

encontro

ccee

pld

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos

19/12/2024

- Os agentes que acompanham o Encontro do PLD por meio da transmissão ao vivo poderão encaminhar suas dúvidas através do chat do Teams Webinar para realização de perguntas nesta plataforma ou pelo e-mail: *preco@ccee.org.br*
- 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**)

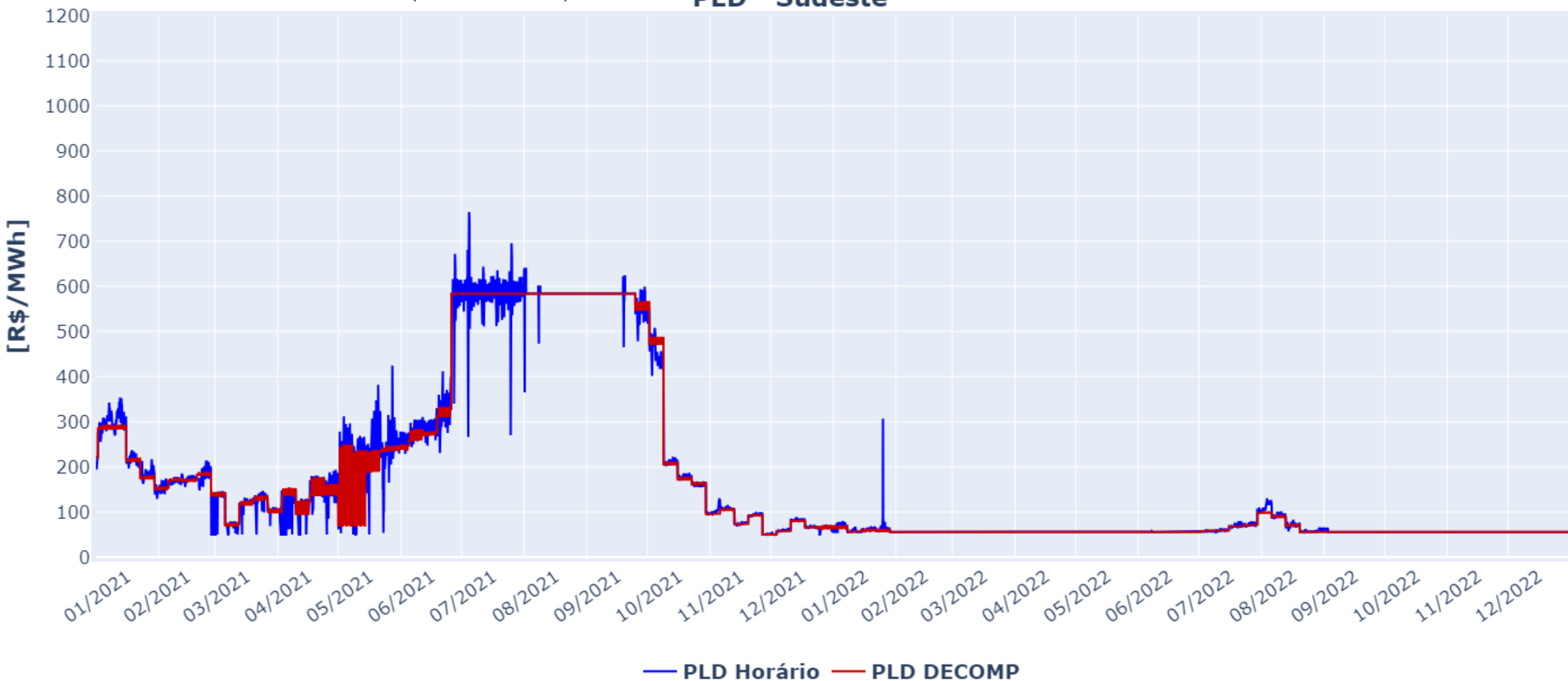
- Fazer um balanço da adoção do PLD horário (modelo DESSEM) e benefícios associados
- Compartilhar um levantamento do conjunto de possíveis aprimoramentos do processo de cálculo do PLD, envolvendo dados de entrada e o próprio modelo DESSEM
- Apresentar as avaliações de impacto (Sombra) dos recentes aprimoramentos (NEWAVE Híbrido, CVU Estrutural, WEOL mensal e nova projeção da Carga - PLAN 2025-2029)
- Tratar da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados da cadeia de programas (Resolução ANEEL nº 1.032/2022):
 - apresentação das principais modificações nos arquivos de entrada dos modelos de formação de preço;
 - análise dos principais fatores que influenciam na formação do PLD; e
 - validação, pelos agentes, da adequabilidade dos dados, procedimentos e resultados.
- 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 (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

histórico do PLD horário (2021-2022)

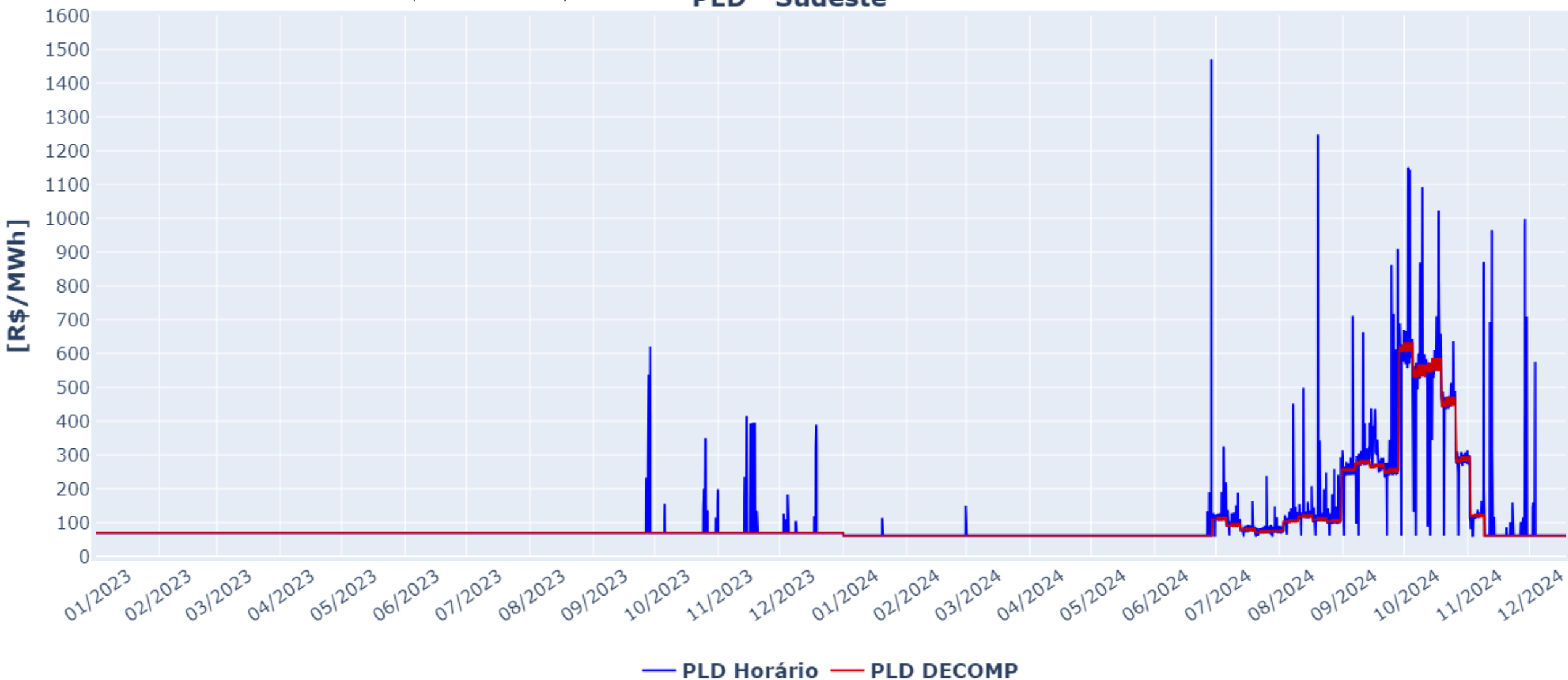
PLD - Sudeste



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	

histórico do PLD horário (2023-2024)

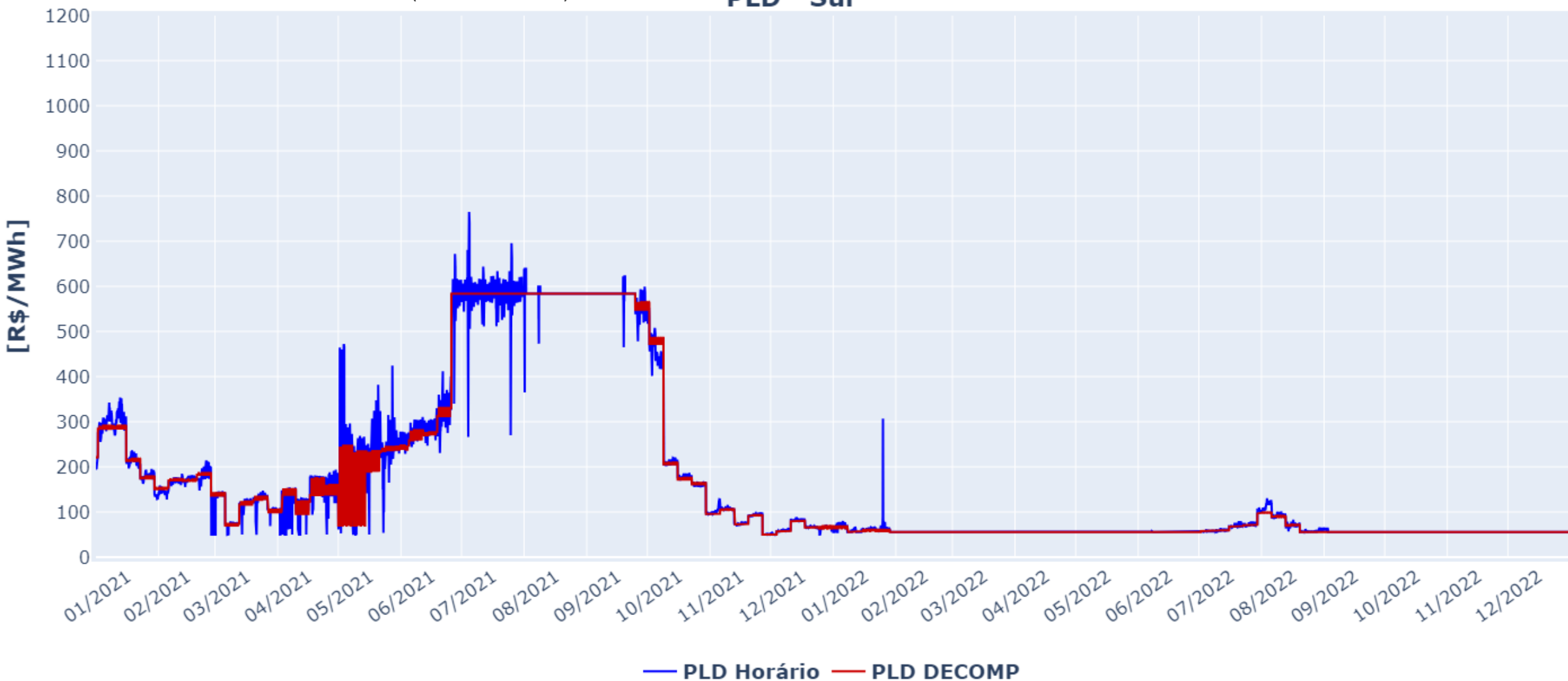
PLD - Sudeste



ANO	MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84
2024	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	69,04
	PLD HORÁRIO	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	66,41	87,07	118,79	307,59	480,78	103,51		
	PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57		

histórico do PLD horário (2021-2022)

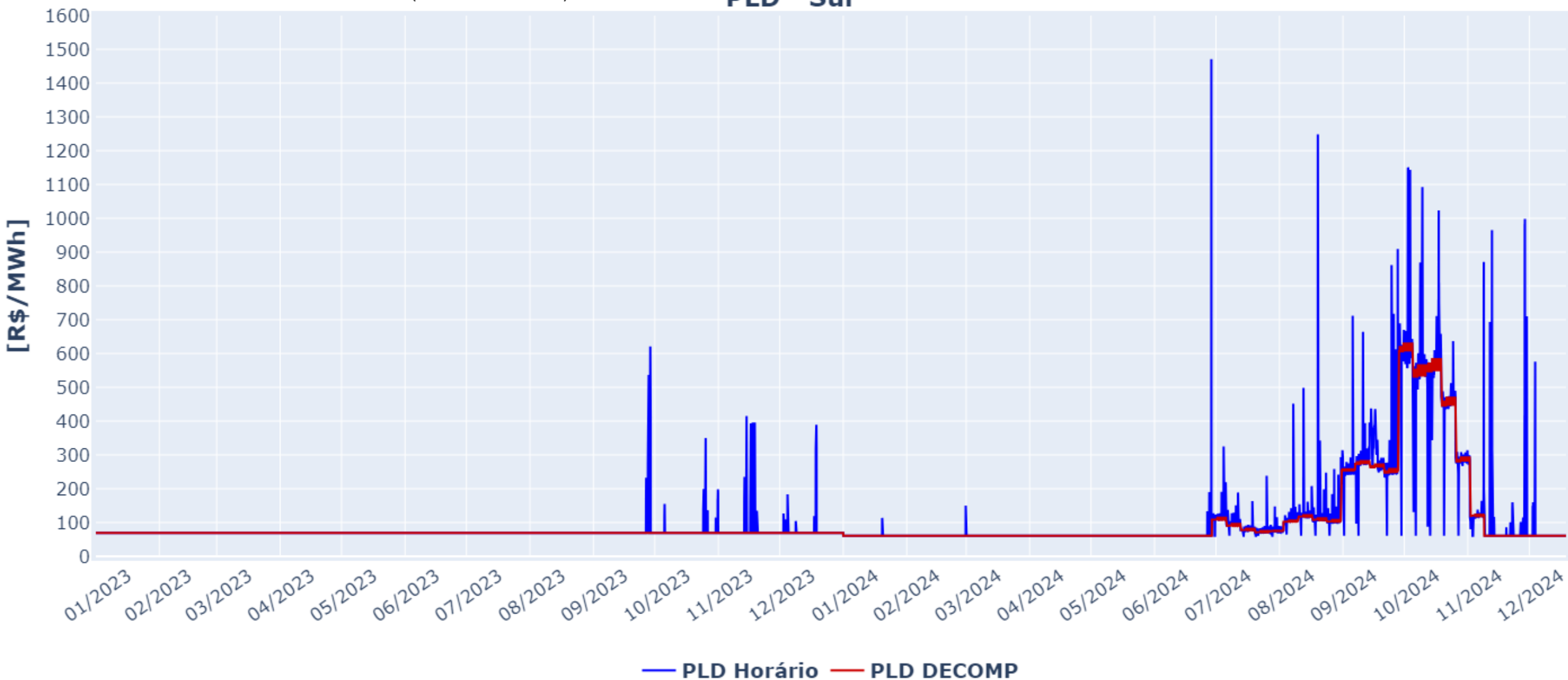
PLD - Sul



ANO \ MÊS		METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
			PLD HORÁRIO	PLD DECOMP	PLD HORÁRIO	PLD DECOMP	PLD HORÁRIO	PLD DECOMP	PLD HORÁRIO	PLD DECOMP	PLD HORÁRIO	PLD DECOMP	PLD HORÁRIO	PLD DECOMP
2021	PLD Médio Mensal [R\$/MWh]	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
	Sul	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 Médio Mensal [R\$/MWh]	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
	Sul	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

histórico do PLD horário (2023-2024)

