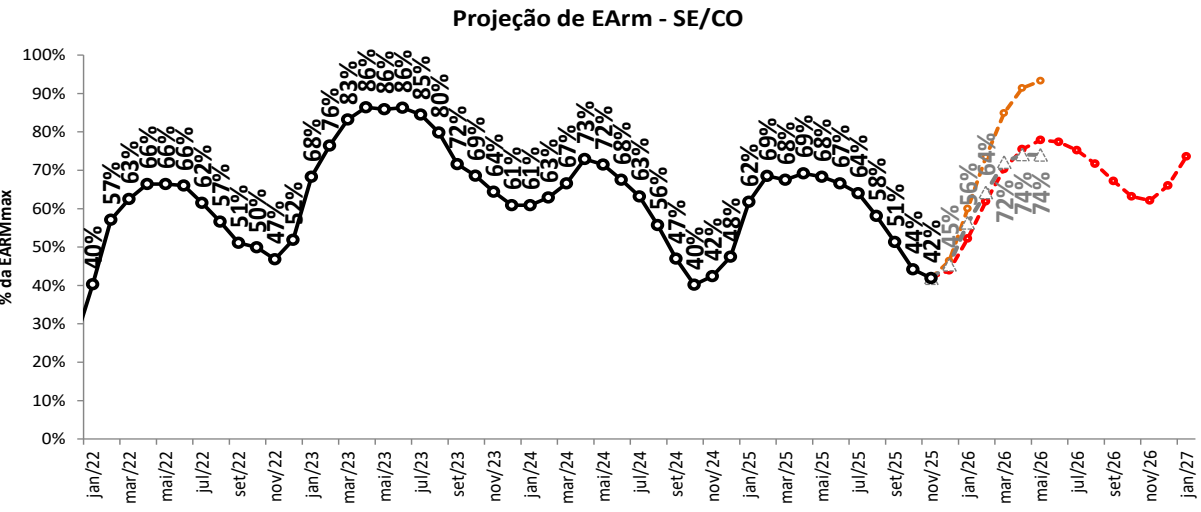
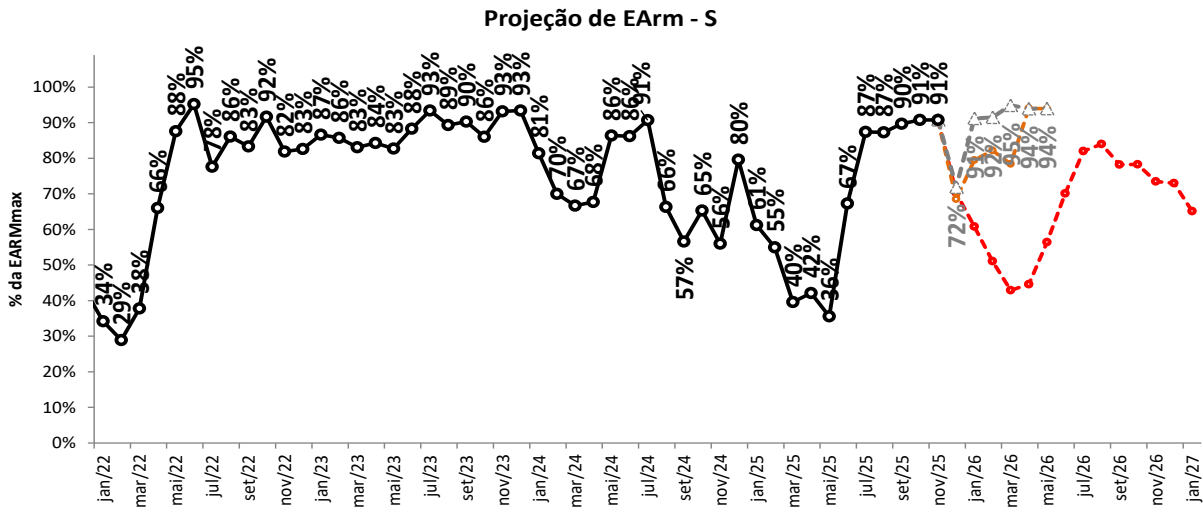
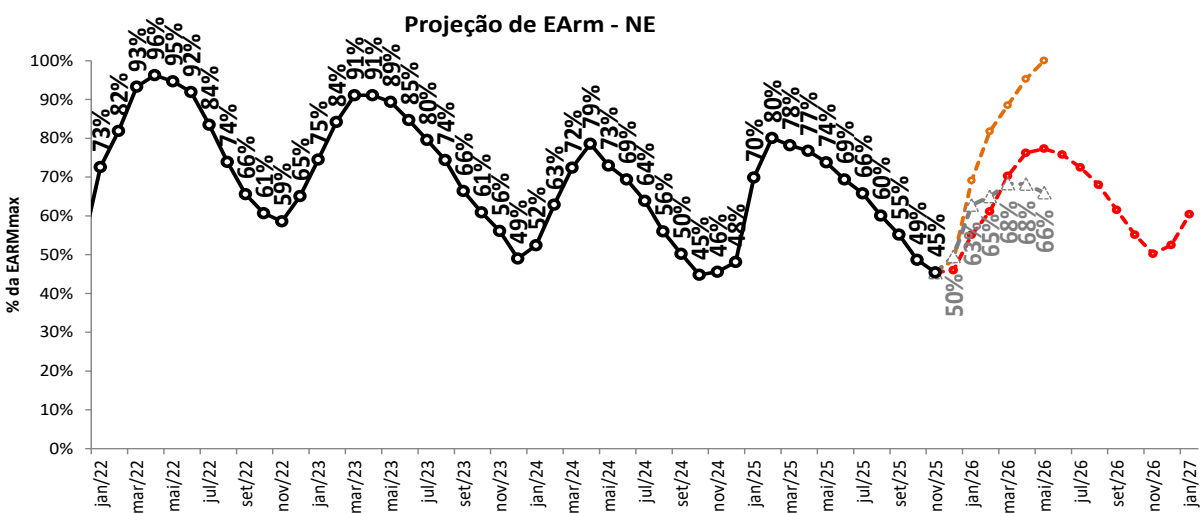
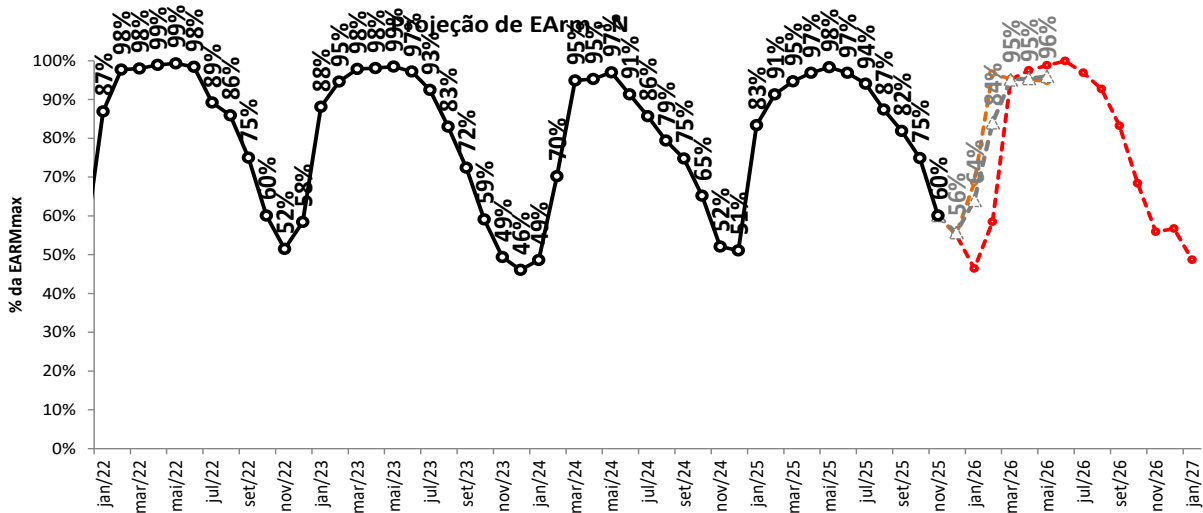
proj. PLD, RNA

proj. PLD, SMAP CFS VE

Realizado

projeção de energia armazenada

sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



proj. PLD, RNA

proj. PLD, SMAP 2022

proj. PLD, SMAP CFS LI

Realizado

tabela resumo da projeção de energia armazenada (% EARMmax)



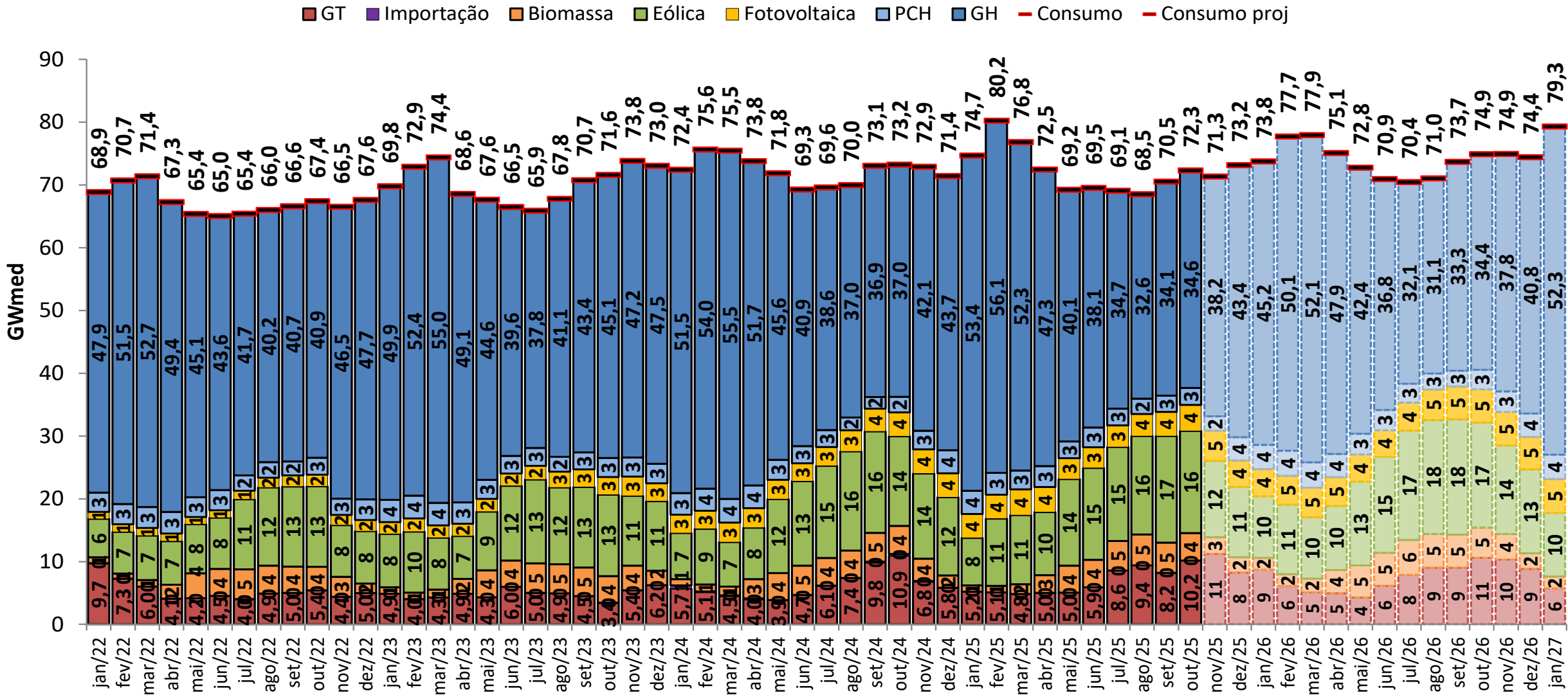
SE/CO	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	44	52	62	70	76	78	77	75	72	67	63	62	66	74
proj. PLD, SMAP 2017	45	54	62	68	71	69	66	61	56	52	50	53	58	59
proj. PLD, SMAP 2022	45	57	69	78	82	83	82	80	77	73	72	68	65	66
proj. PLD, SMAP CFS VE	46	60	73	85	91	93	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	45	56	64	72	74	74	-	-	-	-	-	-	-	-