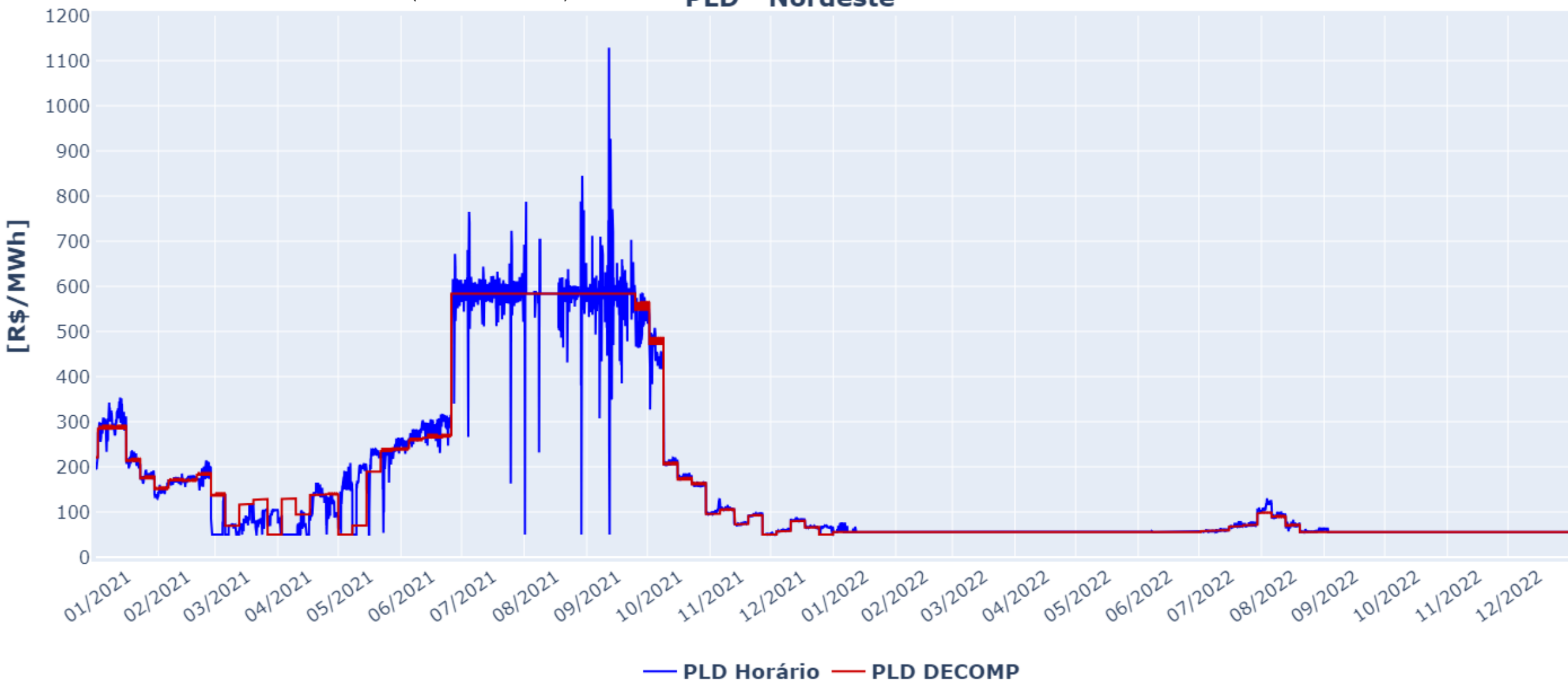
PLD - Sul



ANO	MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84
2024	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	69,04
	PLD HORÁRIO	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	66,40	87,05	118,79	307,78	480,76	103,51		
	PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57		

histórico do PLD horário (2021-2022)

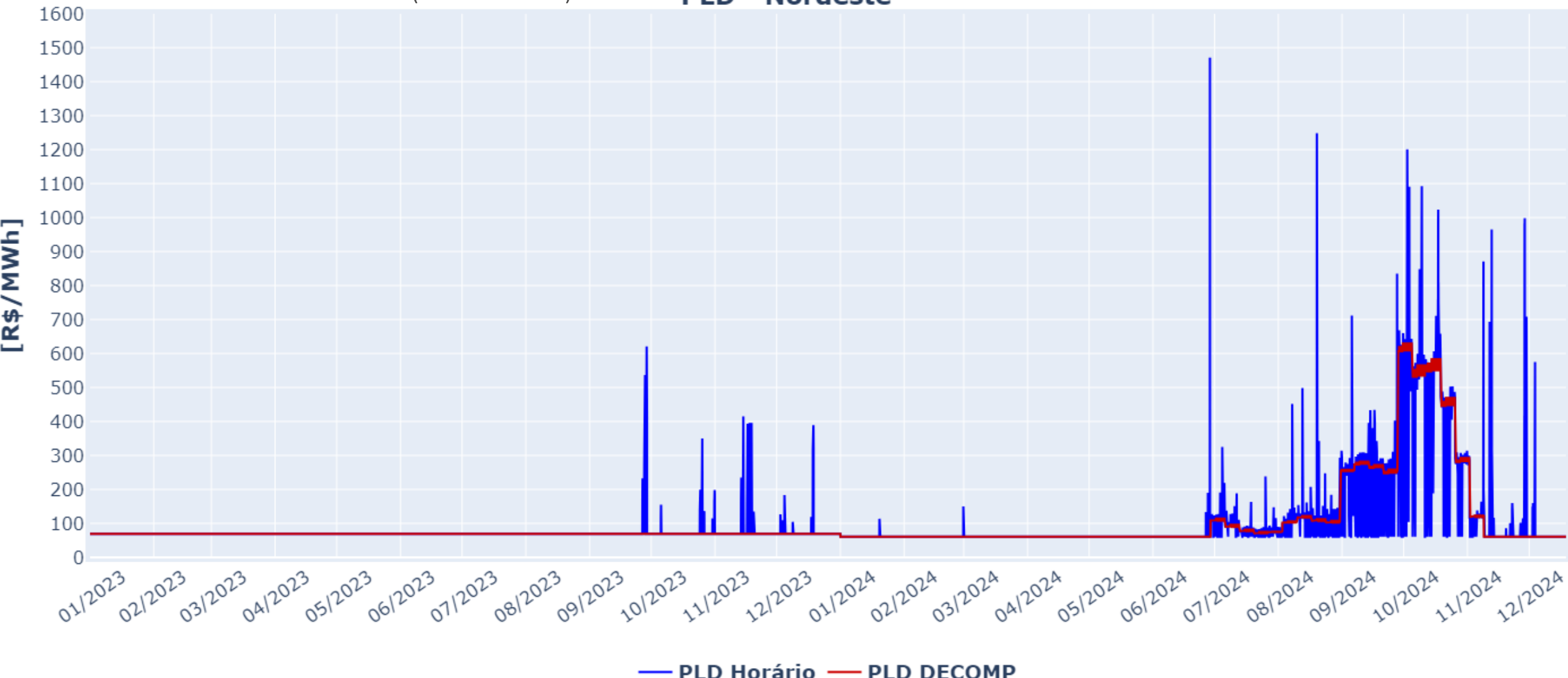
PLD - Nordeste



ANO	MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	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
2022	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	
	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	

histórico do PLD horário (2023-2024)

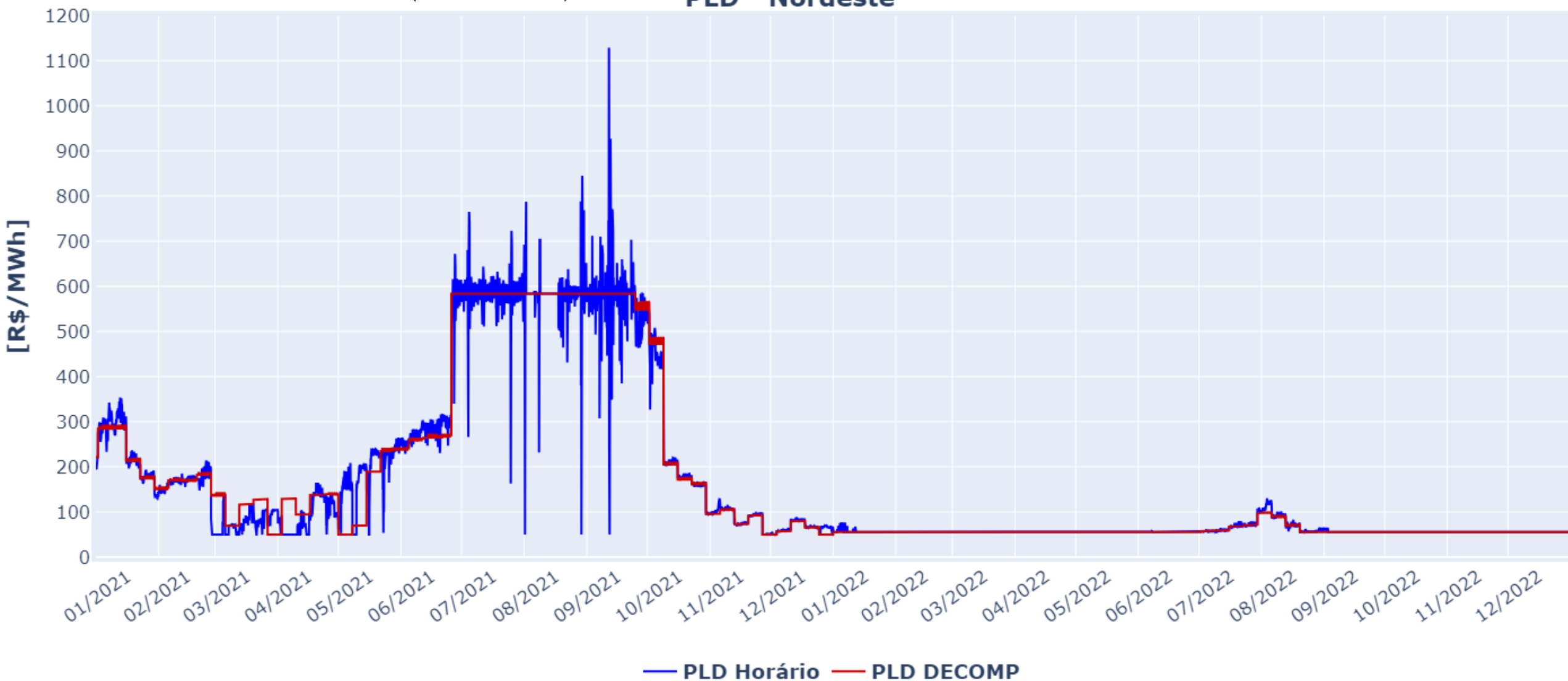
PLD - Nordeste



ANO	MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
			2023	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84
2024	61,14	61,20	61,07	61,07	61,07	61,07	66,40	84,28	103,82	243,30	449,83	102,14		
	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57		

histórico do PLD horário (2021-2022)

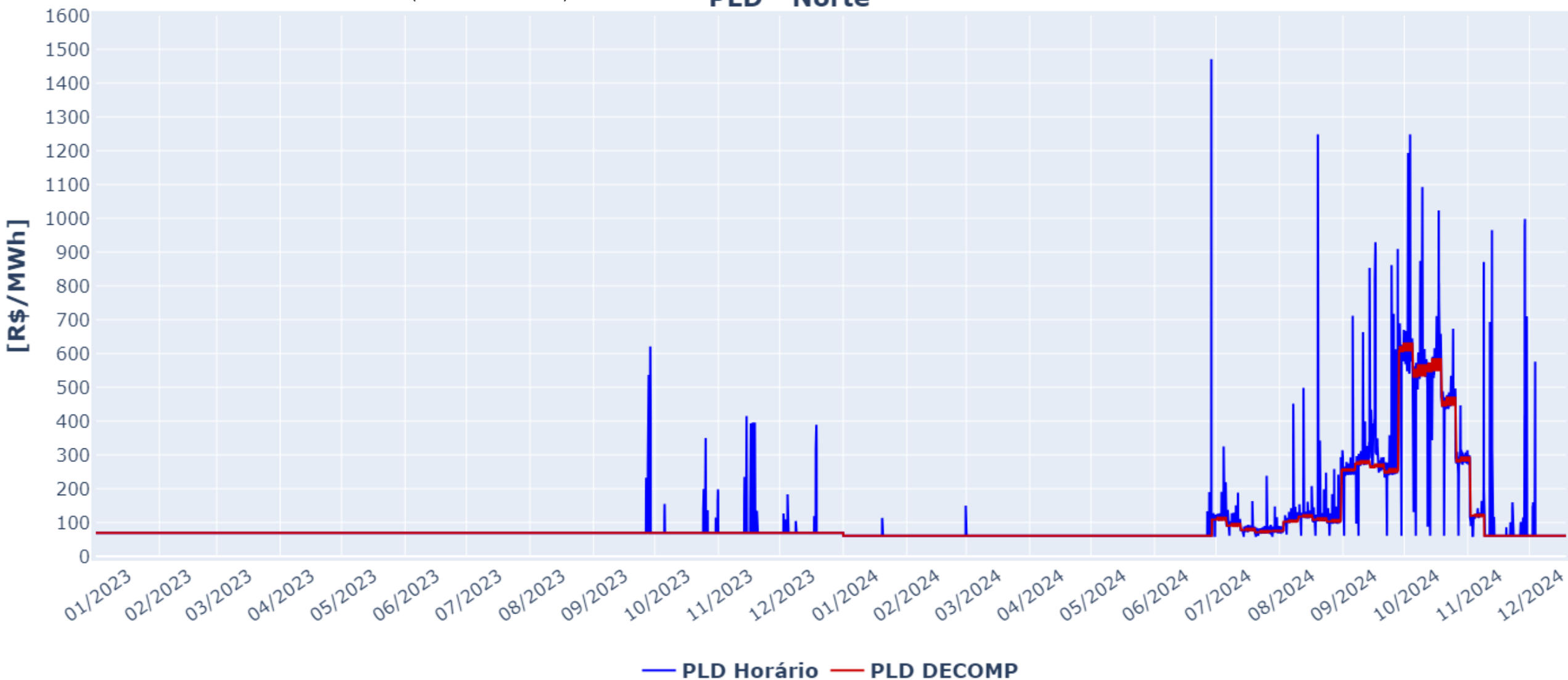
PLD - Nordeste



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	

histórico do PLD horário (2023-2024)

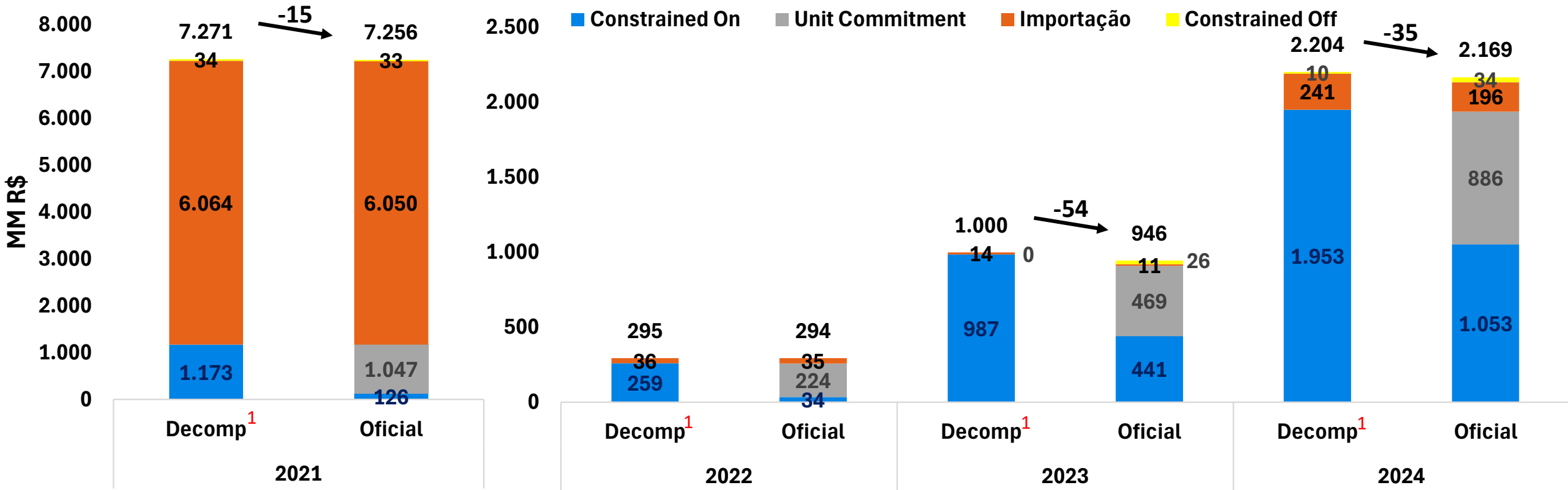
PLD - Norte



ANO	MÊS	METODOLOGIA	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	2023		PLD HORÁRIO	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	80,37	74,84
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	69,04
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		
	PLD DECOMP	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	64,23	84,63	111,24	297,84	487,78	82,57		

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

Análise do impacto nos encargos



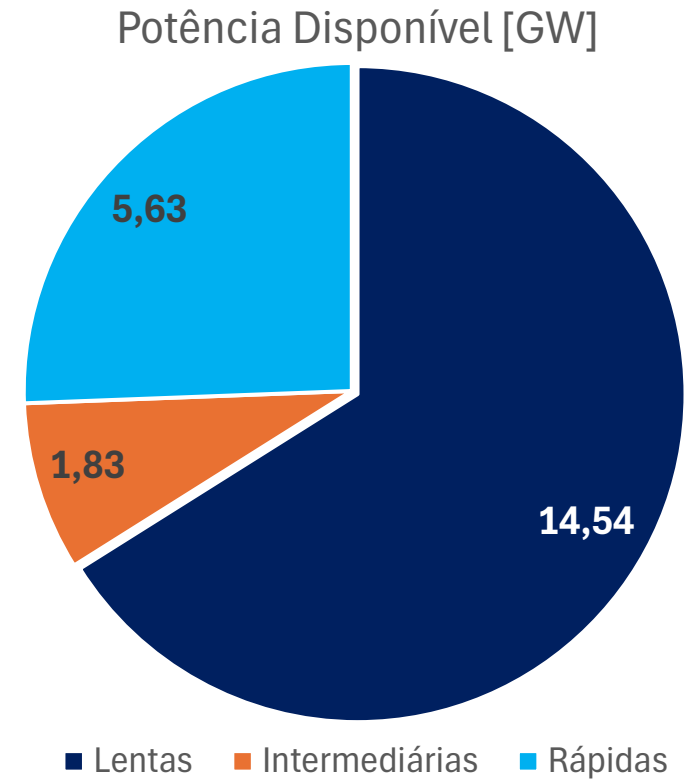
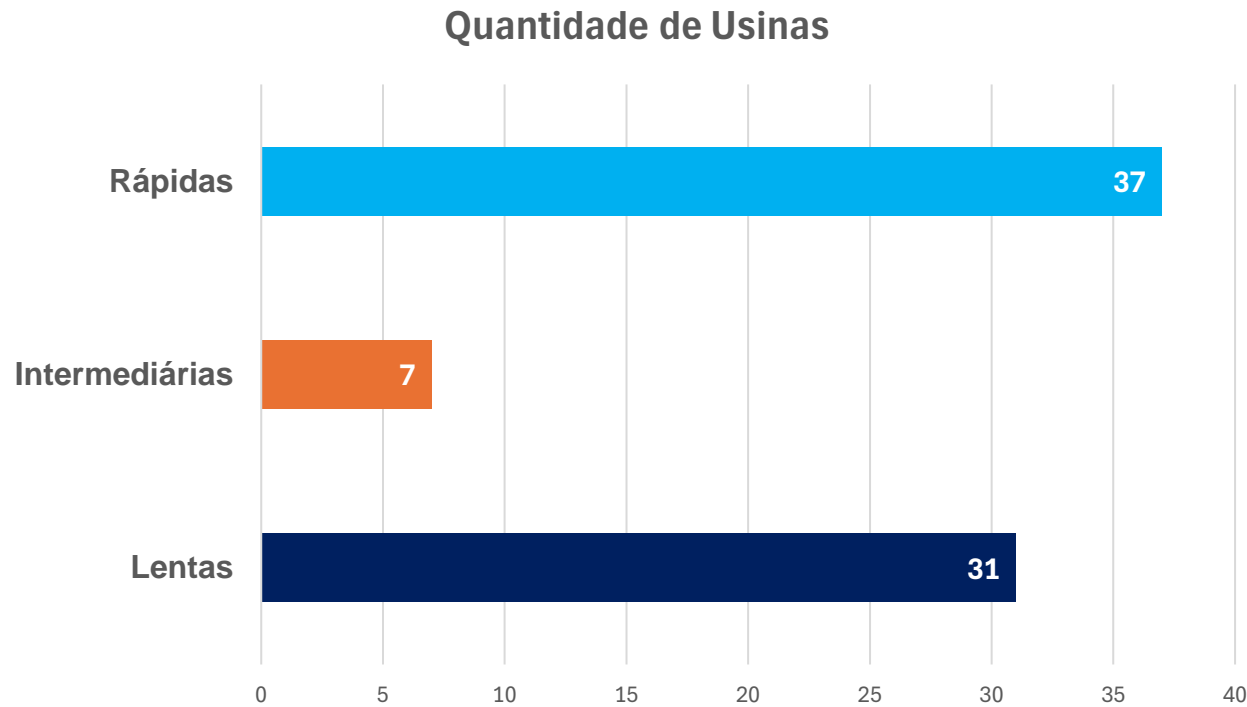
R\$ MM	2021-2024		
	Decomp ¹	Oficial	Diferença
Constrained On	4.371	1.653	-91
Unit Commitment	0	2.627	-91
Importação	6.355	6.292	-63
Constrained Off	44	² 93	49
Total	10.770	10.665	-105

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).

Composição do Parque Termelétrico*

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



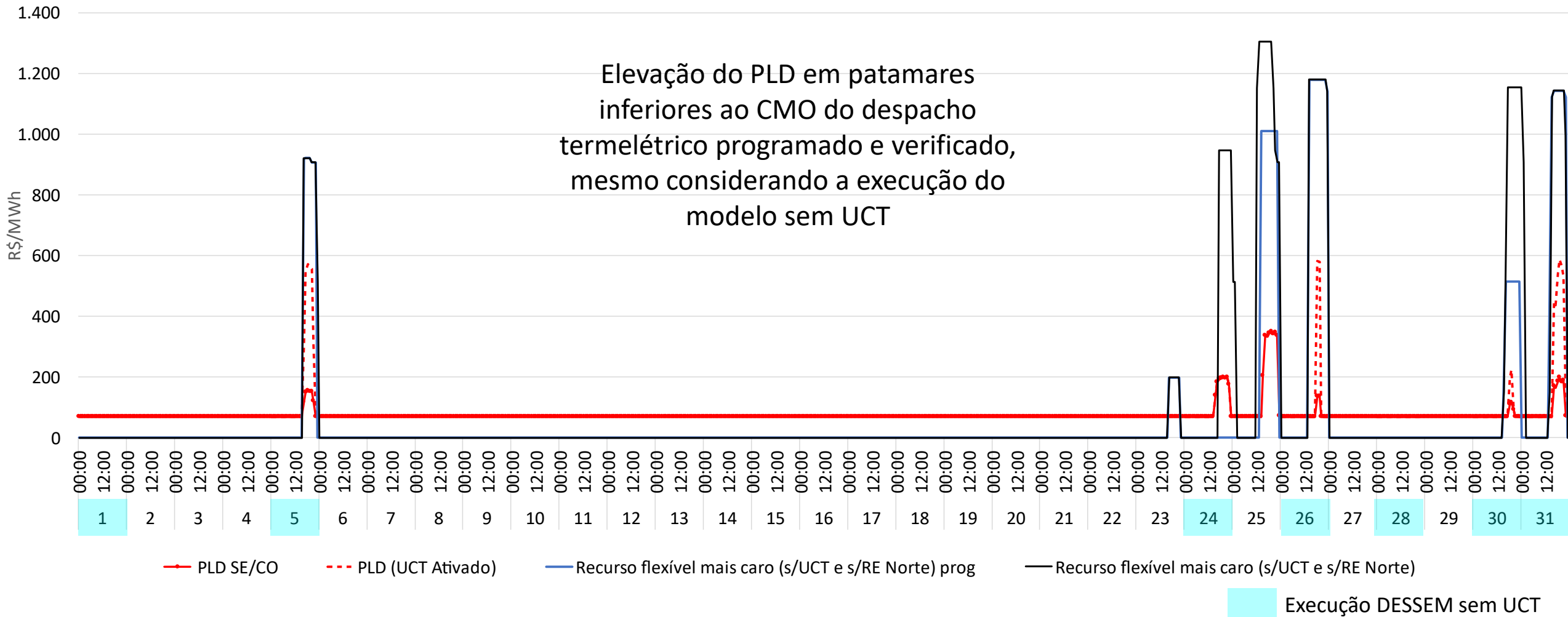
CVU Médio (R\$/MWh)		
Lentas	Intermediárias	Rápidas
355,47	468,34	916,42

*Dados retirados do deck do modelo dessem do dia 22/10/2024

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

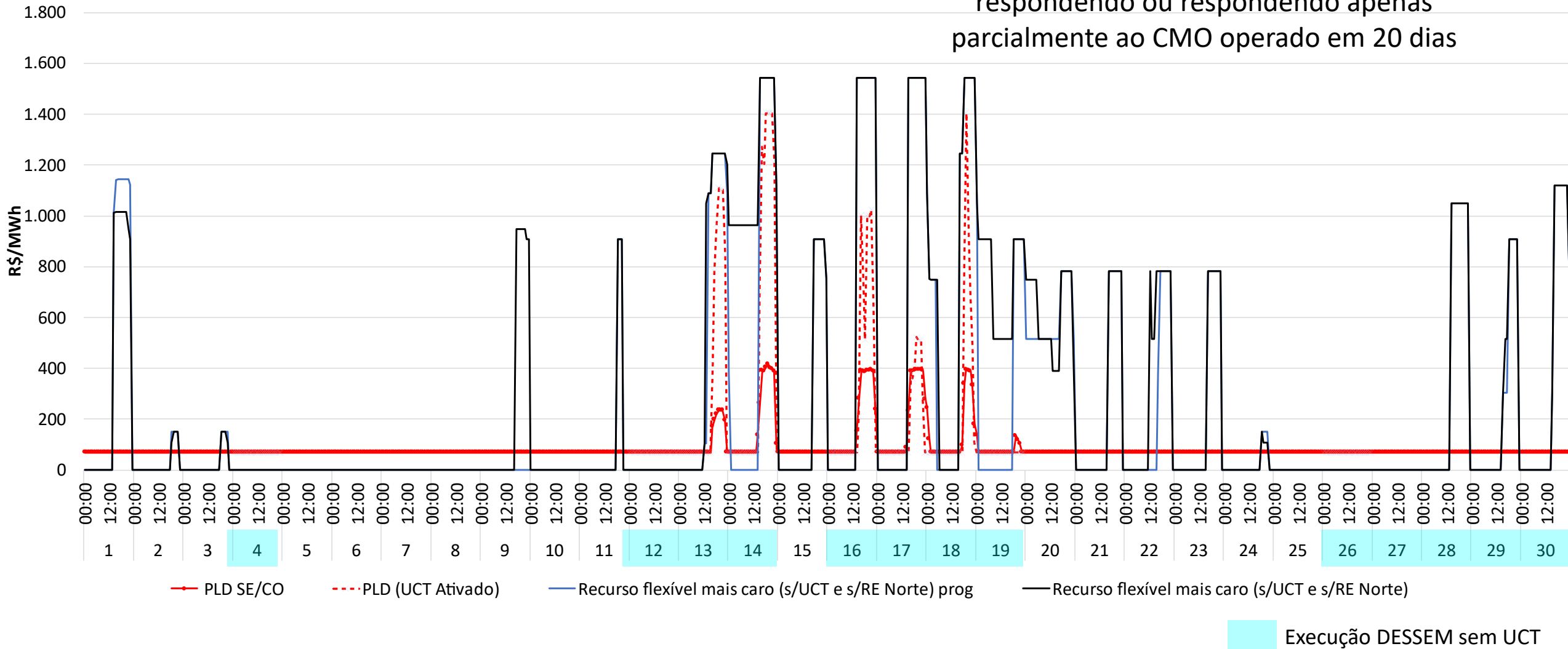
- A comparação entre o PLD, PLD(UCT ativado), Custo do Recurso Flexível Marginal Programado e Realizado nos permite avaliar quão adequado está o valor do PLD em relação à cobertura dos custos operativos do SIN
 - são desconsiderados possíveis despachos por *unit commitment* ou inflexibilidade;
 - devido à característica da região de Manaus, em que as UTEs são normalmente despachadas por restrição elétrica, tais usinas foram desconsideradas, mesmo que despachadas por mérito pelo CMObarra.