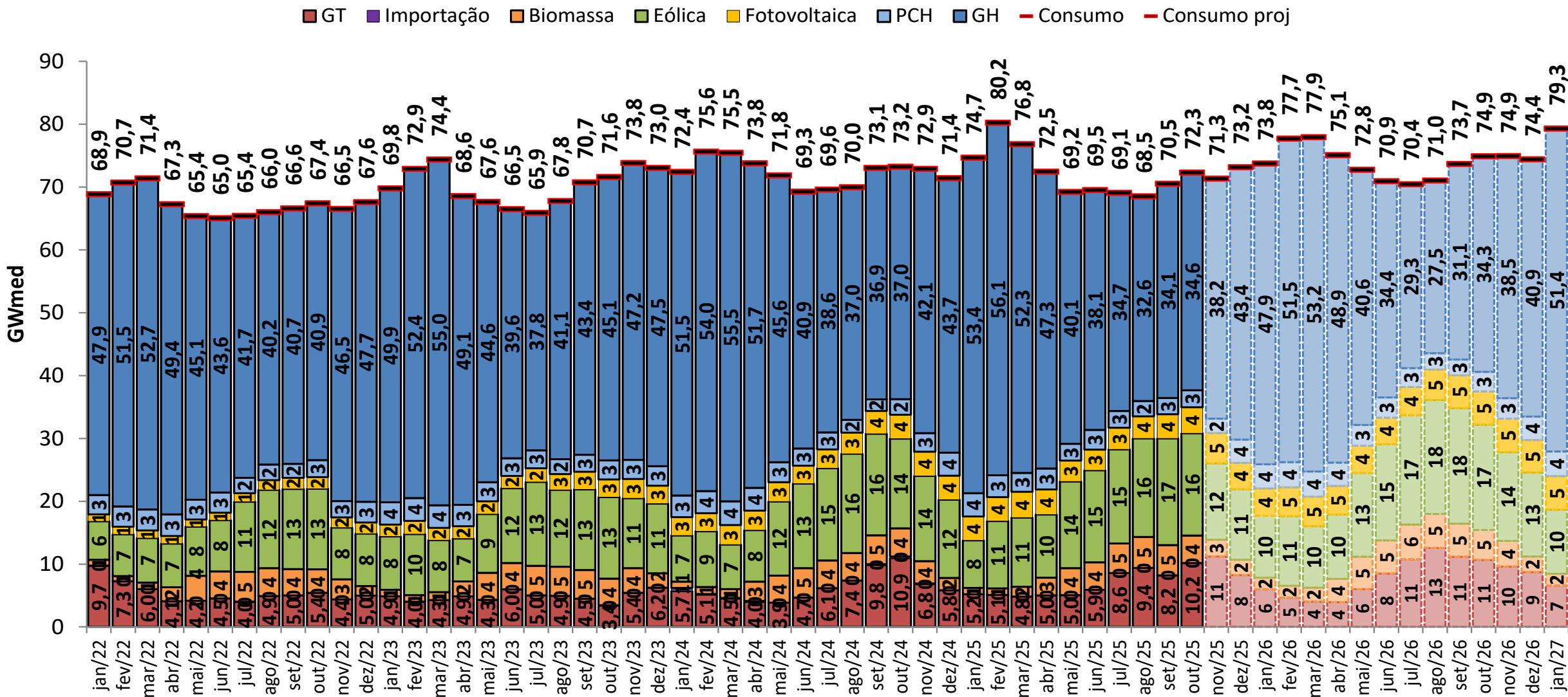
S	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	70	61	51	43	45	56	70	82	84	78	78	74	73	65
proj. PLD, SMAP 2017	68	79	69	59	54	52	60	71	74	83	96	92	94	77
proj. PLD, SMAP 2022	68	63	67	68	76	66	75	95	88	89	97	98	93	71
proj. PLD, SMAP CFS VE	69	80	82	78	94	94	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	72	91	92	95	94	94	-	-	-	-	-	-	-	-

NE	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	46	55	61	70	76	77	76	73	68	62	55	50	53	60
proj. PLD, SMAP 2017	47	58	67	71	73	70	67	64	60	55	49	49	57	61
proj. PLD, SMAP 2022	47	59	62	60	60	56	53	49	45	40	36	32	31	36
proj. PLD, SMAP CFS VE	49	69	82	89	95	100	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	50	63	65	68	68	66	-	-	-	-	-	-	-	-

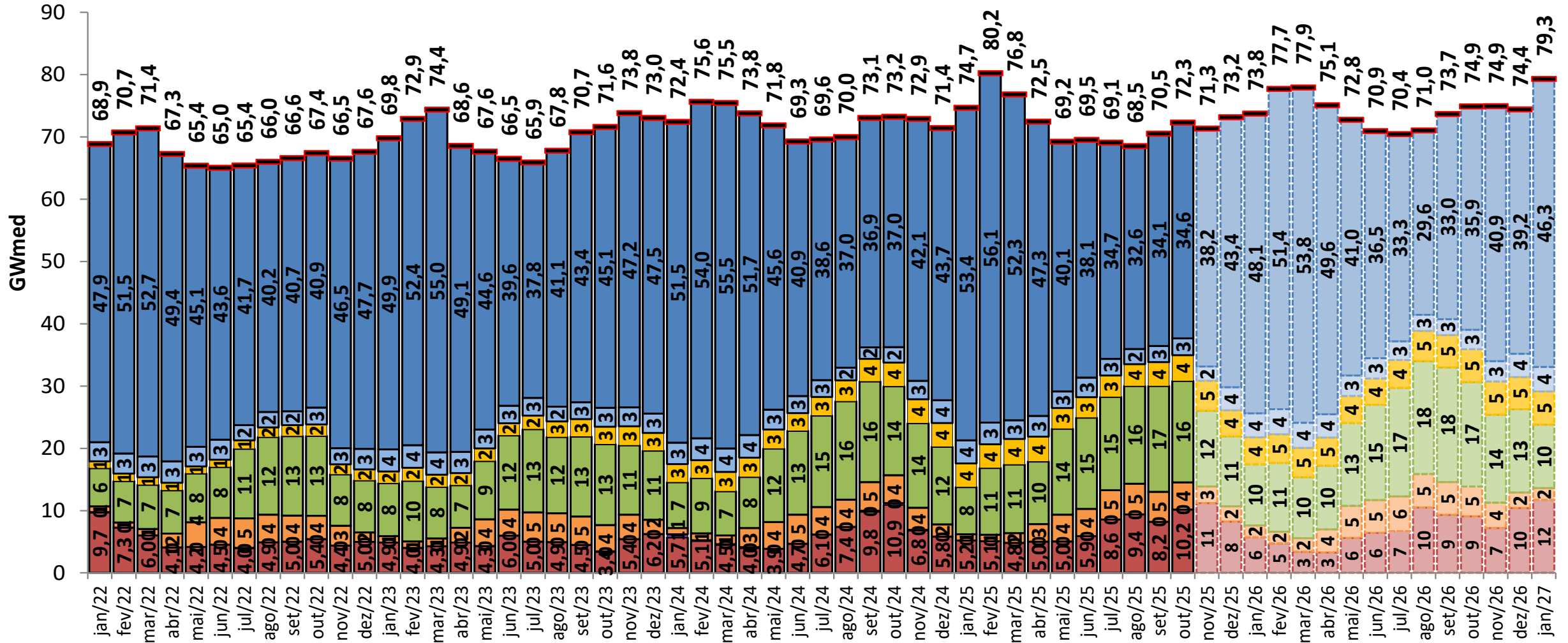
N	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	55	46	59	95	98	99	100	97	93	83	68	56	57	49
proj. PLD, SMAP 2017	55	64	97	97	98	98	94	96	93	82	70	56	55	42
proj. PLD, SMAP 2022	55	67	77	97	98	98	99	97	93	83	70	56	48	44
proj. PLD, SMAP CFS VE	55	69	97	95	95	95	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	56	64	84	95	95	96	-	-	-	-	-	-	-	-

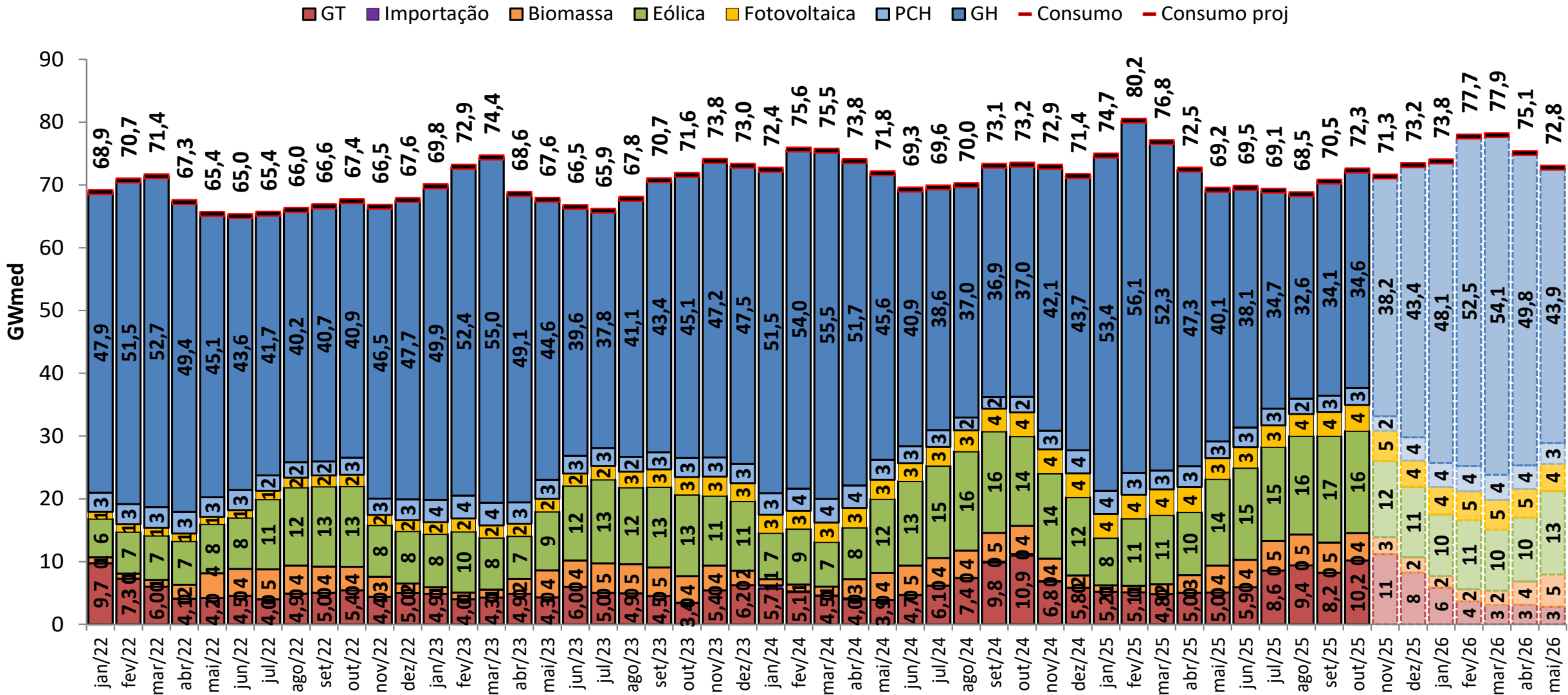
SIN	dez/25	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26	jan/27
proj. PLD, RNA	47	53	61	70	75	77	78	76	73	68	63	60	64	69
proj. PLD, SMAP 2017	47	57	65	70	71	70	67	64	60	56	54	55	60	60
proj. PLD, SMAP 2022	47	58	68	75	79	78	77	76	73	69	67	63	60	60
proj. PLD, SMAP CFS VE	49	63	77	86	92	95	-	-	-	-	-	-	-	-
proj. PLD, SMAP CFS LI	48	60	67	74	76	75	-	-	-	-	-	-	-	-