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



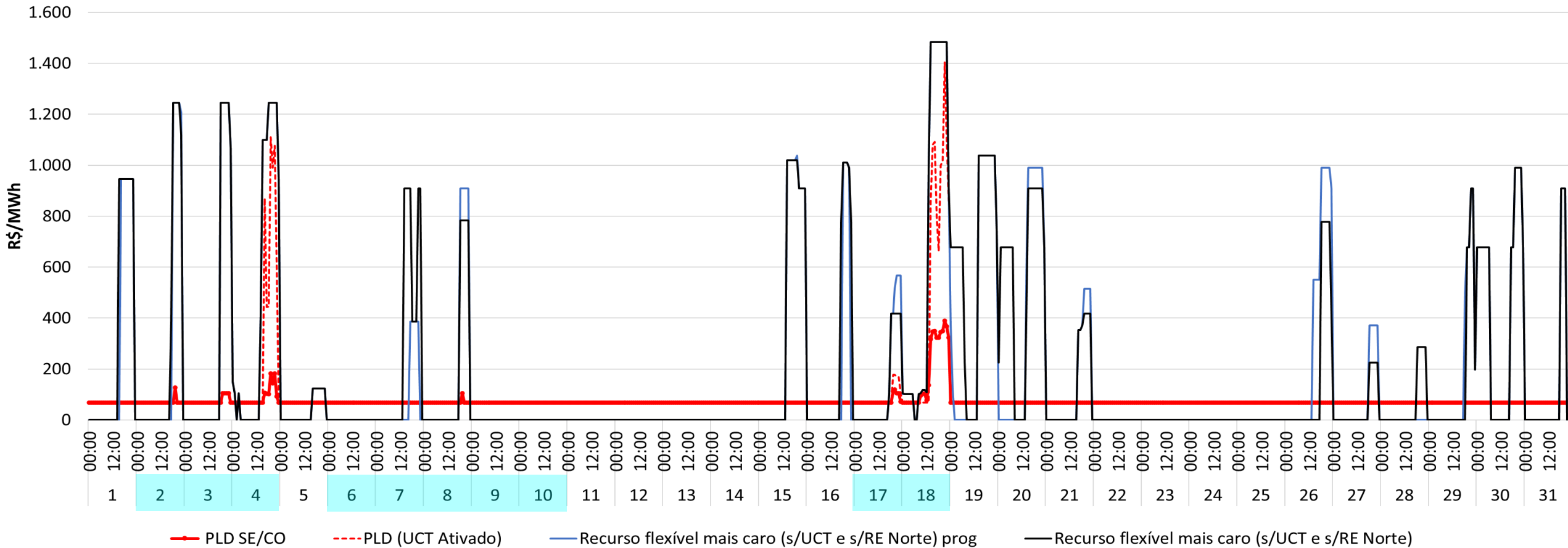
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte

O modelo DESSEM acabou não respondendo ou respondendo apenas parcialmente ao CMO operado em 20 dias



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

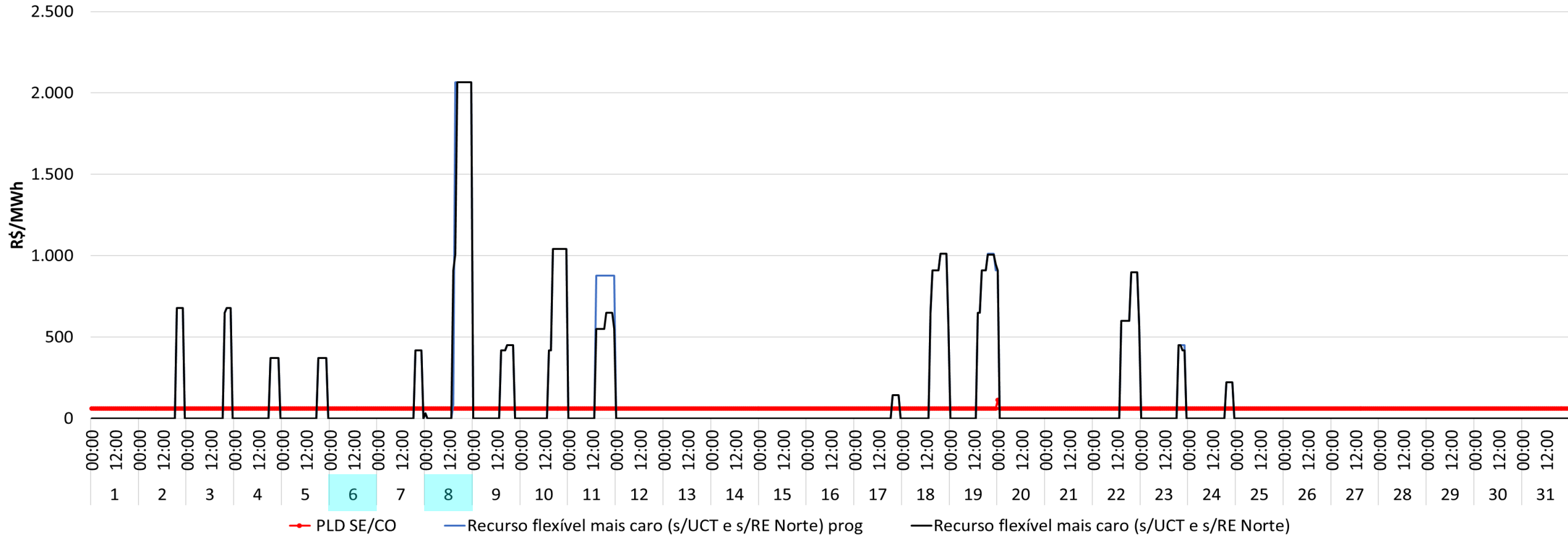
O modelo DESSEM acabou não respondendo ou respondendo apenas parcialmente ao CMO operado em 21 dias



Execução DESSEM sem UCT

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

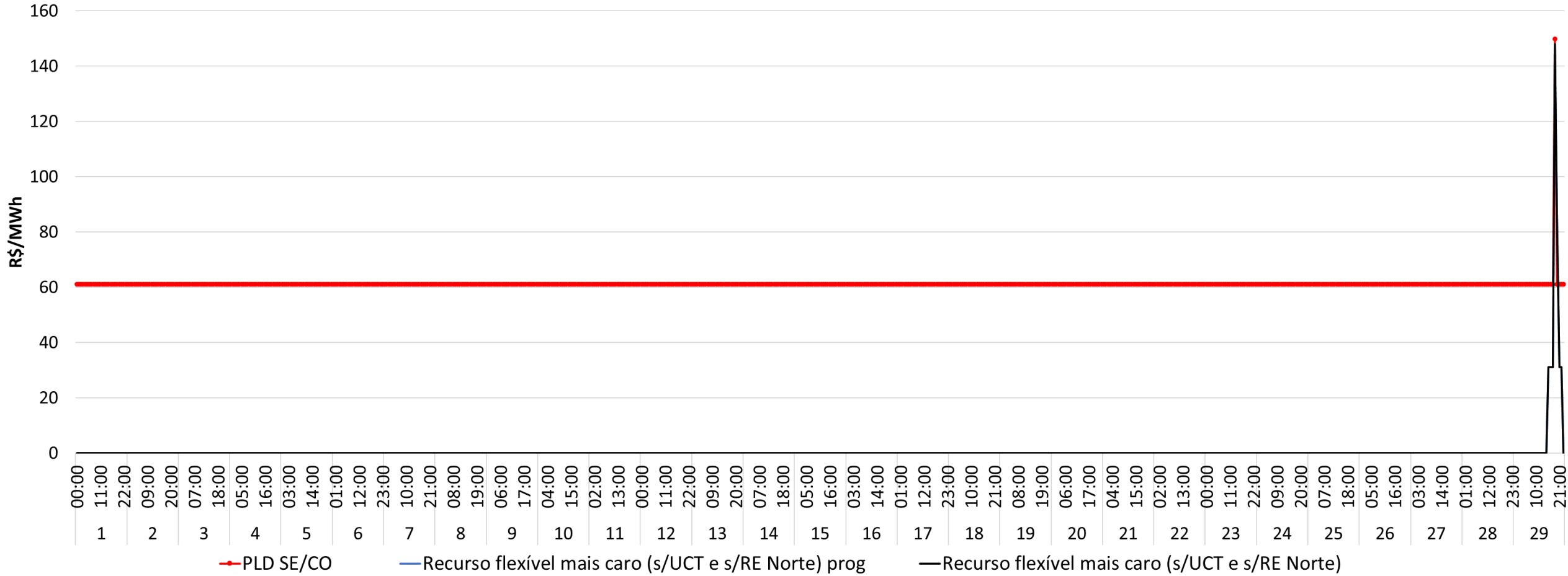
O modelo DESSEM acabou não respondendo ao CMO operado



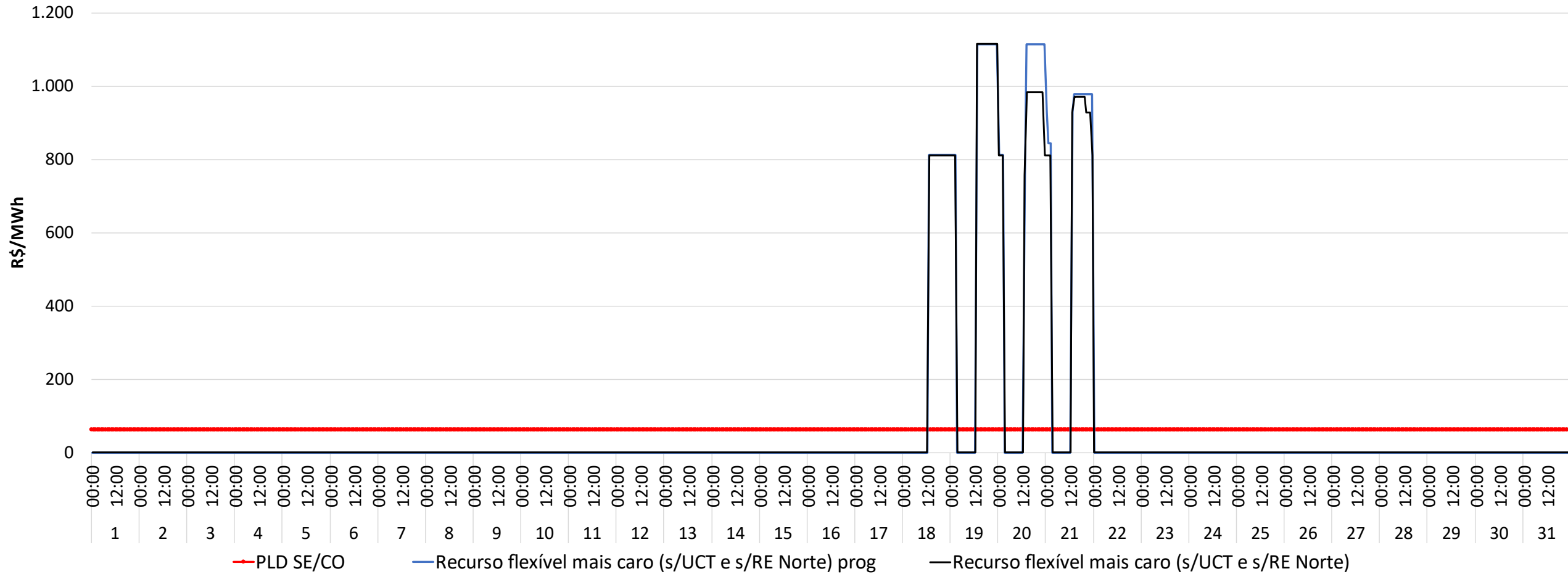
— PLD SE/CO
 — Recurso flexível mais caro (s/UCT e s/RE Norte) prog
 — Recurso flexível mais caro (s/UCT e s/RE Norte)

 Execução DESSEM sem UCT

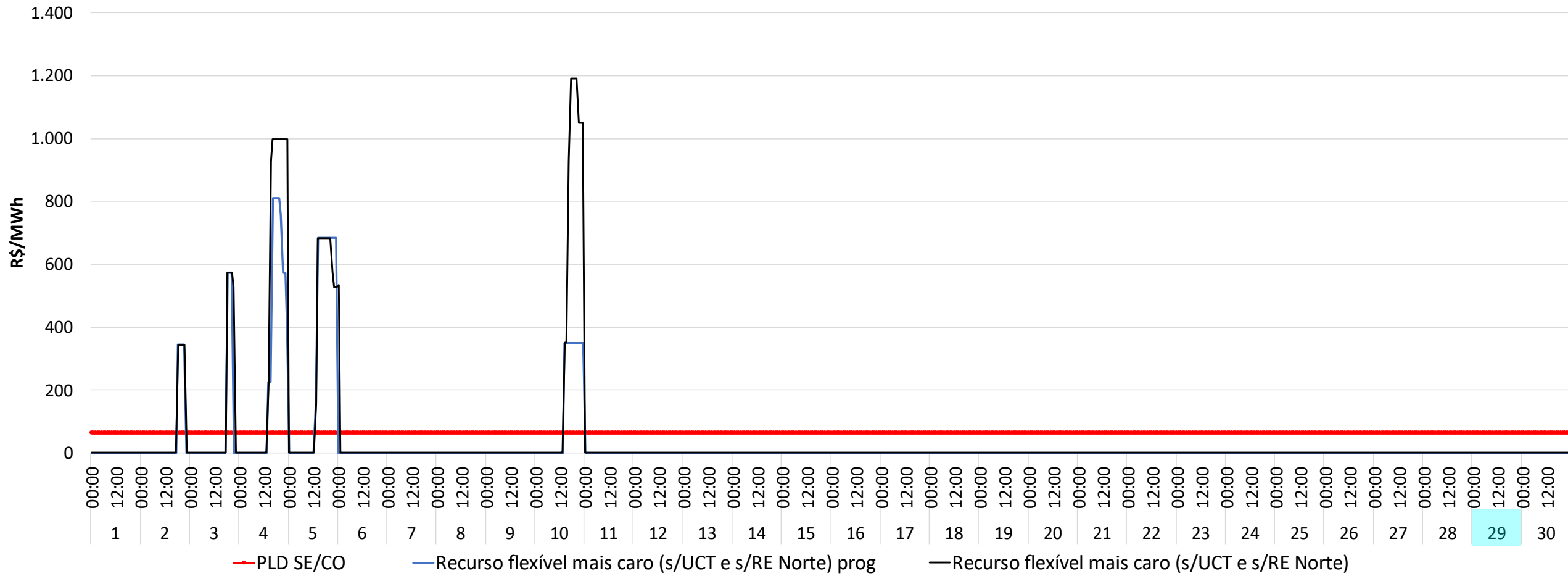
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



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



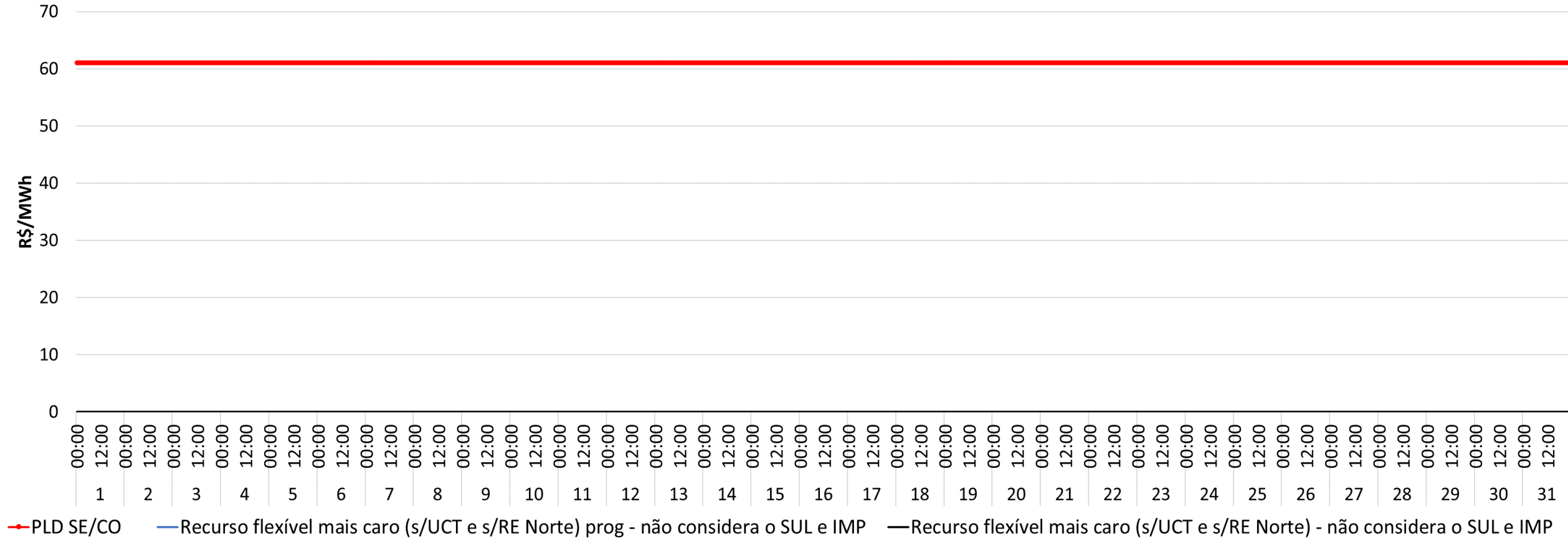
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



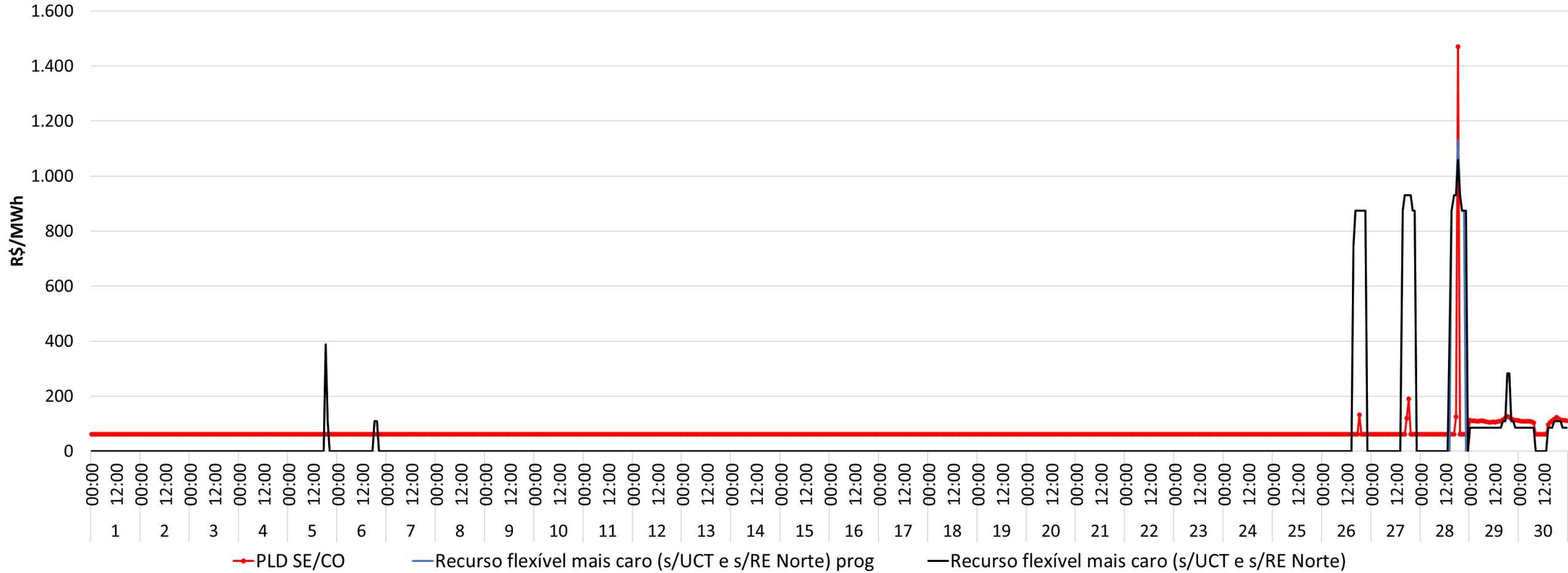
Execução DESSEM sem UCT

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

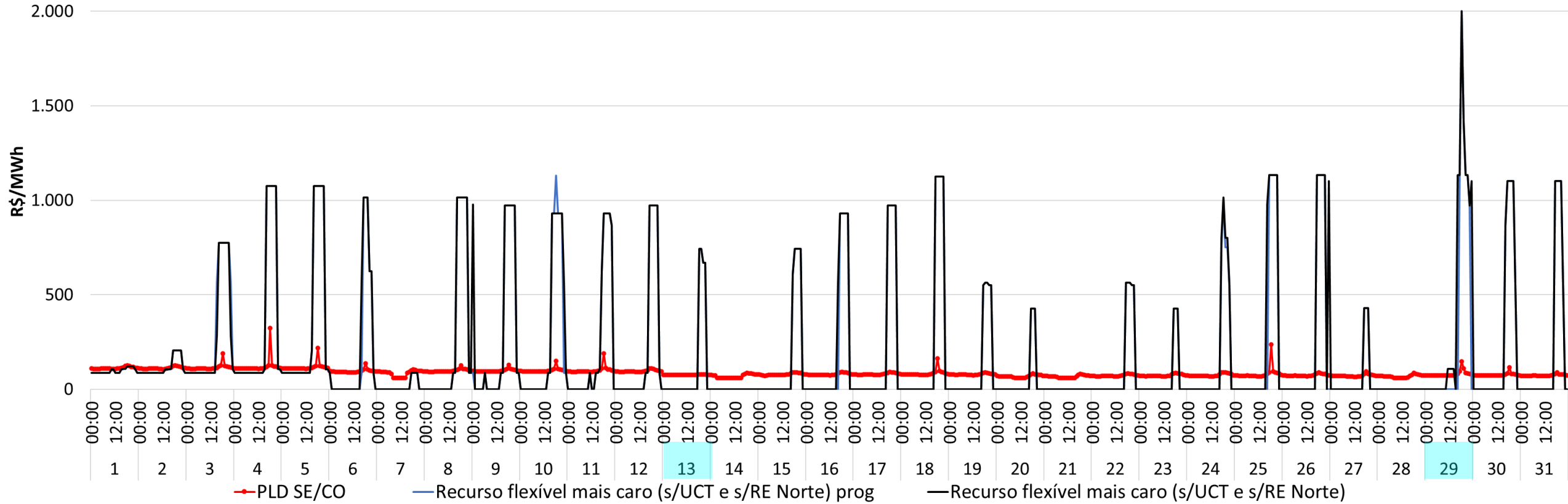
Não considera despacho por razão elétrica e importação internacional para atendimento ao Sul