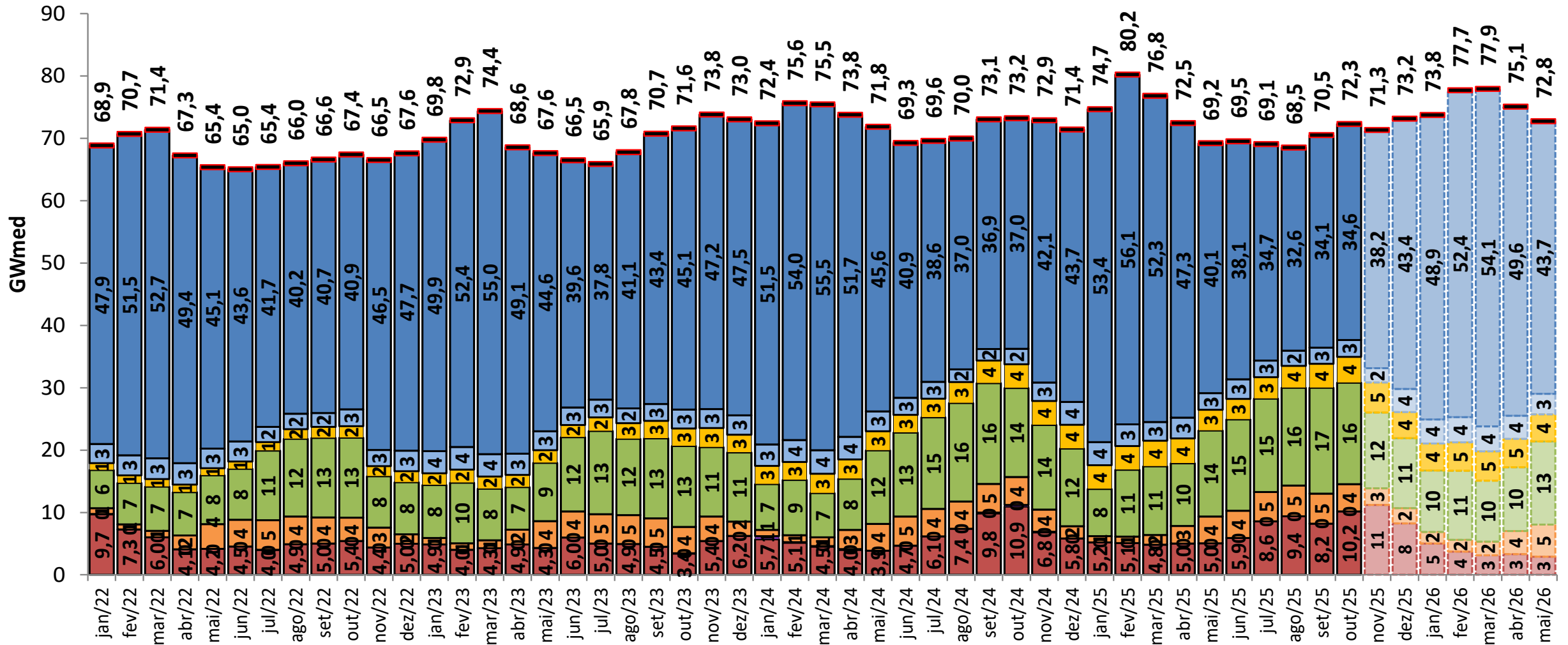


GT Importação Biomassa Eólica Fotovoltaica PCH GH Consumo Consumo proj



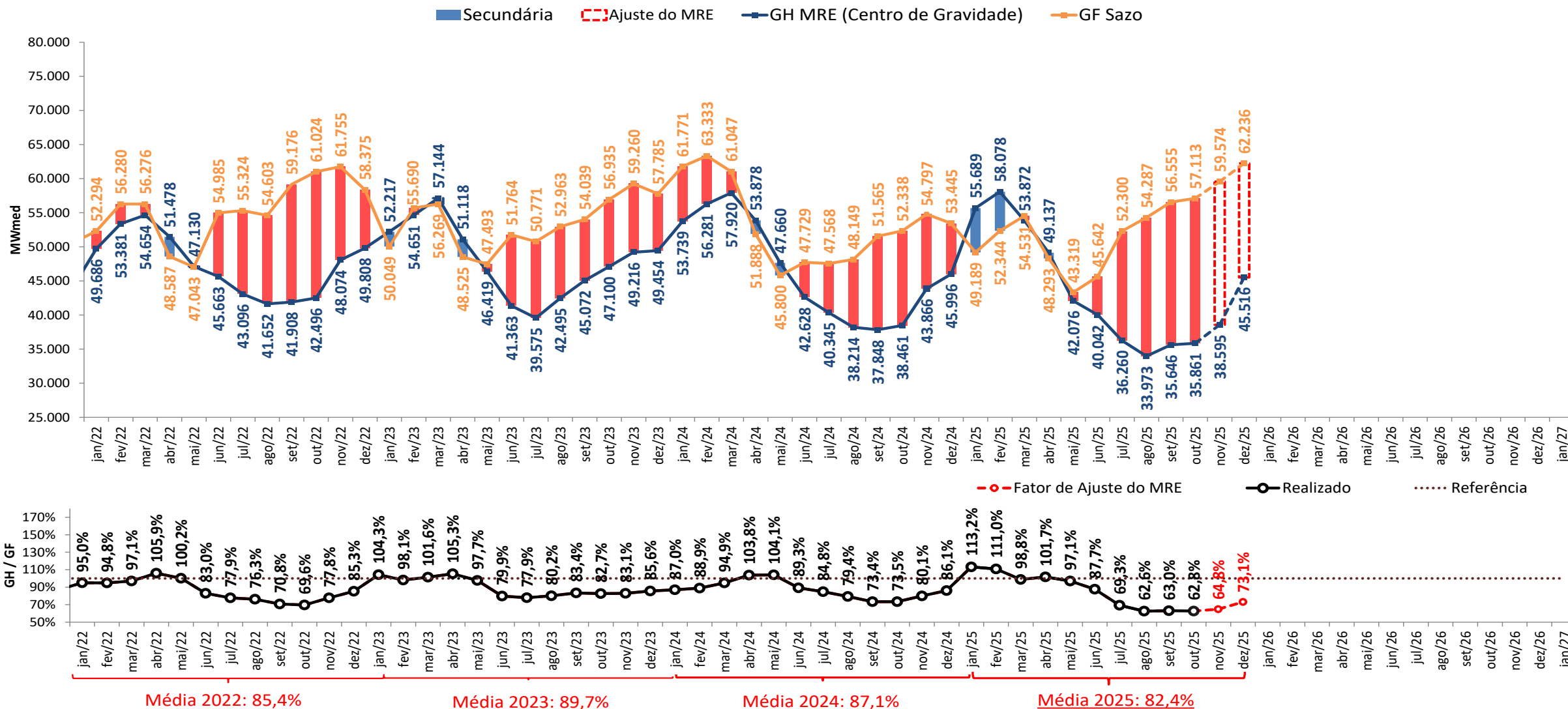


GT Importação Biomassa Eólica Fotovoltaica PCH GH Consumo Consumo proj



projeção do MRE

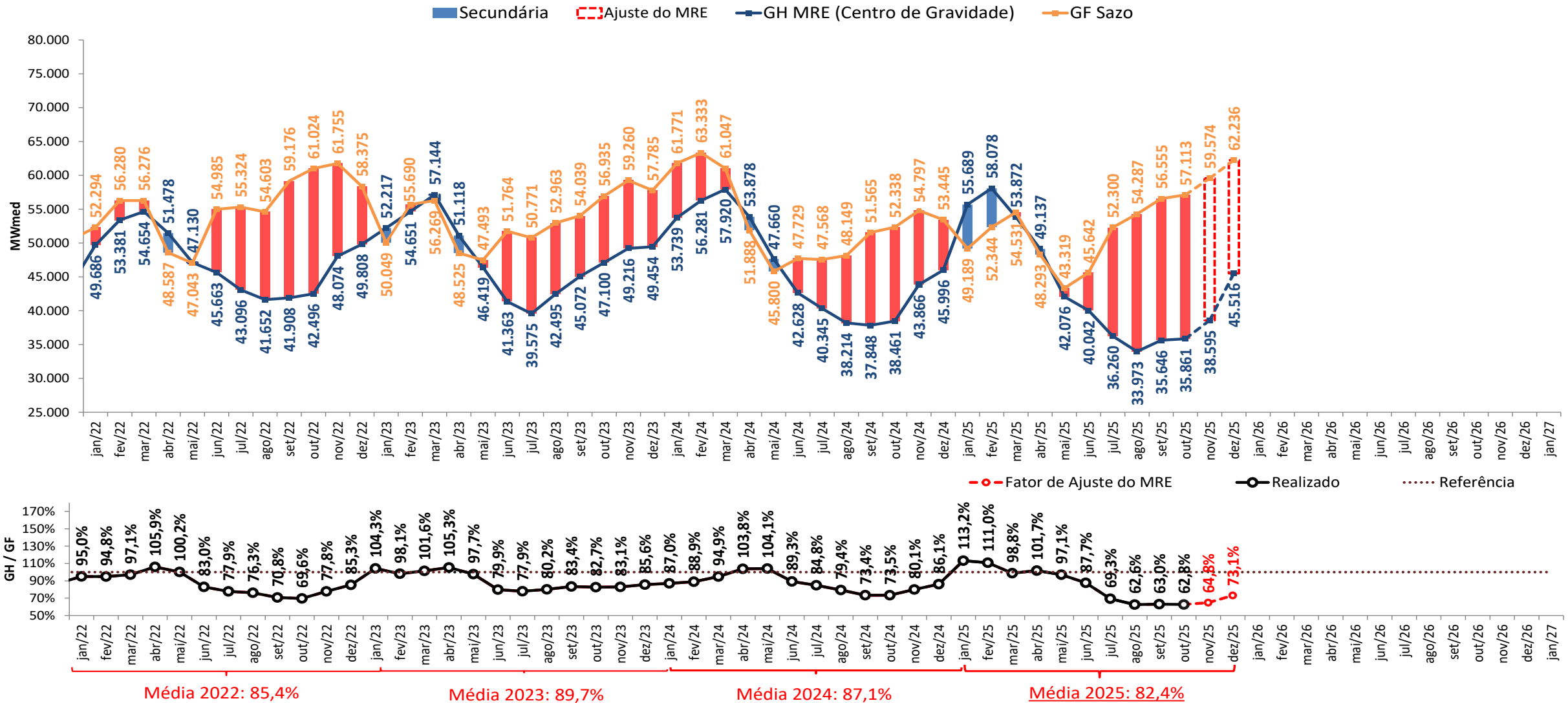
proj. PLD RNA



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção do MRE

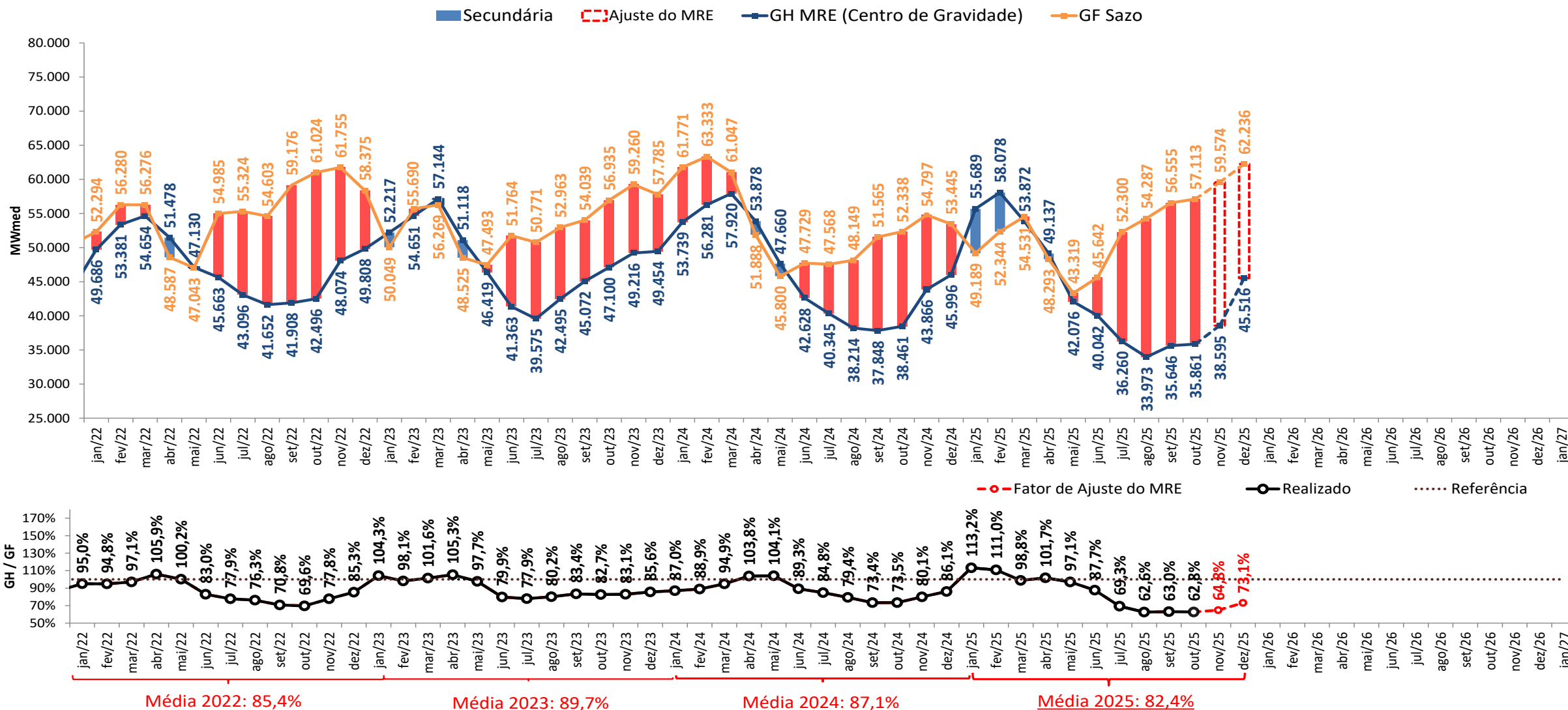
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção do MRE