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

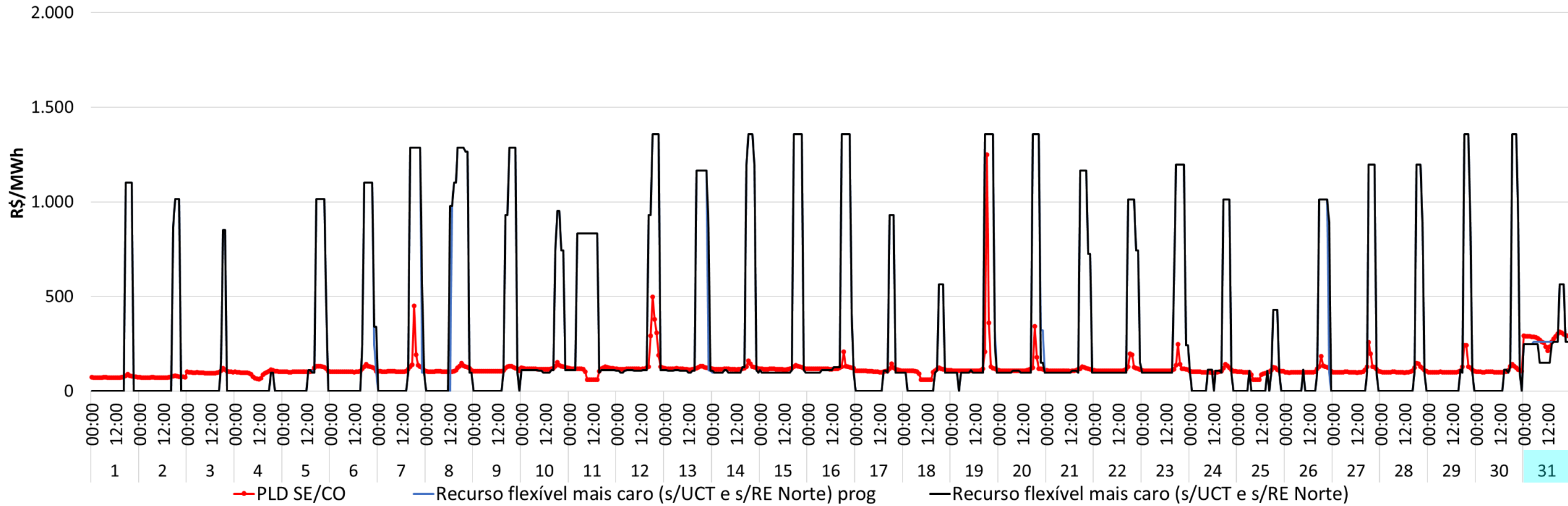


PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



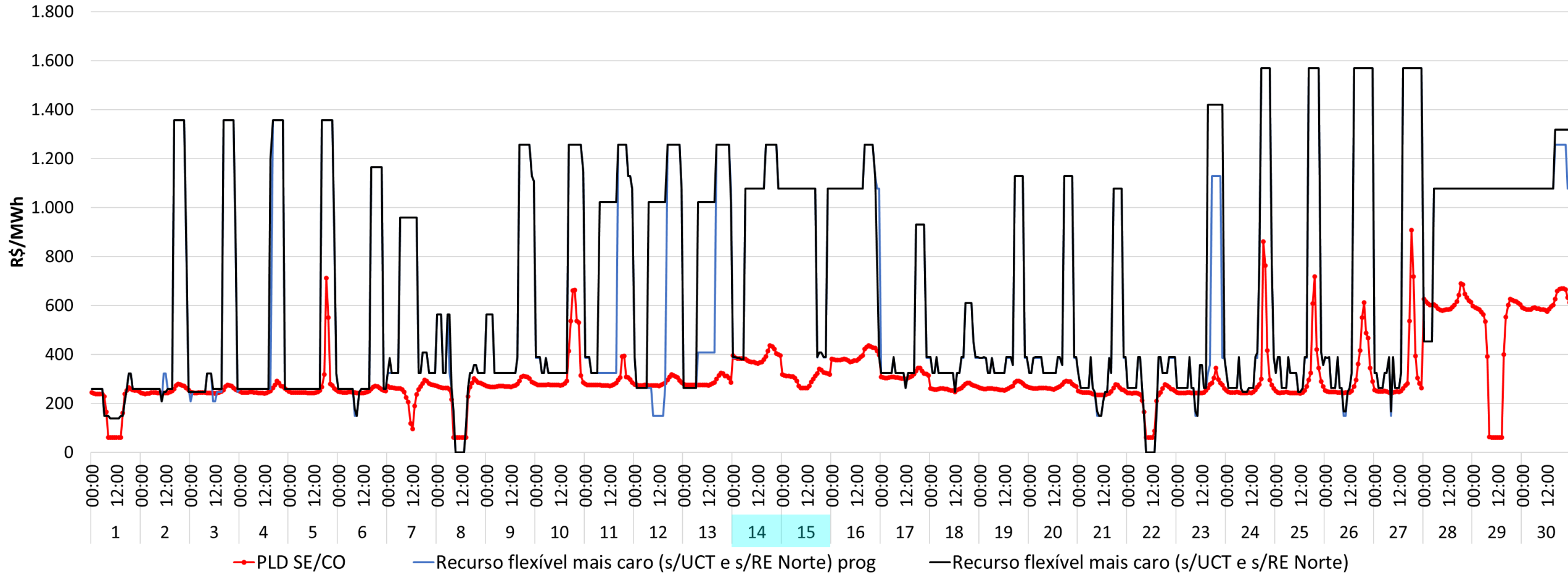
Execução DESSEM sem UCT

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



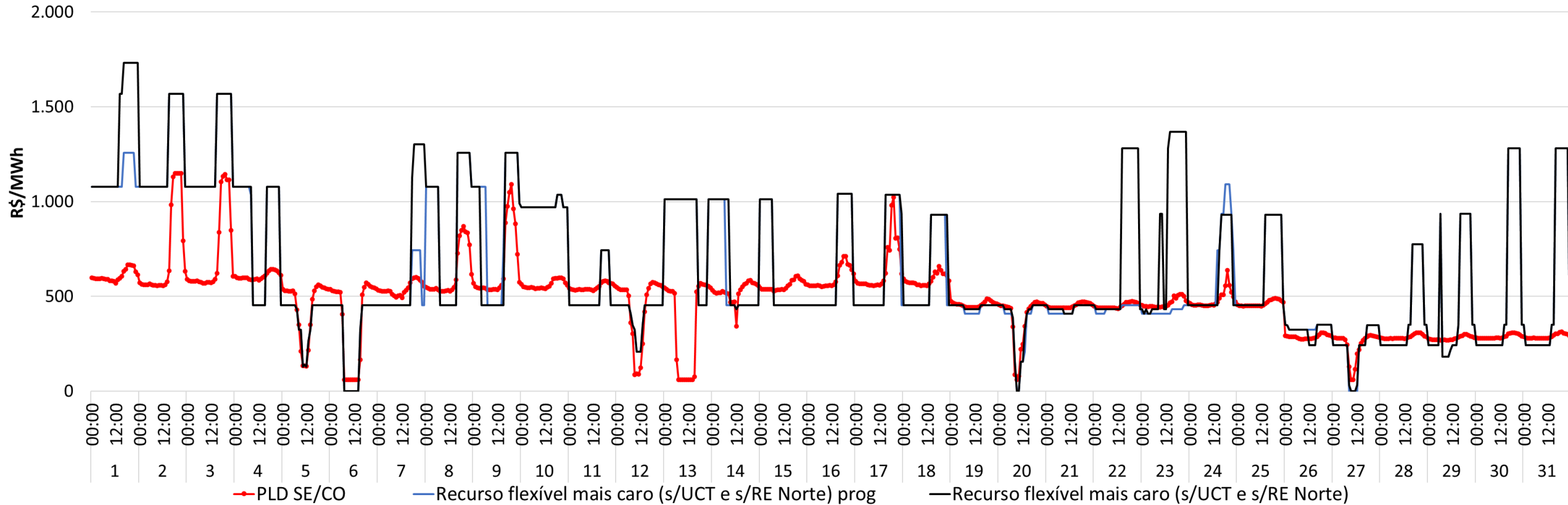
Execução DESSEM sem UCT

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

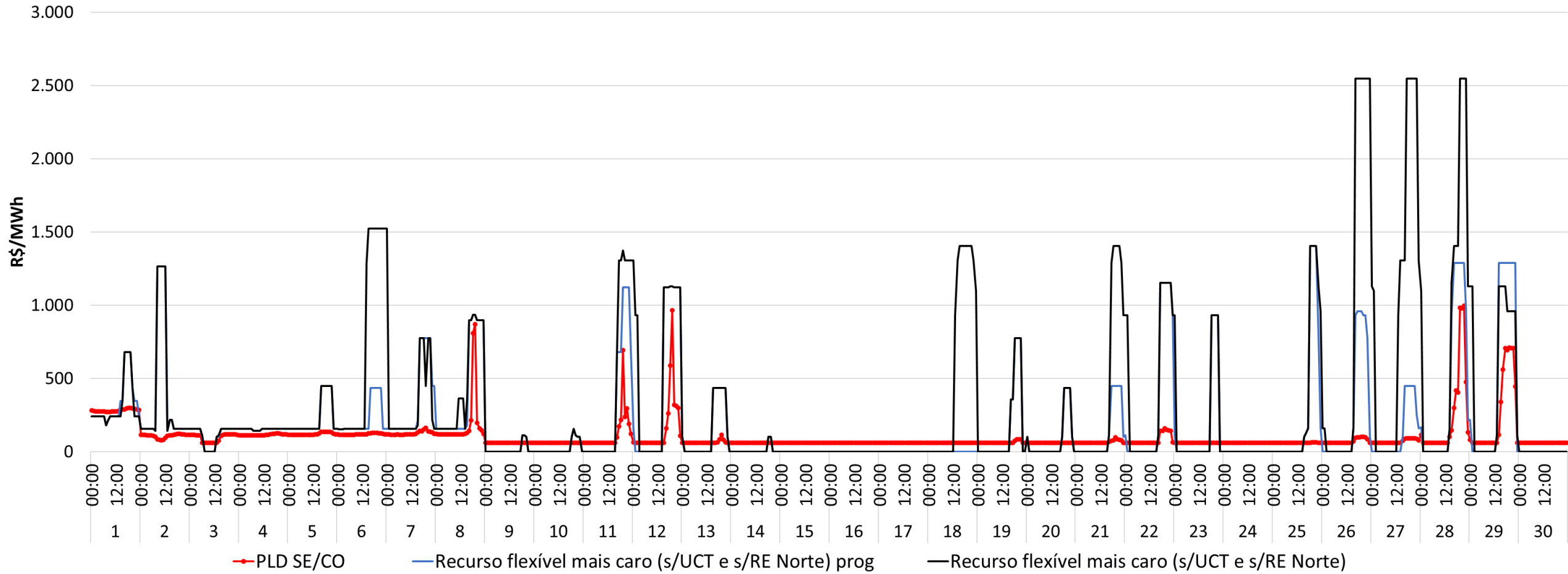


Execução DESSEM sem UCT

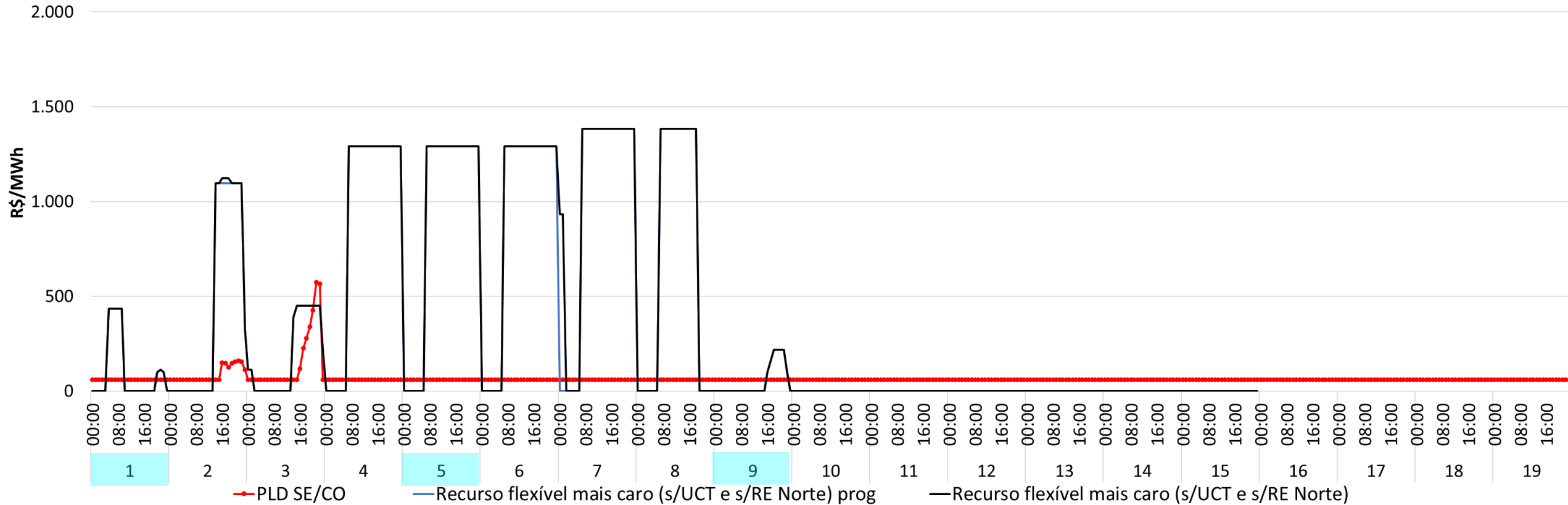
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



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



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



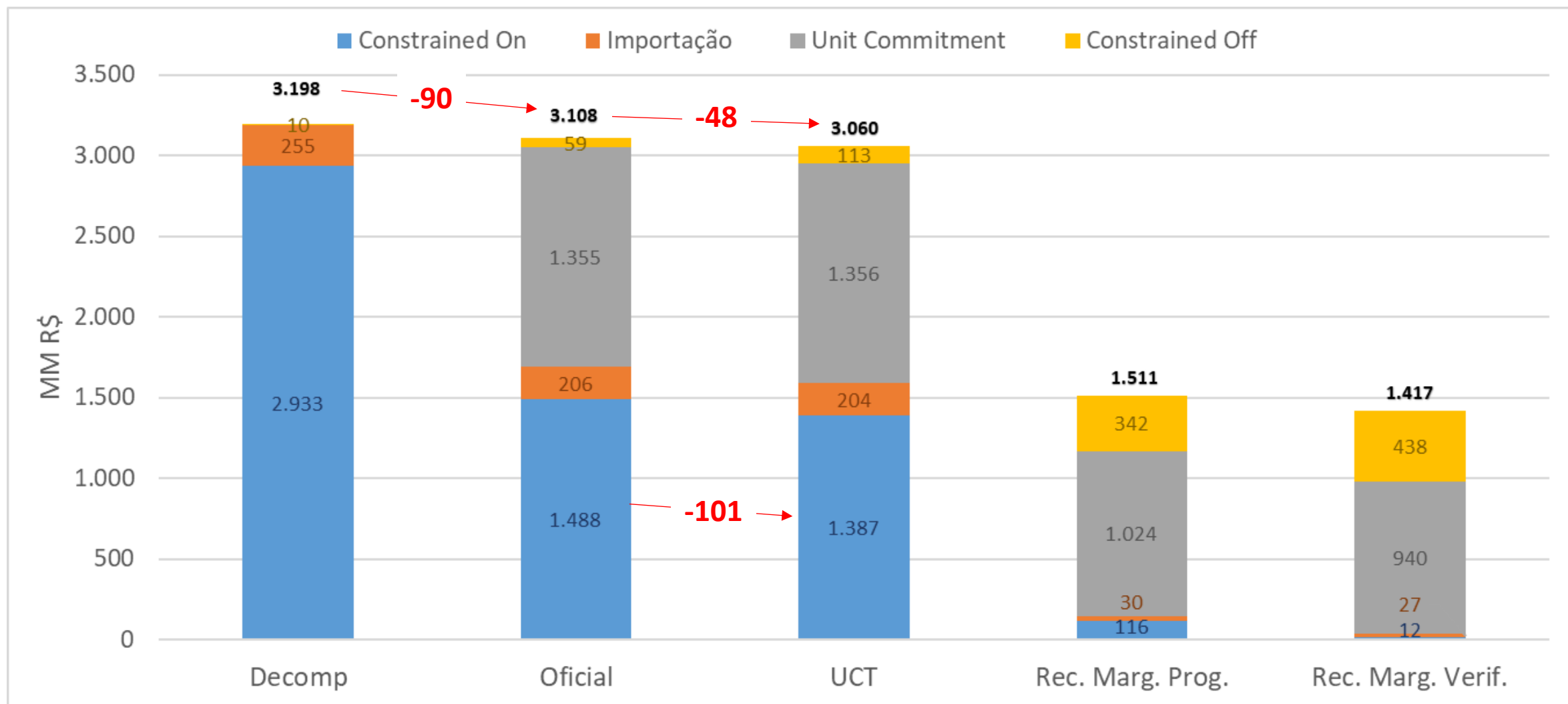
Execução DESSEM sem UCT

A partir do **final de setembro de 2023**, foi possível observar a **necessidade de acionamento termelétrico para atendimento de ponta de carga (líquida)**. Esse comportamento também passou a ser indicado, em alguns momentos, pelo modelo DESSEM. Na maioria das vezes, a **indicação do DESSEM foi inferior à real necessidade do SIN** ou não ocorreu indicação de acionamento pelo modelo.

Avaliando-se os resultados do DESSEM em comparação à programação da operação e operação verificada, foi possível observar alguns **comportamentos típicos que podem afetar a adequabilidade do PLD**:

1. **Necessidade de execução do modelo DESSEM sem *Unit Commitment* (43 dias);**
2. **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. **Desvios significativos de projeção da Carga (e/ou Carga Líquida) do 1º dia do DESSEM; e**
4. **Modelo DESSEM não observa a real disponibilidade hidrelétrica e, conseqüentemente, a real necessidade de geração térmica adicional.**
5. **Premissas para representação das UTEs (inflexibilidade e exportação)**

Sendo assim buscamos analisar esses pontos e outros aspectos nos slides a seguir.



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

² Encargo subestimado, pois não houve a reclassificação de *constrained off* para as UTEs que entrariam no mérito com a elevação do PLD

Para os 5 pontos identificados, temos as seguintes ações em andamento:

1. **Necessidade de execução do modelo DESSEM sem *Unit Commitment* (43 dias)**
 - 5 funcionalidades entregues pelo CEPEL, validado pela FT DESSEM, com recomendação de não ser utilizada oficialmente devido aos ganhos não significativos. E mais 2 aprimoramentos em desenvolvimento pelo CEPEL
 - Em discussão: Estratégias de decomposição do problema (discussão futura)
2. **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)**
 - Em discussão na FT DESSEM: Considerar uma estimativa do “custo total de despacho” das usinas térmicas, levando em consideração inclusive o benefício, além do limite do horizonte
 - Em discussão entre CCEE, ONS e CEPEL: Maneiras de estender o horizonte do DESSEM
3. **Desvios significativos de projeção da Carga (e/ou Carga Líquida) do 1º dia do DESSEM**
 - Fase de teste da “operação assistida” em outubro de 2024 da projeção da carga do 1º dia do DESSEM através do modelo PrevCargaDESSSEM, com intervenções pontuais do ONS
 - Em discussão no projeto Meta II - Formação de Preço: Dupla contabilização (ex-ante e ex-post)
4. **Modelo DESSEM não observa a real disponibilidade hidrelétrica e, conseqüentemente, a real necessidade de geração térmica adicional**
 - Identificamos 7 oportunidades de aprimoramentos dos dados de entrada (representação das UHEs), além da universalização do modelo SMAP. Sendo que, desde o PMO de dezembro, 15 usinas hidrelétricas passaram a ser consideradas como usinas a fio d’água
 - TS ANEEL 26/2024: Restrições de médias de limites diárias, semanais
 - Em discussão entre CCEE, ONS e CEPEL: 8 aprimoramentos da representação das UHEs no modelo DESSEM
5. **Premissas para representação das UTEs (inflexibilidade e exportação)**
 - Identificamos 2 oportunidades de aprimoramentos: declaração de inflexibilidade; premissas de condição de operação do dia anterior (especialmente exportação)

Comportamento Tipo 1

Necessidade de execução do modelo
DESSEM sem *Unit Commitment*

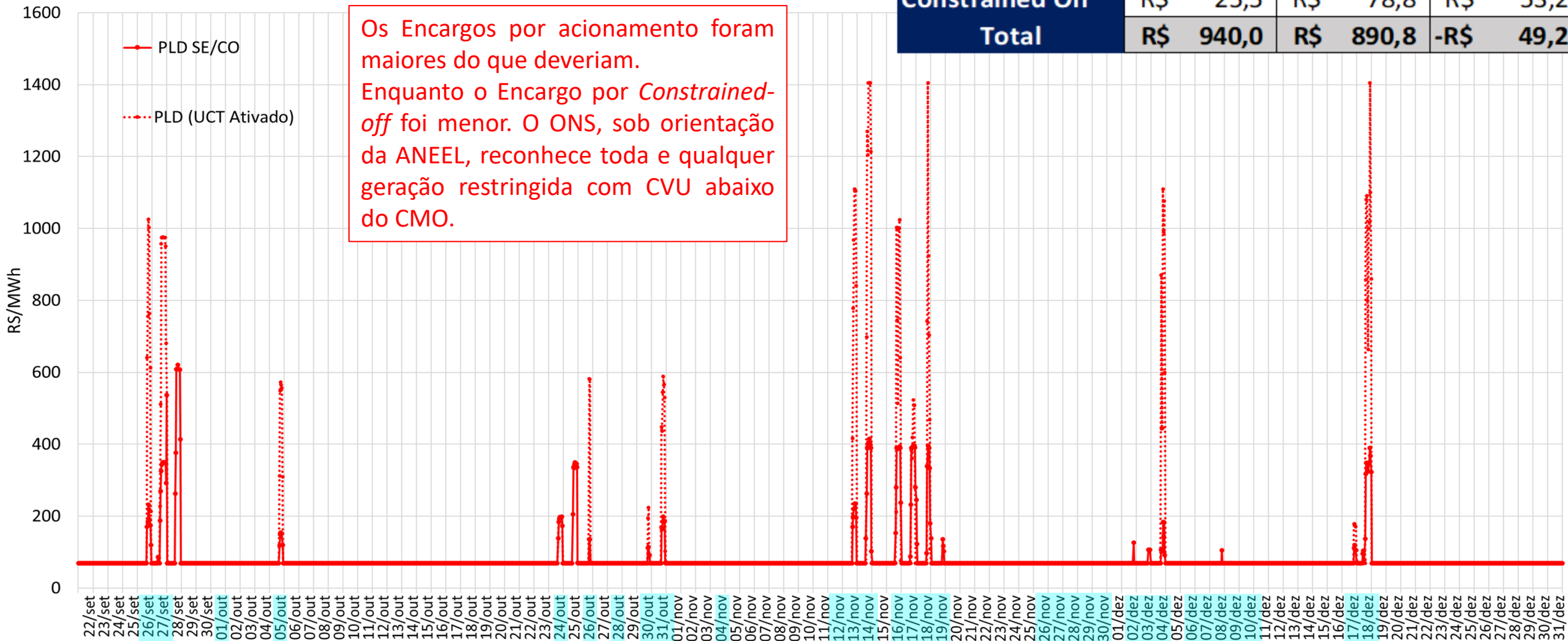
O modelo DESSEM apresentou tempos elevados de execução, principalmente durante os meses de setembro de 2023 a janeiro de 2024, sendo infactível a publicação do modelo com *Unit Commitment* dentro dos prazos estabelecidos em procedimento de rede pelo ONS e pela CCEE.

A execução do modelo DESSEM sem *Unit Commitment* impacta principalmente em:

- PLD mais baixo
 - ESS (*constrained-on*, importação e UCT) mais alto
 - porém, ESS (*constrained-off*) mais baixo
- Devemos buscar formas que o modelo DESSEM seja capaz de executar com UCT em tempo razoável, sendo possível sua execução com UCT.

modelo DESSEM executado sem UCT

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



ESS [R\$ MM]	Oficial	UCT	Diferença
Constrained On	R\$ 434,7	R\$ 334,5	-R\$ 100,2
Importação	R\$ 10,5	R\$ 7,8	-R\$ 2,7
Unit Commitment	R\$ 469,2	R\$ 469,7	R\$ 0,5
Constrained Off	R\$ 25,5	R\$ 78,8	R\$ 53,2
Total	R\$ 940,0	R\$ 890,8	-R\$ 49,2

Execução DESSEM sem UCT

O modelo DESSEM precisa ser resolvido diariamente em um curto espaço de tempo. Dada a sua complexidade, ONS e CCEE encontraram desafios para resolvê-lo em tempo hábil, o que ocasionou o acionamento de contingências (desabilitar o UCT).

Propostas de solução:

- 1) Entregues pelo CEPEL, validado pela FT DESSEM, com recomendação de não ser utilizada oficialmente devido aos ganhos não significativos:
 - Tratamento de simetrias
 - Simplex aproximativo (para acelerar a resolução de PLs)
 - Cortes válidos para eliminar regiões que não possuem soluções ótimas
 - Otimização simultânea (perda de reprodutibilidade)
 - Paralelismo oportunista (perda de reprodutibilidade)
- 2) Em desenvolvimento pelo CEPEL
 - Identificação precoce de inviabilidades
 - Heurísticas para resolver o MILP (em discussão, a ser levados em FTs futuramente e sem início de desenvolvimento)
 - Reduzir limites de variáveis
 - Verificar a otimalidade de soluções com geração térmica no mínimo e no máximo
 - Fixar ou eliminar variáveis inteiras (por exemplo, devido ao cumprimento de Ton e Toff)
 - Seleção de cortes da FCF incluindo apenas cortes ativos e restritivos
- 3) Estratégias de decomposição do problema (discussão futura)

Comportamento Tipo 2

Acionamento, pelo modelo DESSEM, de termelétricas com Ton elevado (mais longo que o horizonte do DESSEM)

O modelo DESSEM possui final de horizonte sempre na sexta-feira, de modo que o modelo acaba não observando os dias à frente, principalmente quando estamos mais próximo do final de semana. Sendo assim, pode ocorrer, indevidamente, o acionamento de termelétrica com Ton elevado, ignorando as implicações desse acionamento no horizonte da semana seguinte, especialmente para o final de semana que apresenta comportamento de carga mais reduzida.

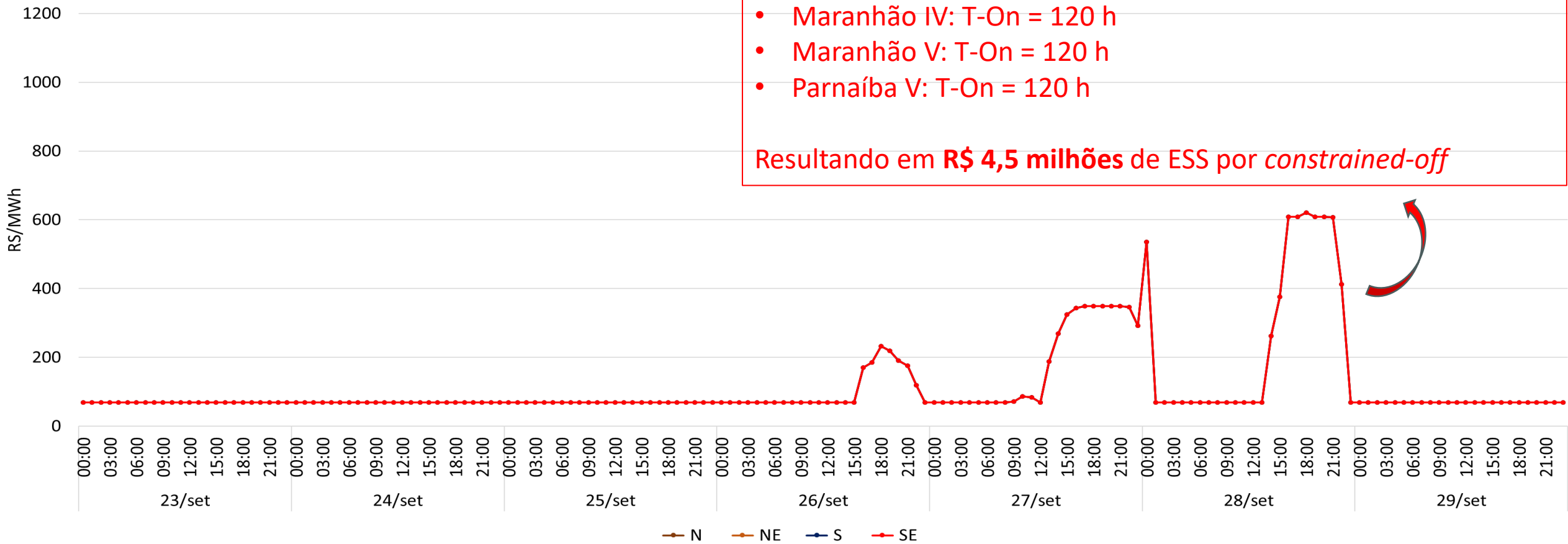
- Devemos avaliar alternativas para evitar horizontes muito curtos do modelo DESSEM

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

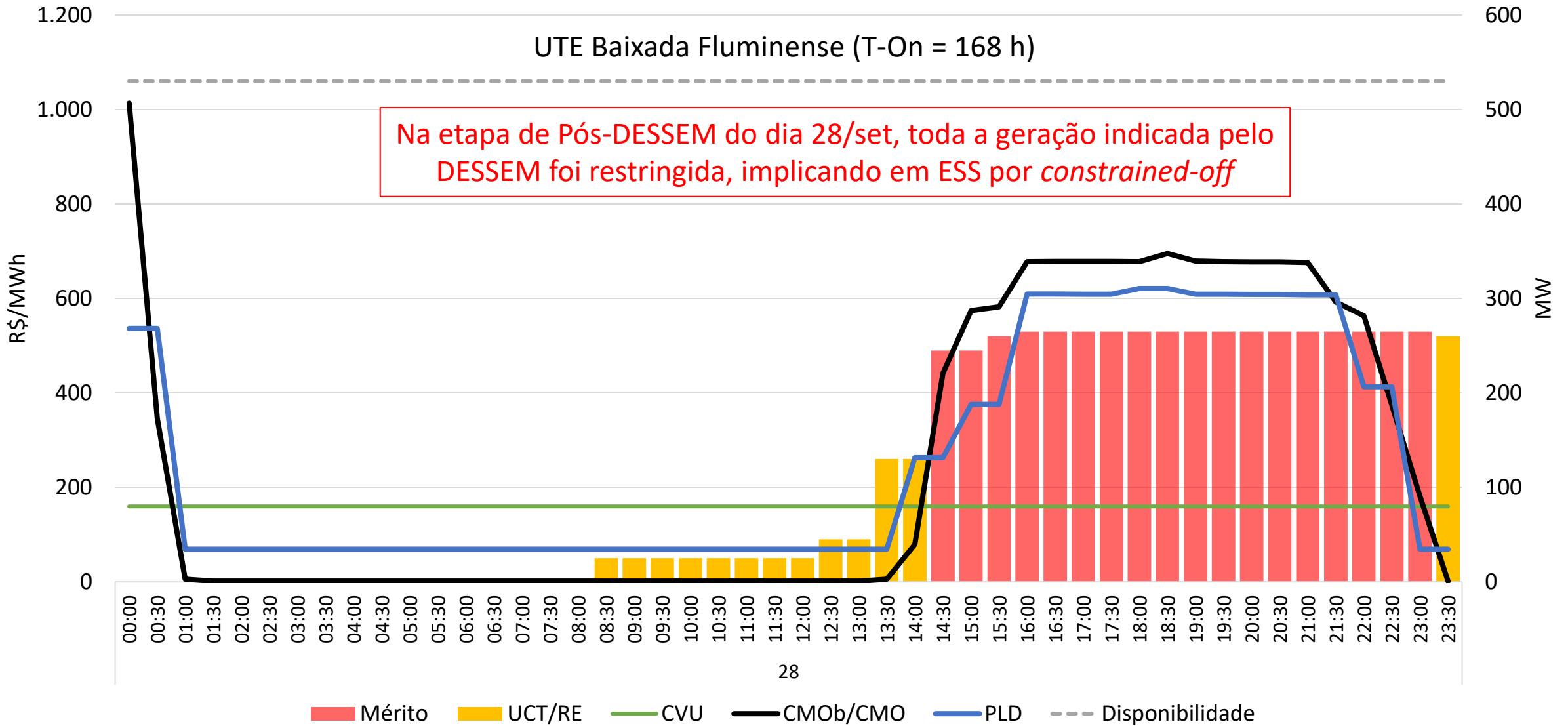
Na etapa de Pós-DESSEM do dia **28/set**, 4 UTEs tiveram redução de geração em razão do T-on ser maior que o horizonte do DESSEM:

- Baixada Fluminense: T-On = 168 h
- Maranhão IV: T-On = 120 h
- Maranhão V: T-On = 120 h
- Parnaíba V: T-On = 120 h

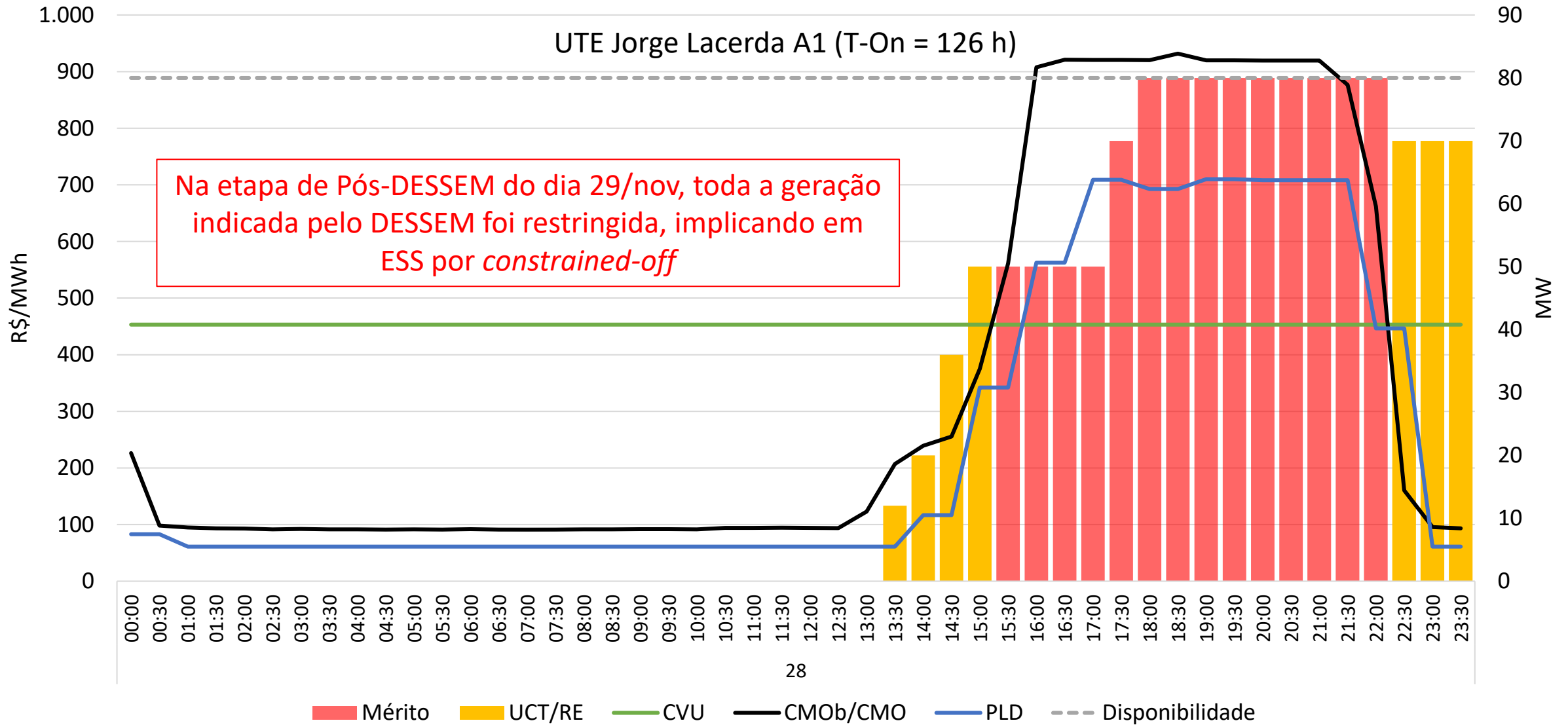
Resultando em **R\$ 4,5 milhões** de ESS por *constrained-off*



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



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



O horizonte atual do DESSEM varia de 7 dias (para o deck do sábado), sendo reduzido para até 1 dia (para o deck da 6ªf). Com um horizonte curto, diversas restrições de *Unit Commitment* com duração maior que o próprio horizonte do DESSEM são ignoradas.