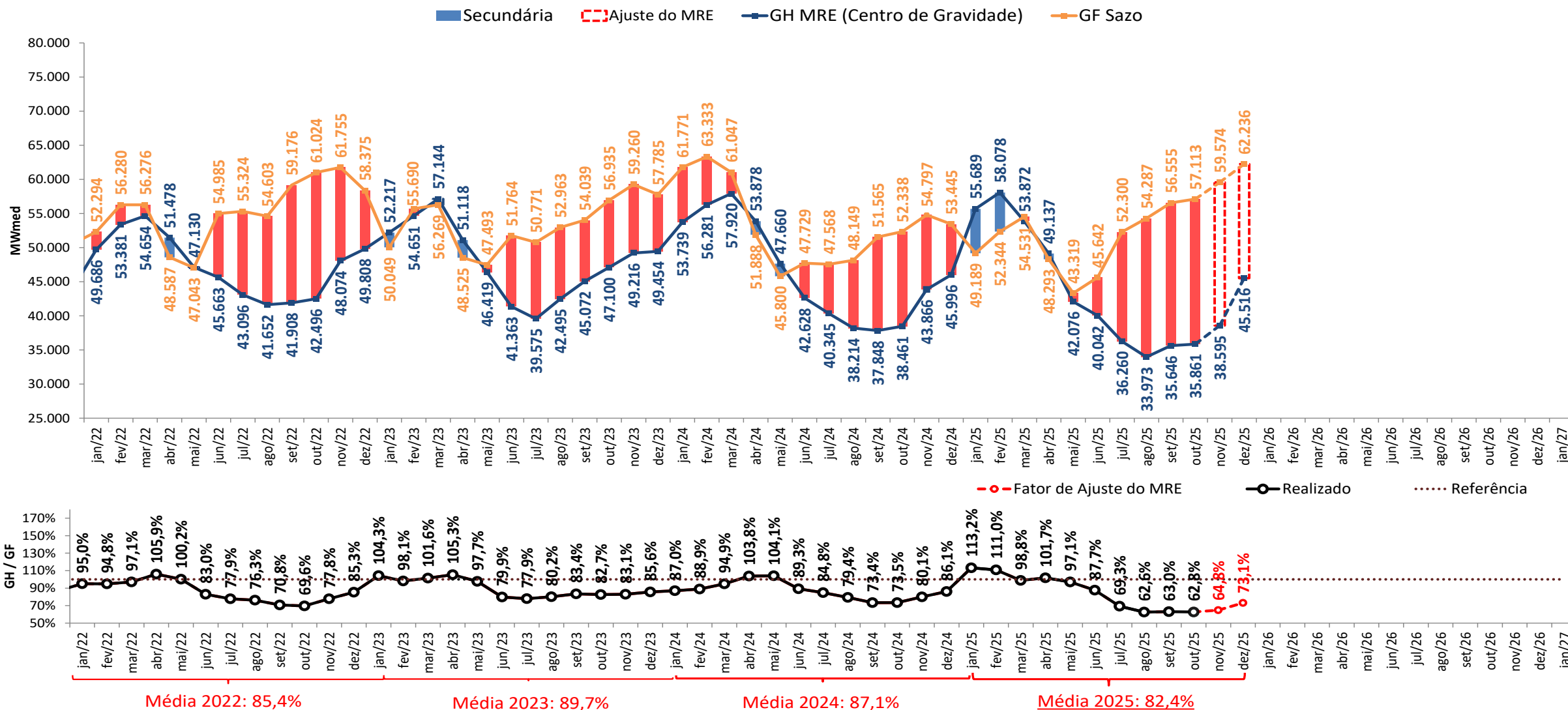
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção do MRE

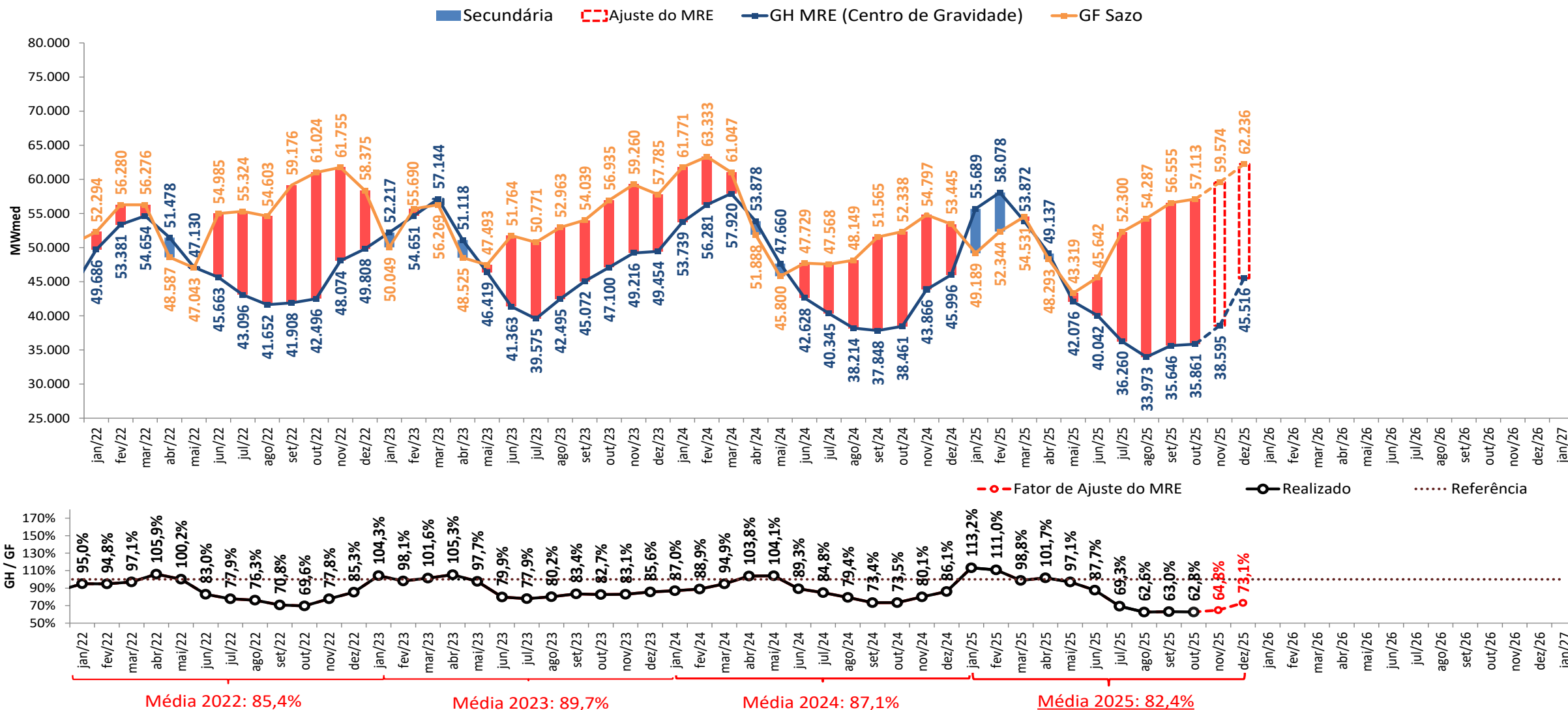
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção do MRE

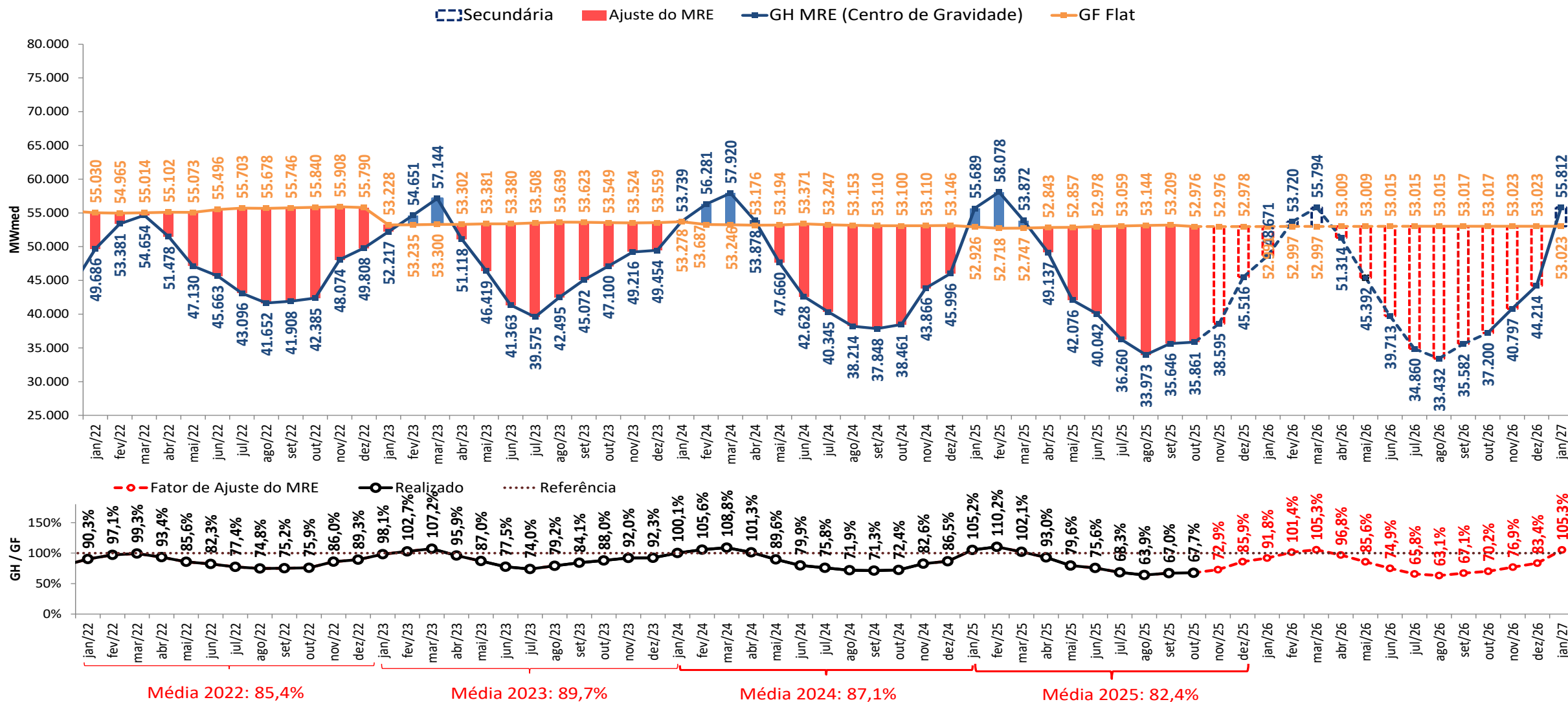
sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

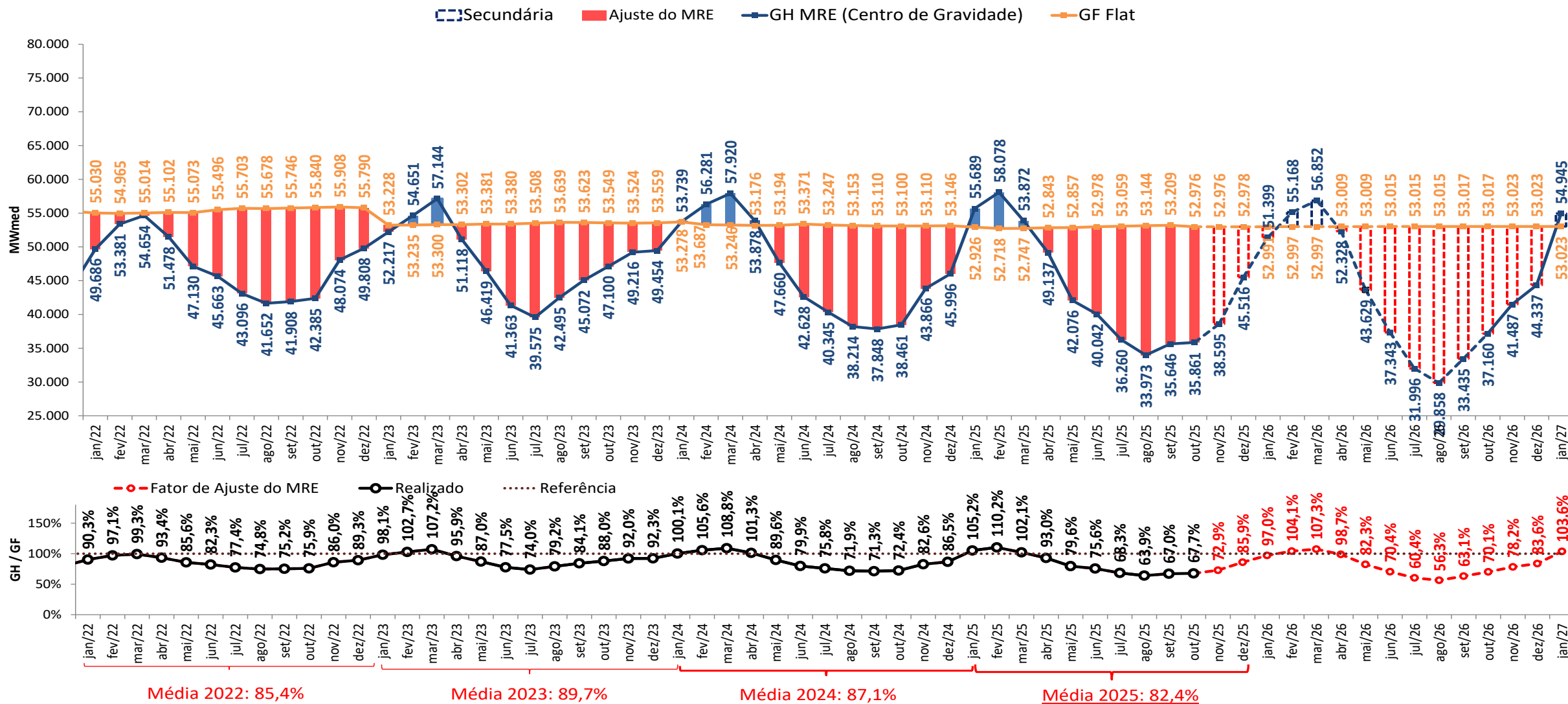
proj. PLD RNA



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

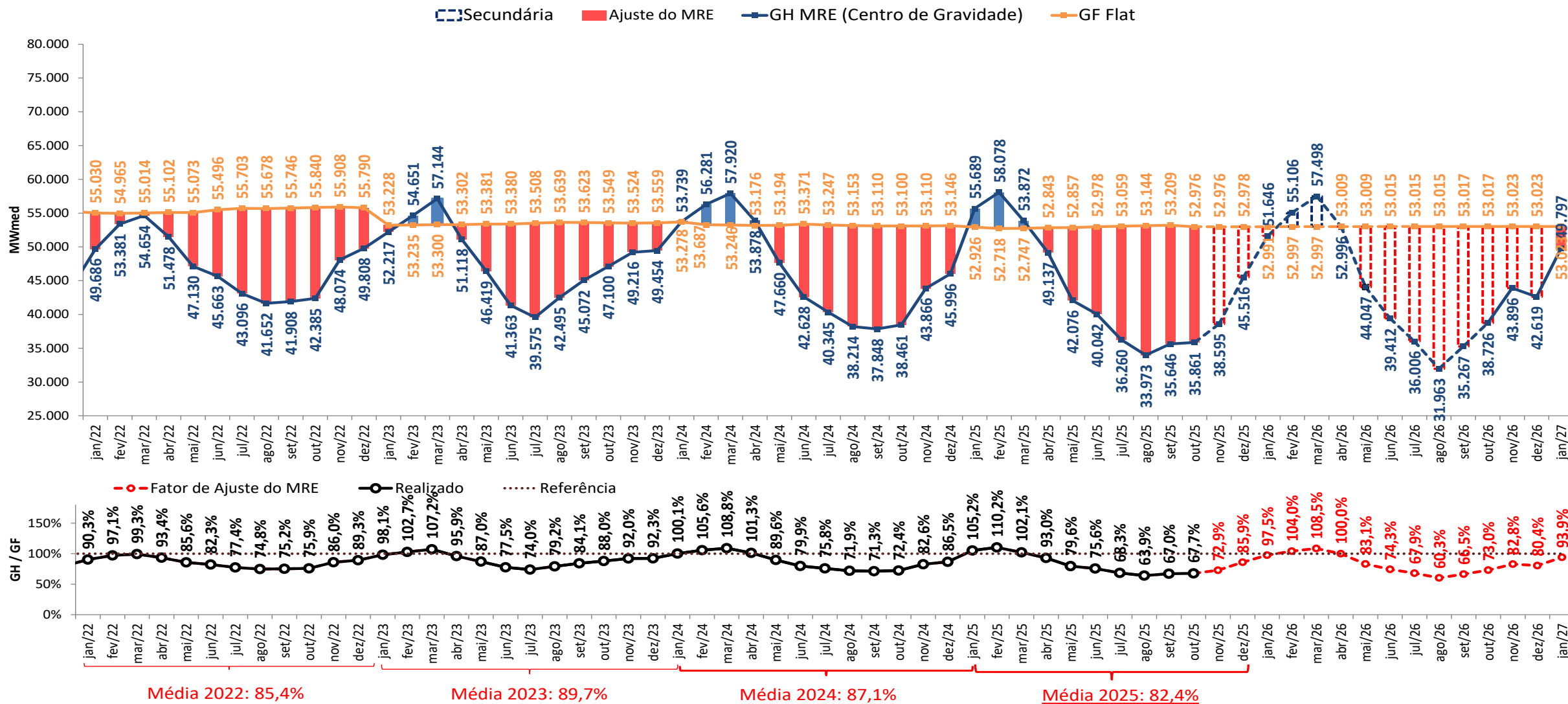
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

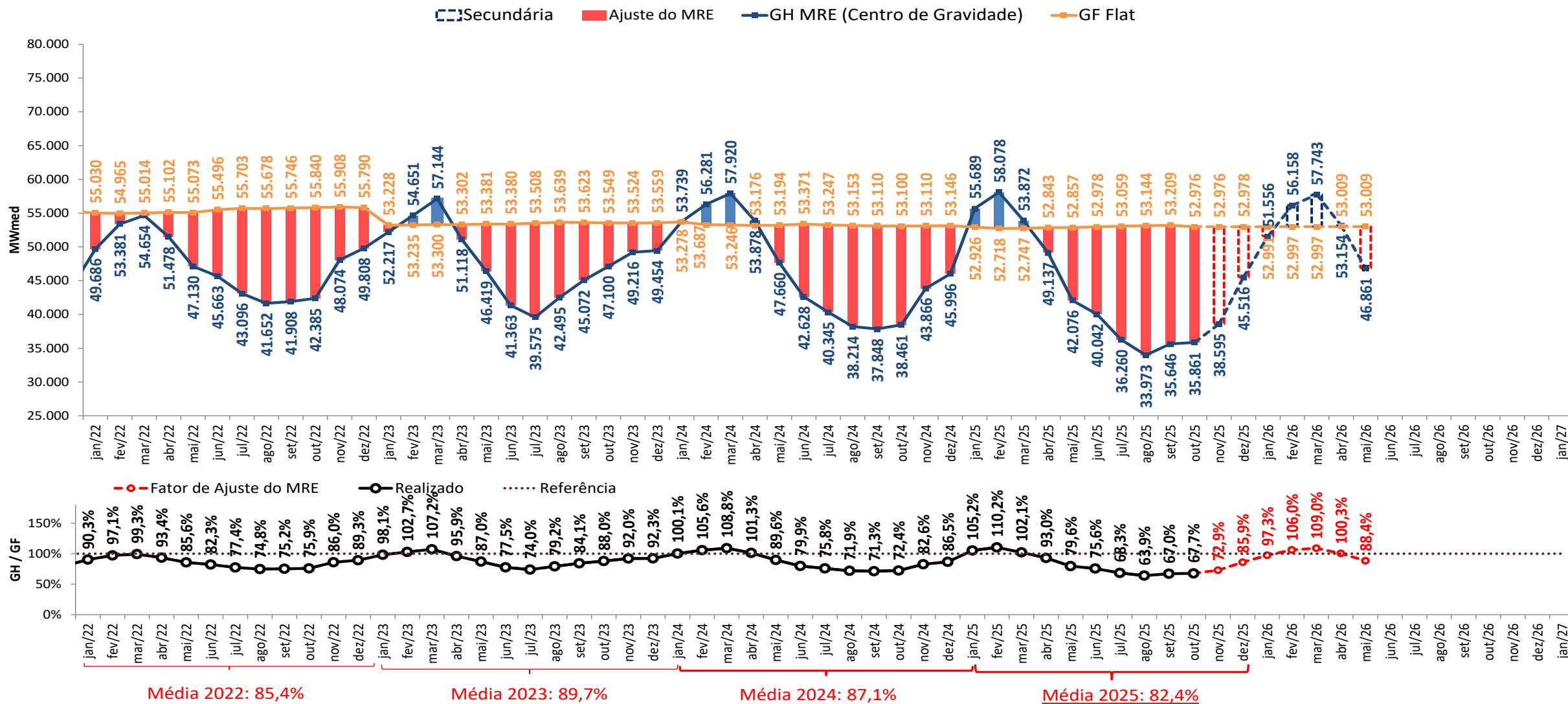
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

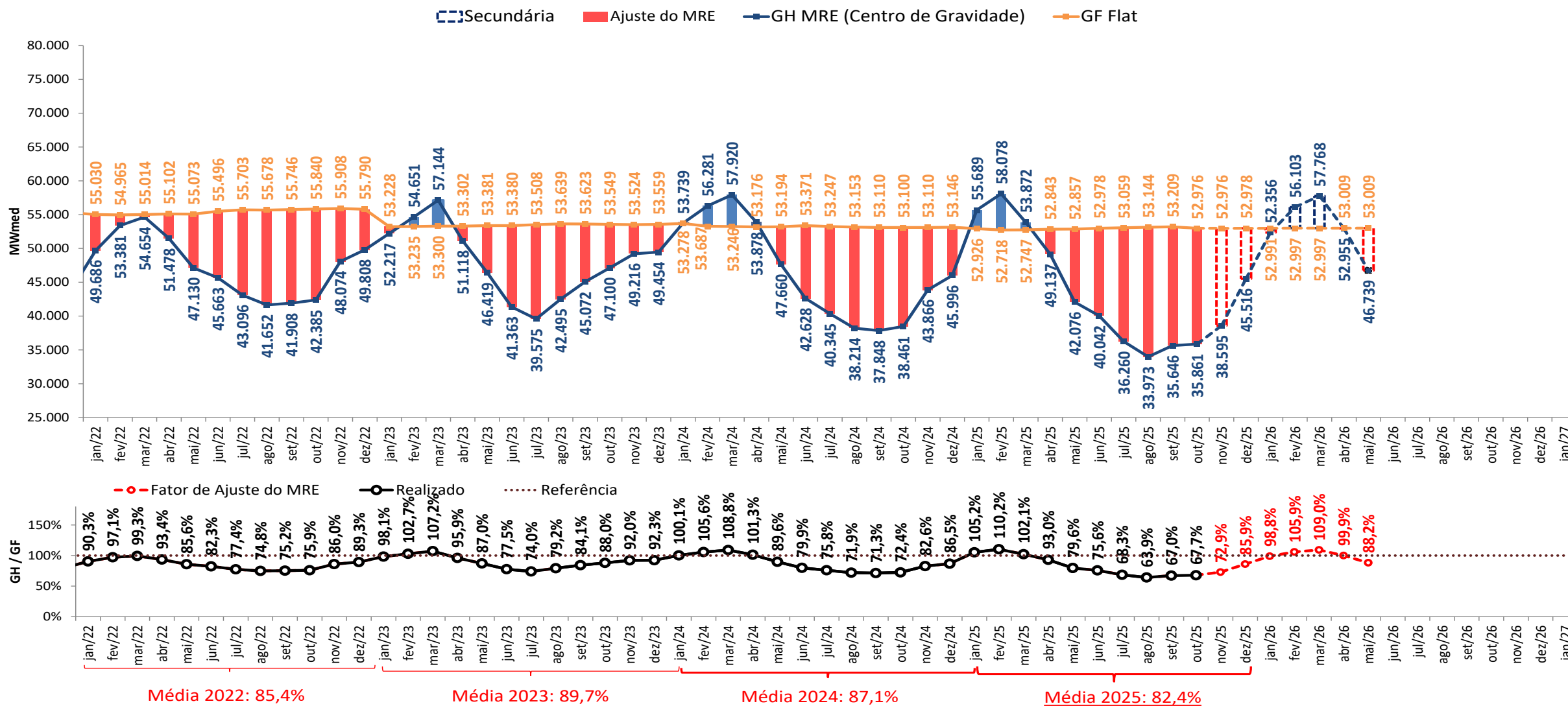
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



- A estimativa de GSF para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

GF Sazo - perdas (≈4,312%) (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Sudeste	28 887	30 648	31 860	28 154	25 263	26 529	30 514	31 730	33 023	33 392	34 838	36 411
Sul	7 318	7 846	8 291	7 251	6 555	6 793	7 484	7 913	8 236	8 296	8 616	8 907
Nordeste	4 406	4 688	4 884	4 327	3 880	4 082	4 680	4 868	5 072	5 122	5 342	5 579
Norte	8 578	9 163	9 495	8 561	7 622	8 238	9 621	9 776	10 225	10 303	10 778	11 339
SIN	49 189	52 344	54 531	48 293	43 319	45 642	52 300	54 287	56 555	57 113	59 574	62 236

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
------------------------------	------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Perfil MRE	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
SIN	93%	99%	103%	91%	82%	86%	99%	102%	106%	108%	112%	117%

Expansão UHEs - perdas (≈4,312%) (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
SIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Expansão PCH part. MRE e perdas (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
SIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

GF Sazo Total (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Sudeste	28 887	30 648	31 860	28 154	25 263	26 529	30 514	31 730	33 023	33 392	34 838	36 411
Sul	7 318	7 846	8 291	7 251	6 555	6 793	7 484	7 913	8 236	8 296	8 616	8 907
Nordeste	4 406	4 688	4 884	4 327	3 880	4 082	4 680	4 868	5 072	5 122	5 342	5 579
Norte	8 578	9 163	9 495	8 561	7 622	8 238	9 621	9 776	10 225	10 303	10 778	11 339
SIN	49 189	52 344	54 531	48 293	43 319	45 642	52 300	54 287	56 555	57 113	59 574	62 236

GF FLAT Proj.PLD - perdas (≈4,312%) (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Sudeste	31 082	30 866	30 818	30 807	30 826	30 793	30 957	31 062	31 069	30 974	30 980	30 995
Sul	7 874	7 902	8 020	7 934	7 998	7 885	7 593	7 746	7 748	7 695	7 662	7 582
Nordeste	4 740	4 722	4 724	4 735	4 734	4 738	4 748	4 766	4 772	4 751	4 750	4 749
Norte	9 230	9 228	9 185	9 367	9 300	9 562	9 761	9 570	9 620	9 557	9 584	9 652
SIN	52 926	52 718	52 747	52 843	52 857	52 978	53 059	53 144	53 209	52 976	52 976	52 978

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
------------------------------	------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Expansão - perdas (≈4,312%) (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
SIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

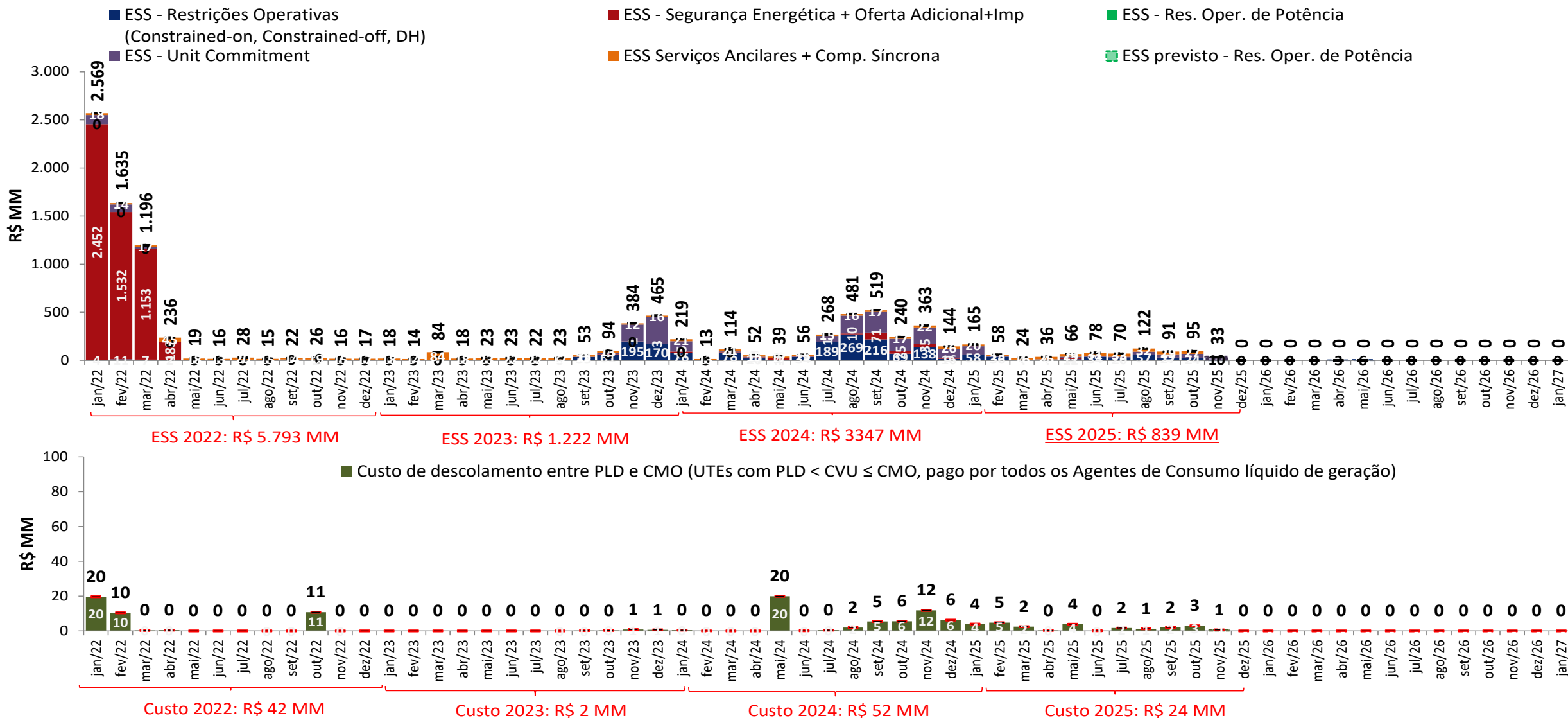
Expansão PCH part. MRE e perdas (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
SIN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

GF FLAT Total (MWmédio)	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Sudeste	31 082	30 866	30 818	30 807	30 826	30 793	30 957	31 062	31 069	30 974	30 980	30 995
Sul	7 874	7 902	8 020	7 934	7 998	7 885	7 593	7 746	7 748	7 695	7 662	7 582
Nordeste	4 740	4 722	4 724	4 735	4 734	4 738	4 748	4 766	4 772	4 751	4 750	4 749
Norte	9 230	9 228	9 185	9 367	9 300	9 562	9 761	9 570	9 620	9 557	9 584	9 652
SIN	52 926	52 718	52 747	52 843	52 857	52 978	53 059	53 144	53 209	52 976	52 976	52 978

- De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 684 de 11 de dezembro de 2015, o montante do risco hidrológico a ser transferido aos consumidores utiliza como base a quantidade mensal de garantia física sazonalizada de forma uniforme (“flat”).
 - Estimativa de perdas globais considera o histórico dos últimos 12 meses

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

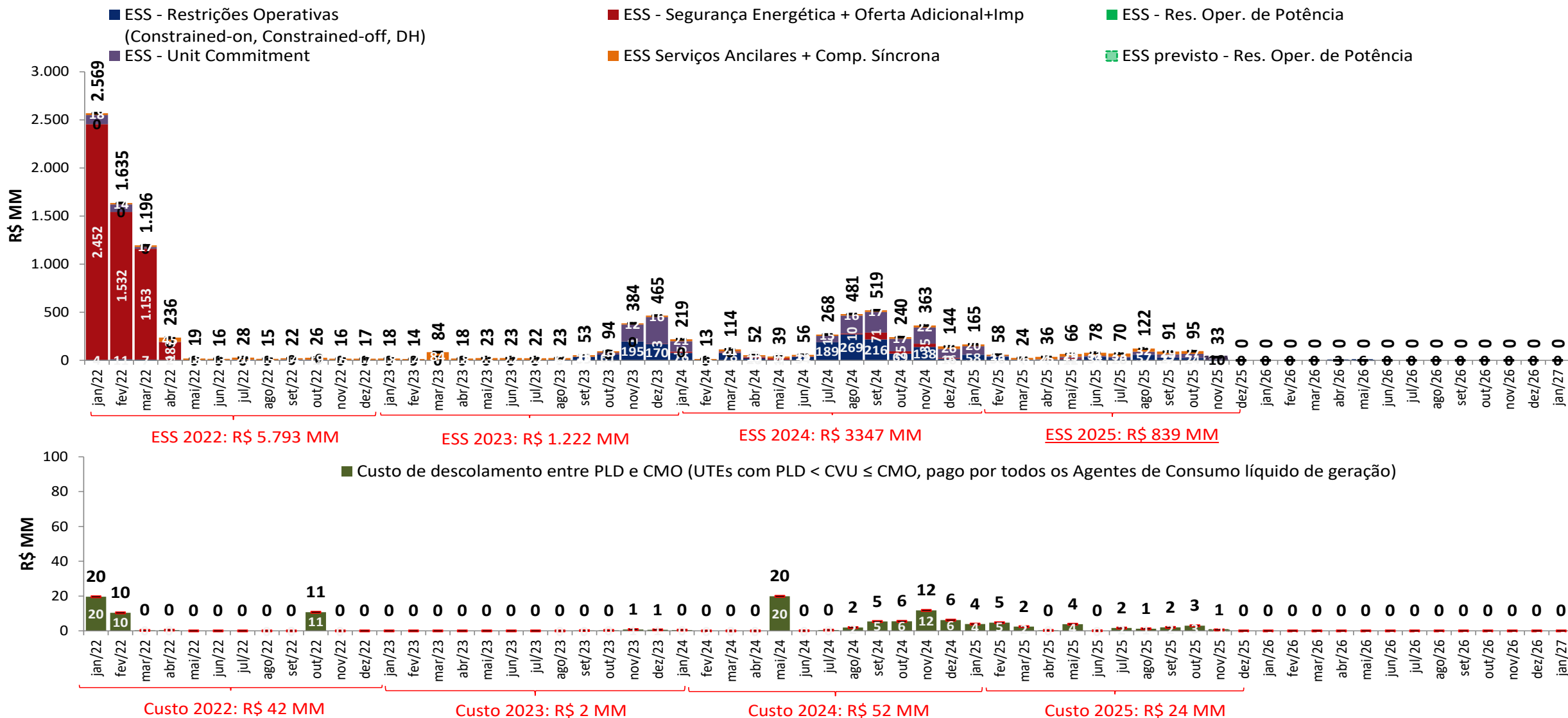
projeção do PLD



- A estimativa de ESS para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

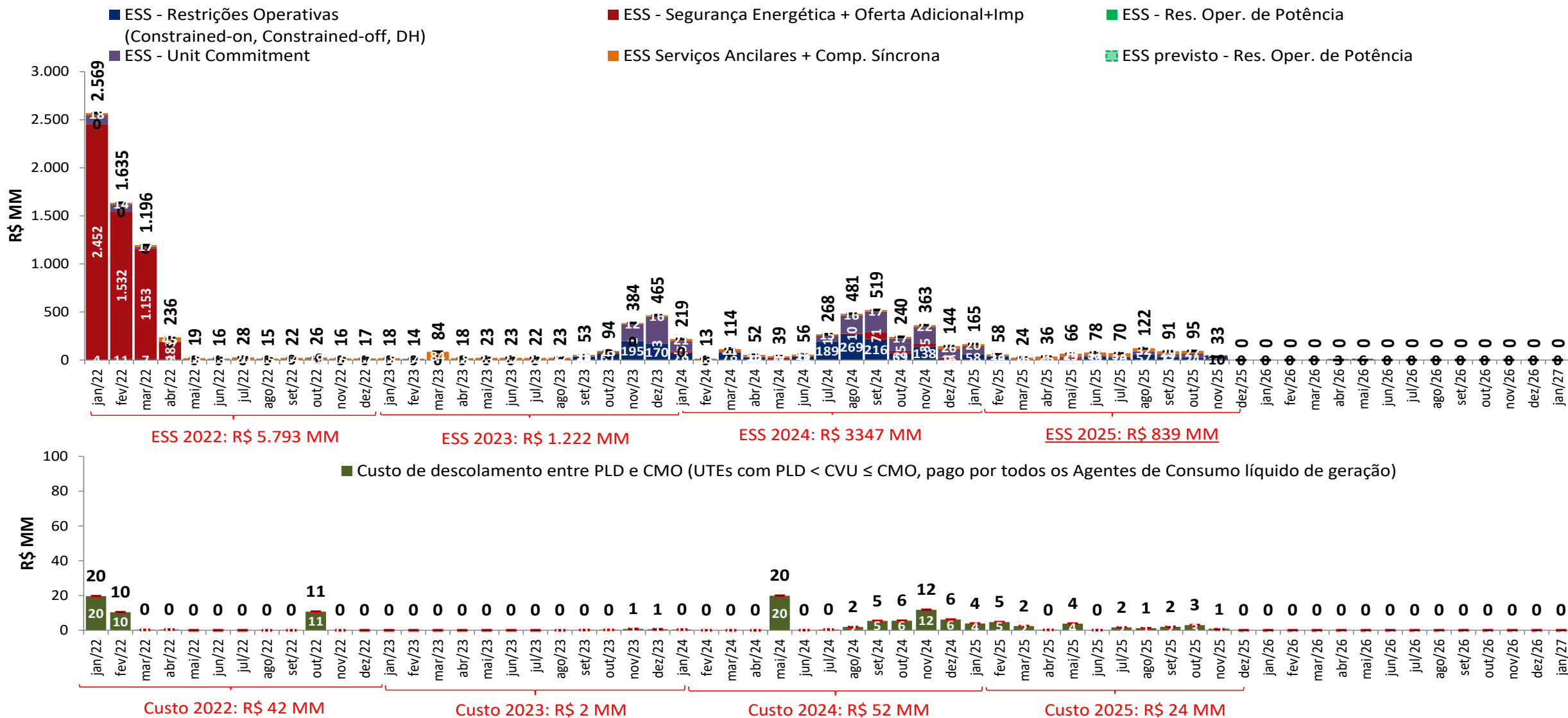
projeção do PLD



- A estimativa de ESS para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

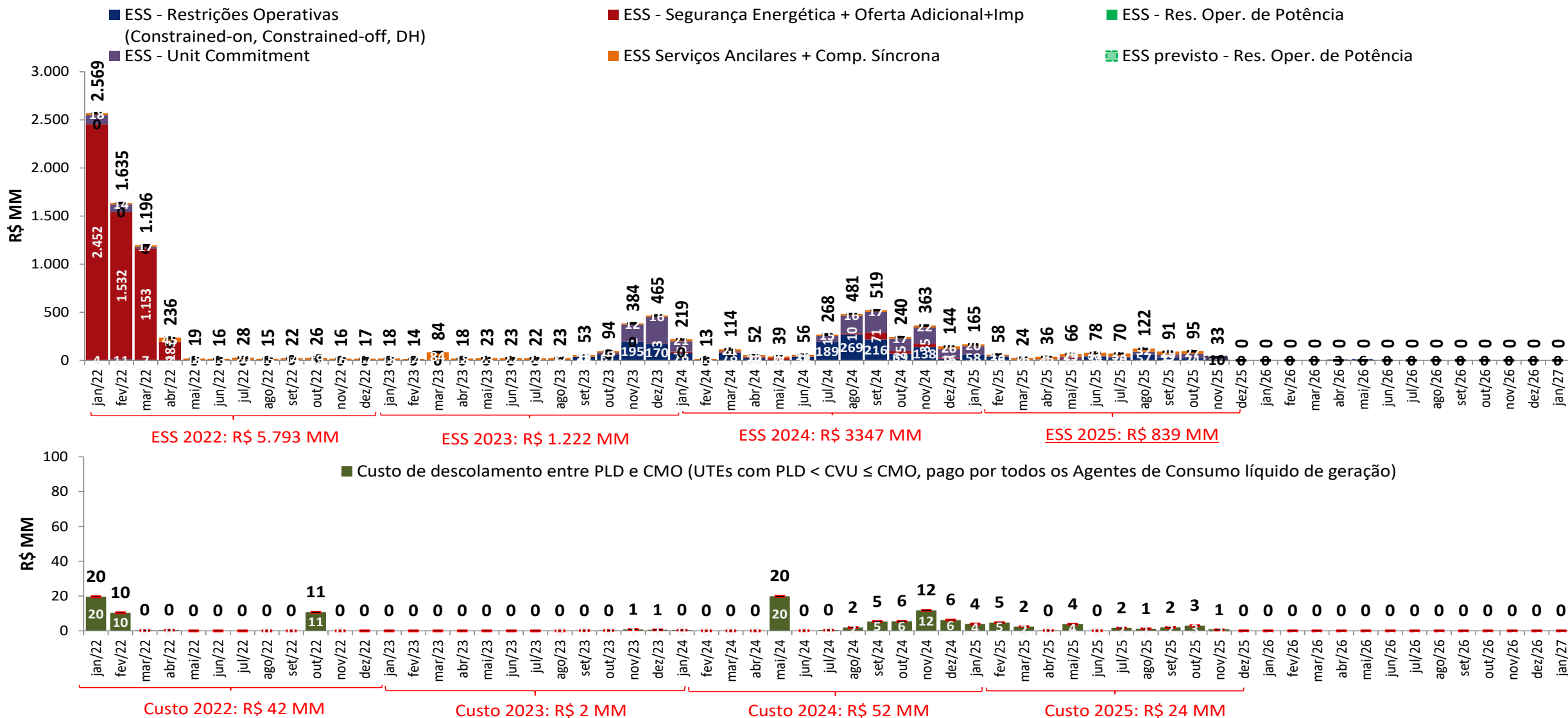
projeção do PLD



- A estimativa de ESS para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

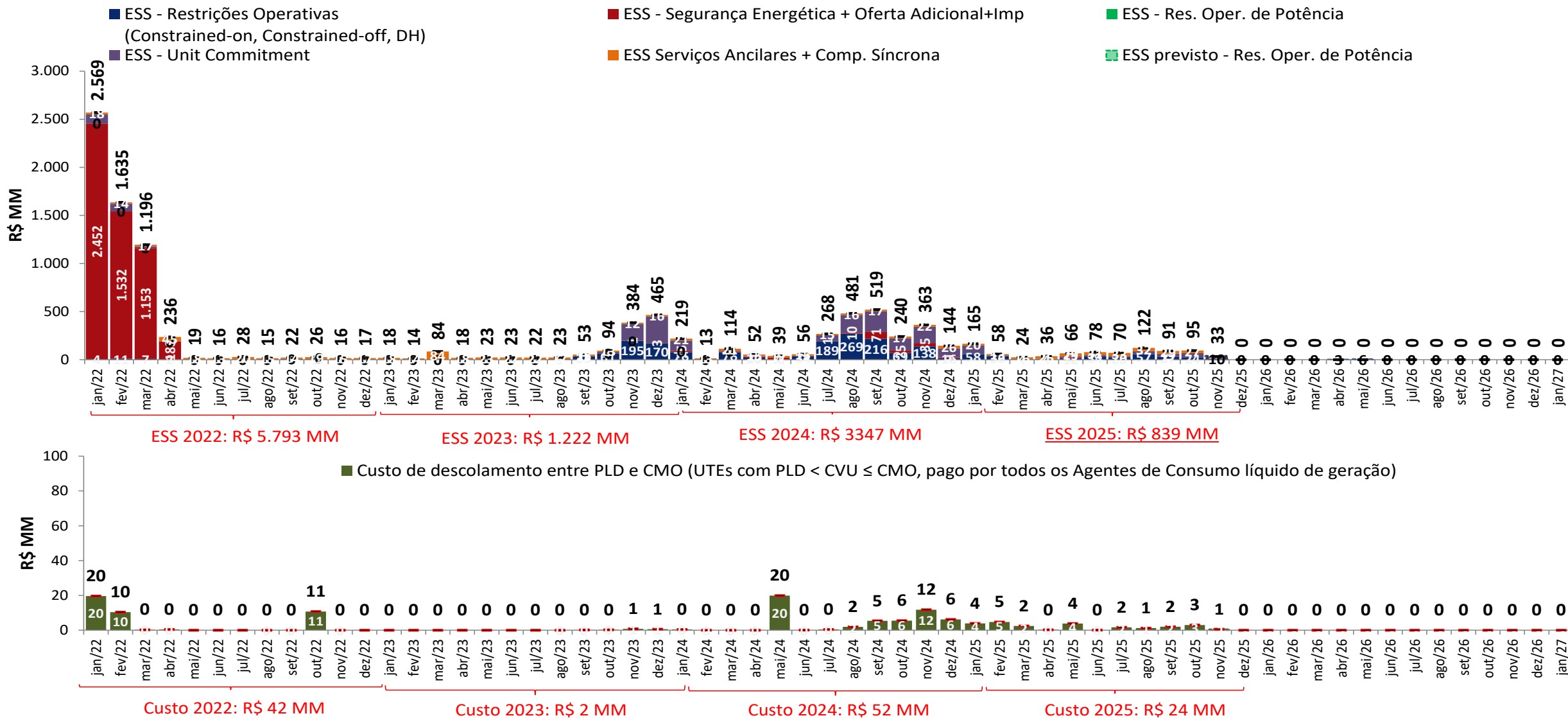
projeção do PLD



- A estimativa de ESS para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

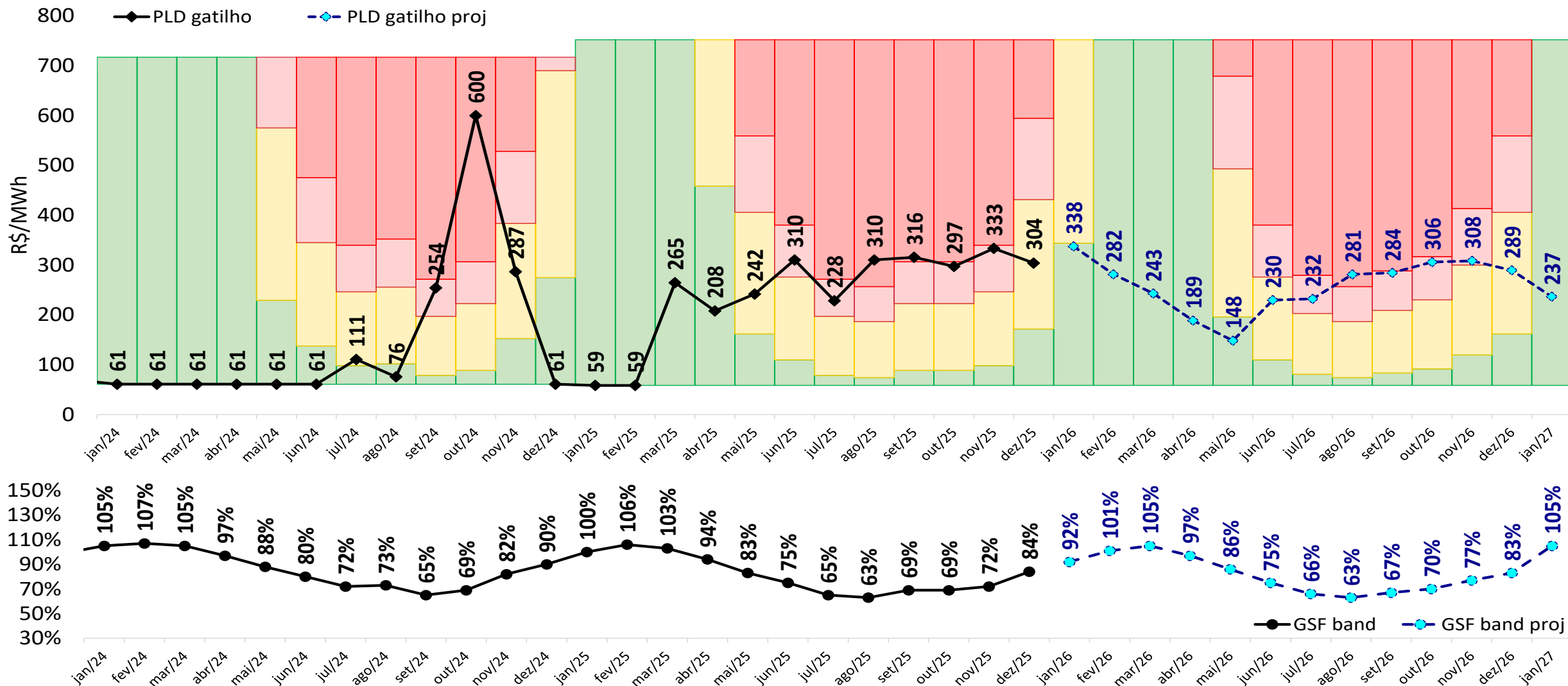
projeção do PLD



- A estimativa de ESS para novembro e dezembro de 2025 apresentada foi elaborada no dia 28/11/2025 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

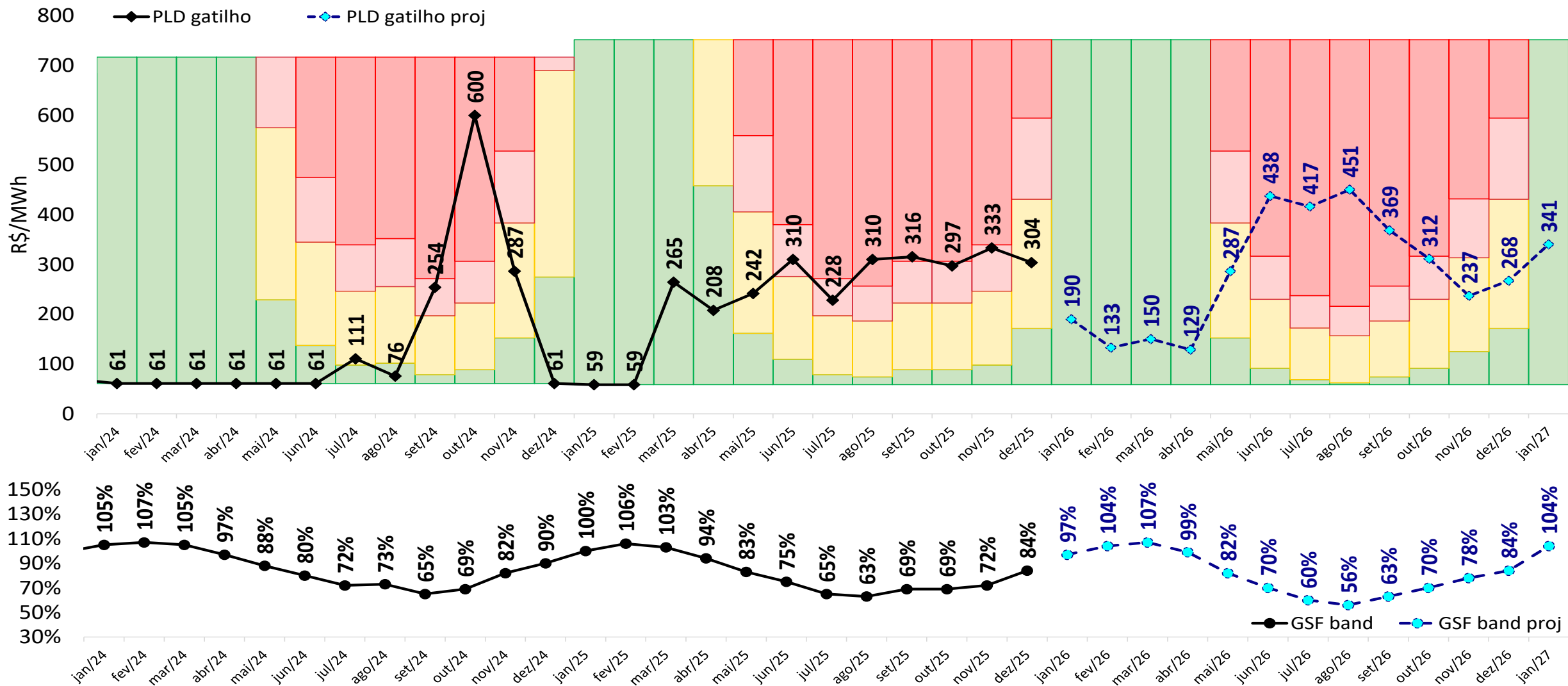
projeção da bandeira tarifária

projeção do PLD



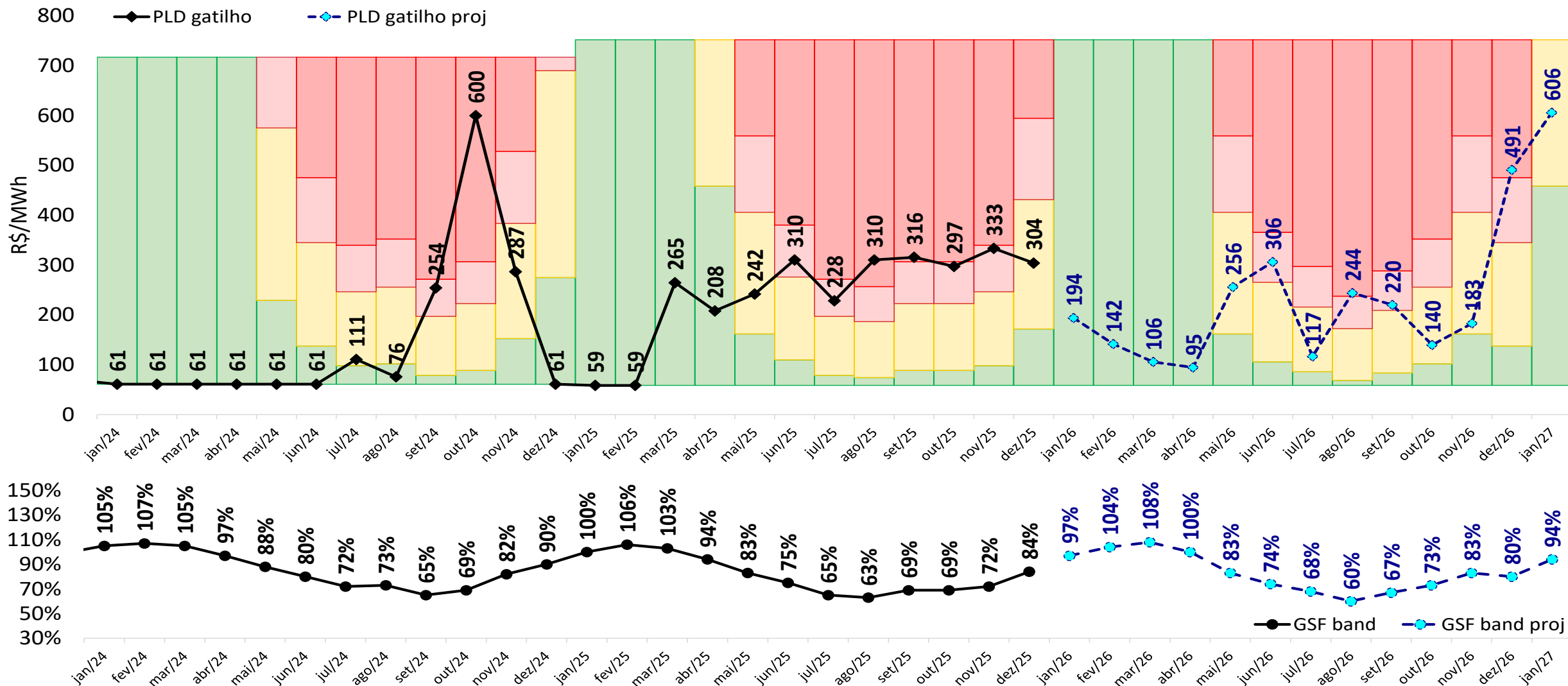
projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP 2017

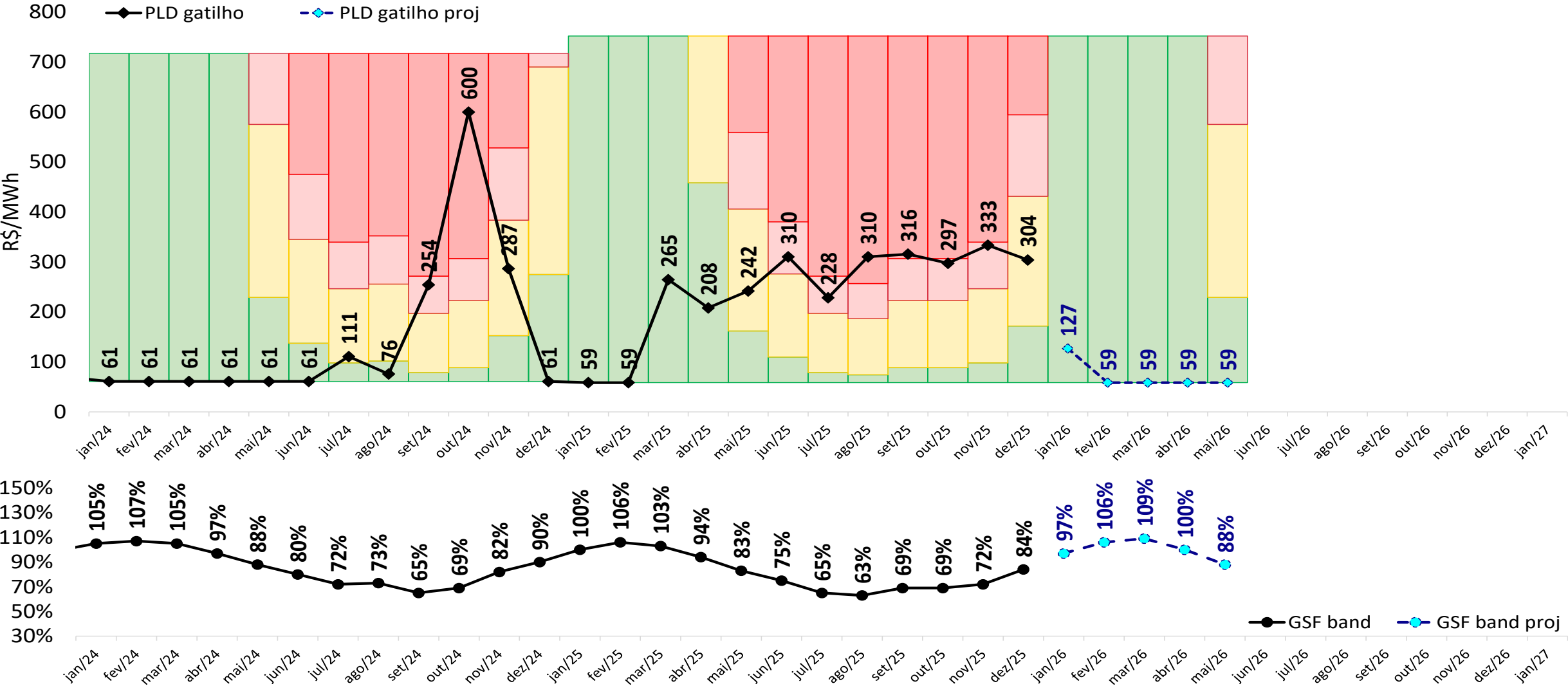


projeção da bandeira tarifária

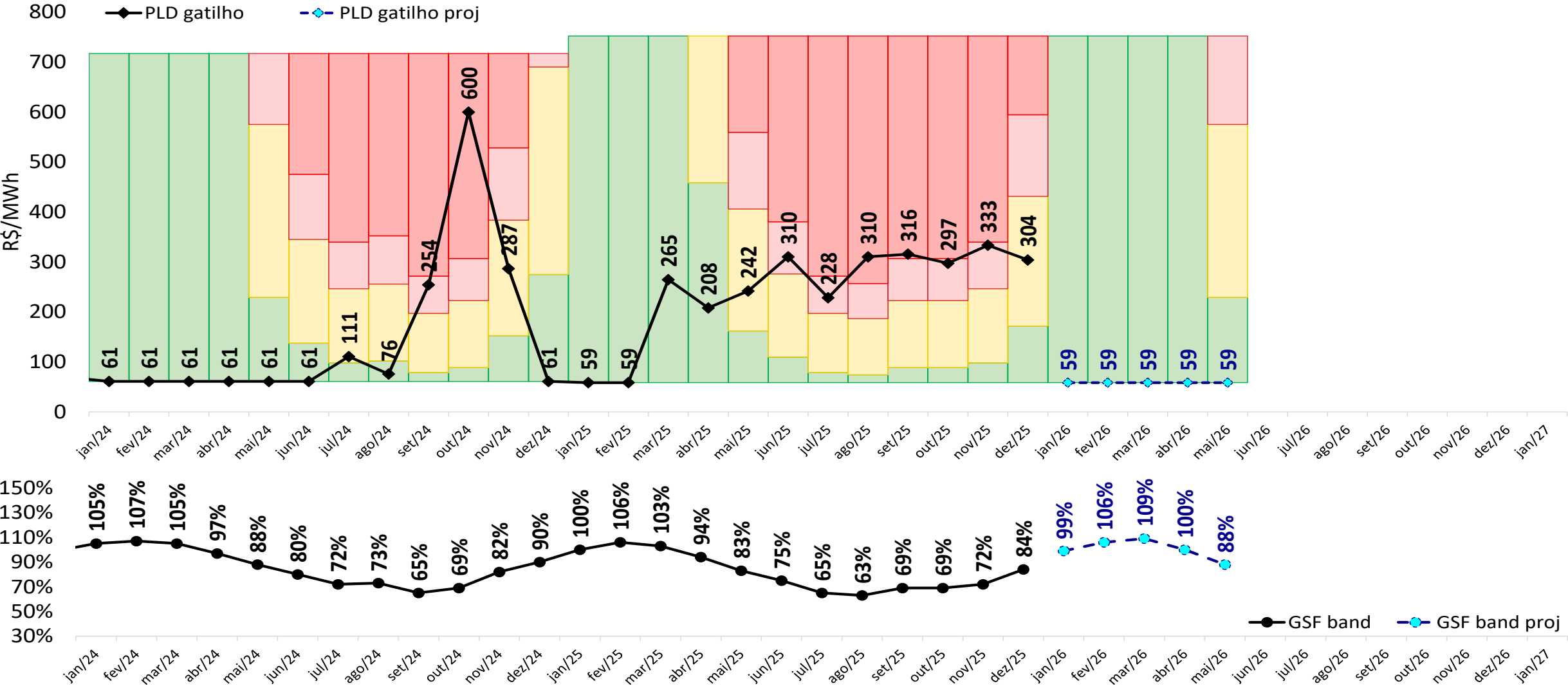
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP 2022



projeção da bandeira tarifária
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP CFS VE



projeção da bandeira tarifária
sensibilidade 4: proj. PLD SMAP CFS LI



PROJEÇÃO DO PLD

Disponibilização dos decks

- desde março de 2015, por um prazo de 2 anos, ficam disponíveis no site da CCEE os dados de entrada e as saídas dos modelos Newave e Decomp utilizados para os estudos de projeção do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD;
- os arquivos serão disponibilizados na biblioteca virtual do site da CCEE e poderão ser acessados pelo caminho:
 - home > preços > painel de preços > projeção do PLD



relação dos meses de estudo e pastas com os arquivos de entrada dos modelos:

mês de estudo	Newave	Decomp - operação	Decomp - preço
dez/25	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_0	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_0	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_0
jan/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_1	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_1	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_1
fev/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_2	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_2	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_2
mar/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_3	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_3	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_3
abr/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_4	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_4	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_4
mai/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_5	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_5	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_5
jun/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_6	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_6	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_6
jul/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_7	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_7	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_7
ago/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_8	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_8	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_8
set/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_9	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_9	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_9
out/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_10	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_10	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_10
nov/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_11	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_11	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_11
dez/26	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_12	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_12	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_12
jan/27	12_dez25_RV0_logENA_Mer_n_m_13	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_oper_m_13	12_dez25_RV0_logENA_Mer_d_preco_m_13

nomenclatura adotada:

- “12_dez25_RV0”: Nome do estudo – RV0 de dezembro de 2025;
- “logENA”: Projeção de ENA a partir do log da ENA por REE;
- “Mer”: Despacho térmico por Ordem de Mérito;
- “n”: Newave;
- “d_oper”: Decomp de operação;
- “d_preco”: Decomp de preço.