Propostas de solução:

1) Em discussão na FT-DESSEM

- Considerar uma estimativa do “custo total de despacho” das usinas térmicas, levando em consideração inclusive o benefício, além do limite do horizonte. Isso desfavoreceria o acionamento de usinas térmicas com Ton longo ao final do horizonte (evitando assim alterações do despacho por parte do ONS na etapa do pós-DESSEM).
 - Avaliar a inclusão na FCF do DECOMP de um eixo que represente o benefício da GT por UCT.

2) Em discussão da CCEE com ONS e CEPEL

- Ampliar o horizonte do DESSEM de forma que ele seja sempre de 7 dias (necessitaria de alteração do DECOMP ou da utilização de funções de custo futuro aproximadas, sem a necessidade de alteração do DECOMP).
 - Avaliar a discretização diária das 2 primeiras semanas operativas do DECOMP

Comportamento Tipo 3

Desvio significativo da projeção da Carga
(Líquida) do 1º dia do DESSEM

A carga considerada para o 1º dia do modelo DESSEM é projetada pelo ONS, com base na execução de alguns modelos e no conhecimento tácito de seus analistas. Já a carga projetada para o 2º dia em diante é obtida diretamente do modelo PrevCargaDESSSEM. A expectativa de geração das UNSI também são estimadas pelo ONS.

No dia 28/set observou-se impacto em:

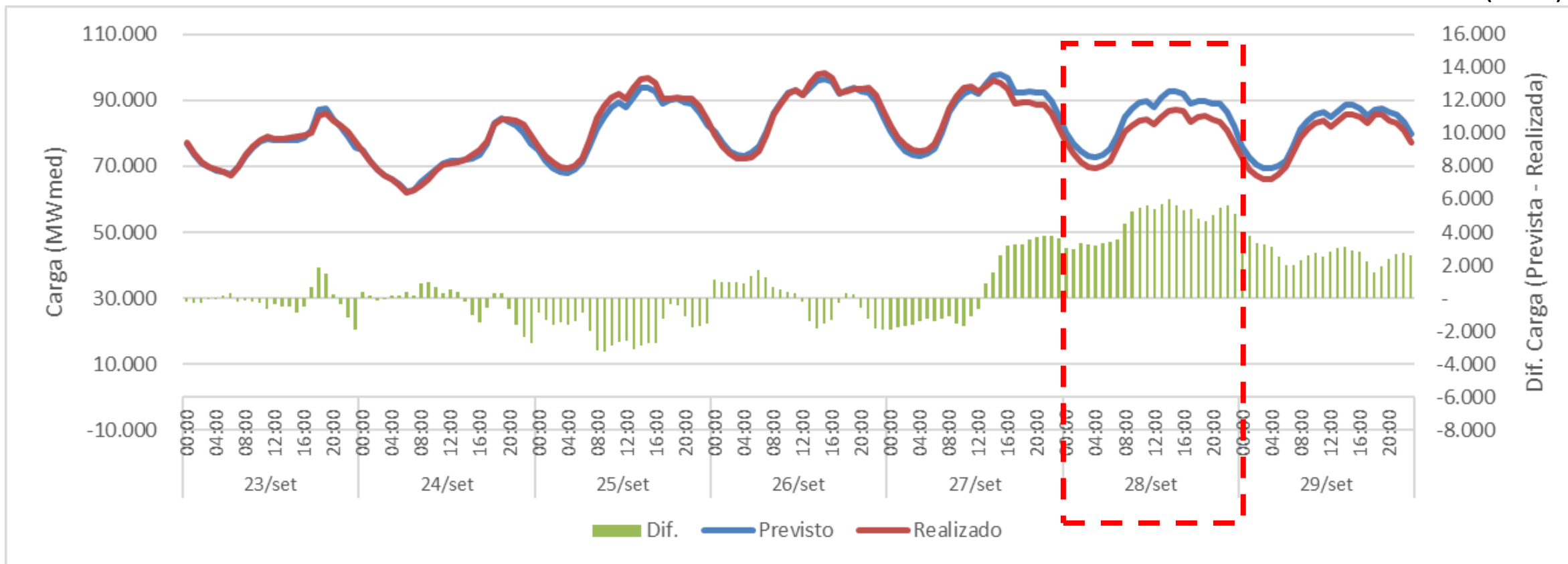
- PLD mais alto
- ESS (constrained-off) mais alto

➤ Devemos buscar alternativas para aprimorar a assertividade das projeções de Carga e das UNSI.

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

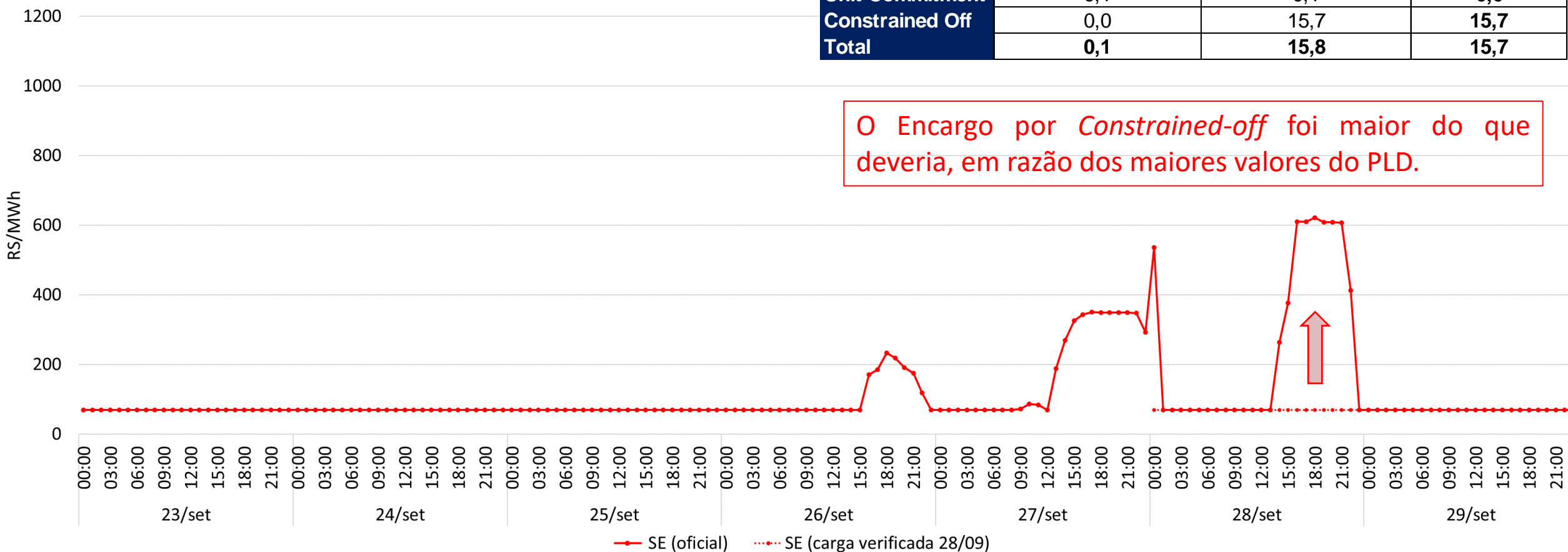
28/set

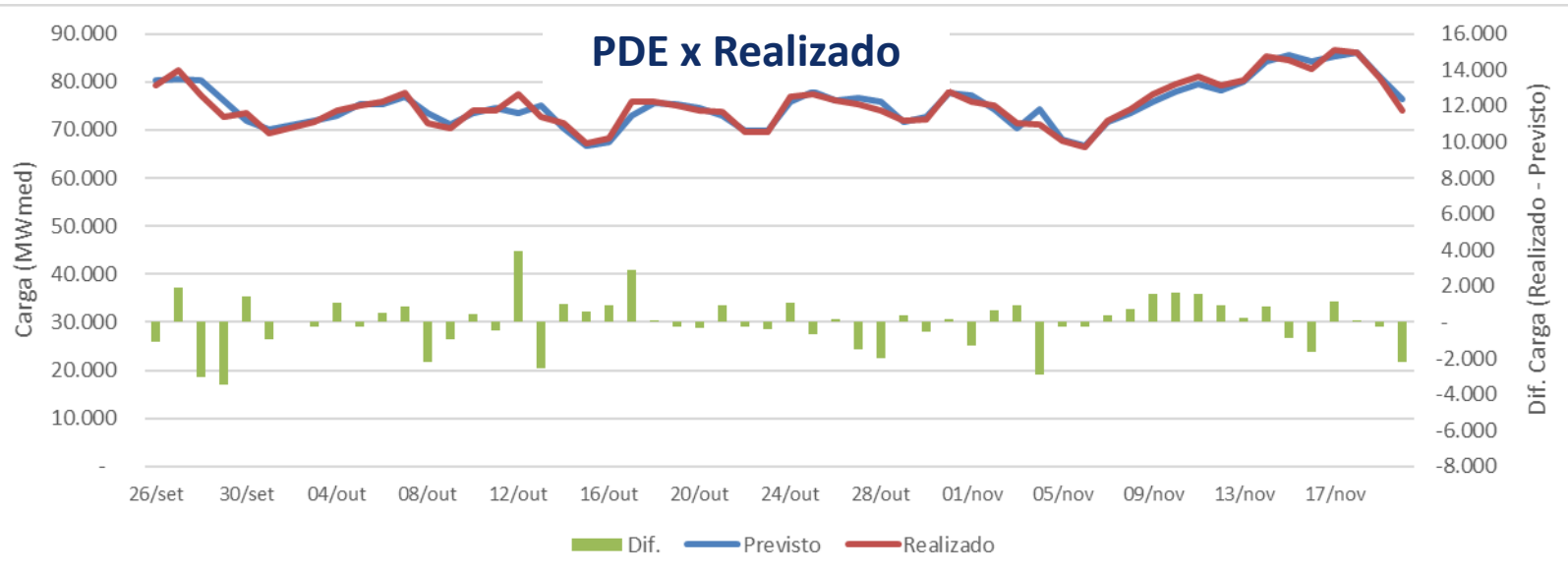
- desvio médio: 4.627 MWmed
- desvio máximo: 5.979 MWmed (14hs)



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

ESS (R\$ MM)	28/set		
	Carga Verificada	Oficial	Diferença
Constrained On	0,0	0,0	0,0
Importação	0,0	0,0	0,0
Unit Commitment	0,1	0,1	0,0
Constrained Off	0,0	15,7	15,7
Total	0,1	15,8	15,7

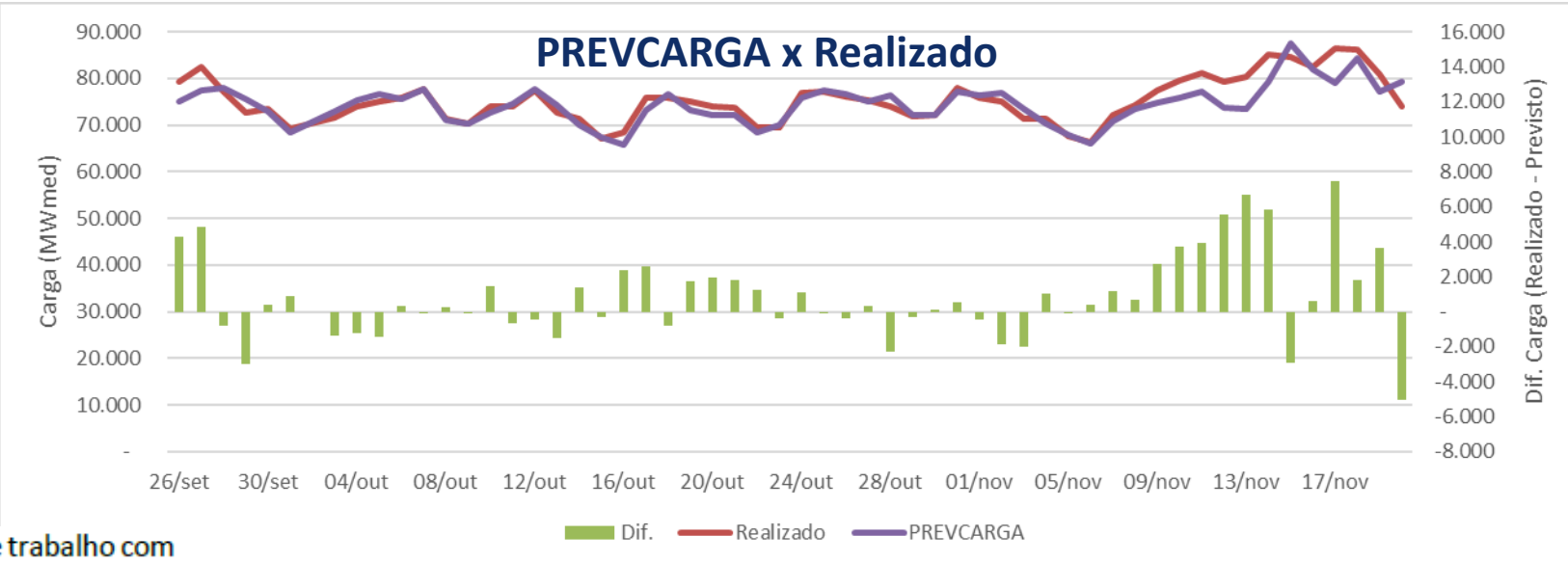




Desvio PDE				
Mês	Desvio Absoluto Medio	Média	Máximo	Mínimo
Setembro	2.367	- 1.297	2.273	- 5.979
Outubro	1.004	- 37	4.321	- 4.705
Novembro	1.688	- 301	5.008	- 7.267

Desvio PREVCARGA				
Mês	Desvio Absoluto Medio	Média	Máximo	Mínimo
Setembro	2.888	386	6.667	- 6.326
Outubro	1.359	426	5.630	- 6.572
Novembro	3.252	1.511	8.567	- 10.385

Ata da reunião da Comissão Deliberativa de 20.07.2023



Solicitou que a FT PrevCargaDESSEM proponha um cronograma de trabalho com o objetivo de utilizar o modelo PrevCargaDESSEM como previsor oficial para o dia D do DESSEM.

Diante da crescente penetração das fontes não despachadas centralizadamente, observa-se uma relação direta entre a Carga (Líquida) e o comportamento do PLD.

Propostas de solução:

1) CT PMO/PLD

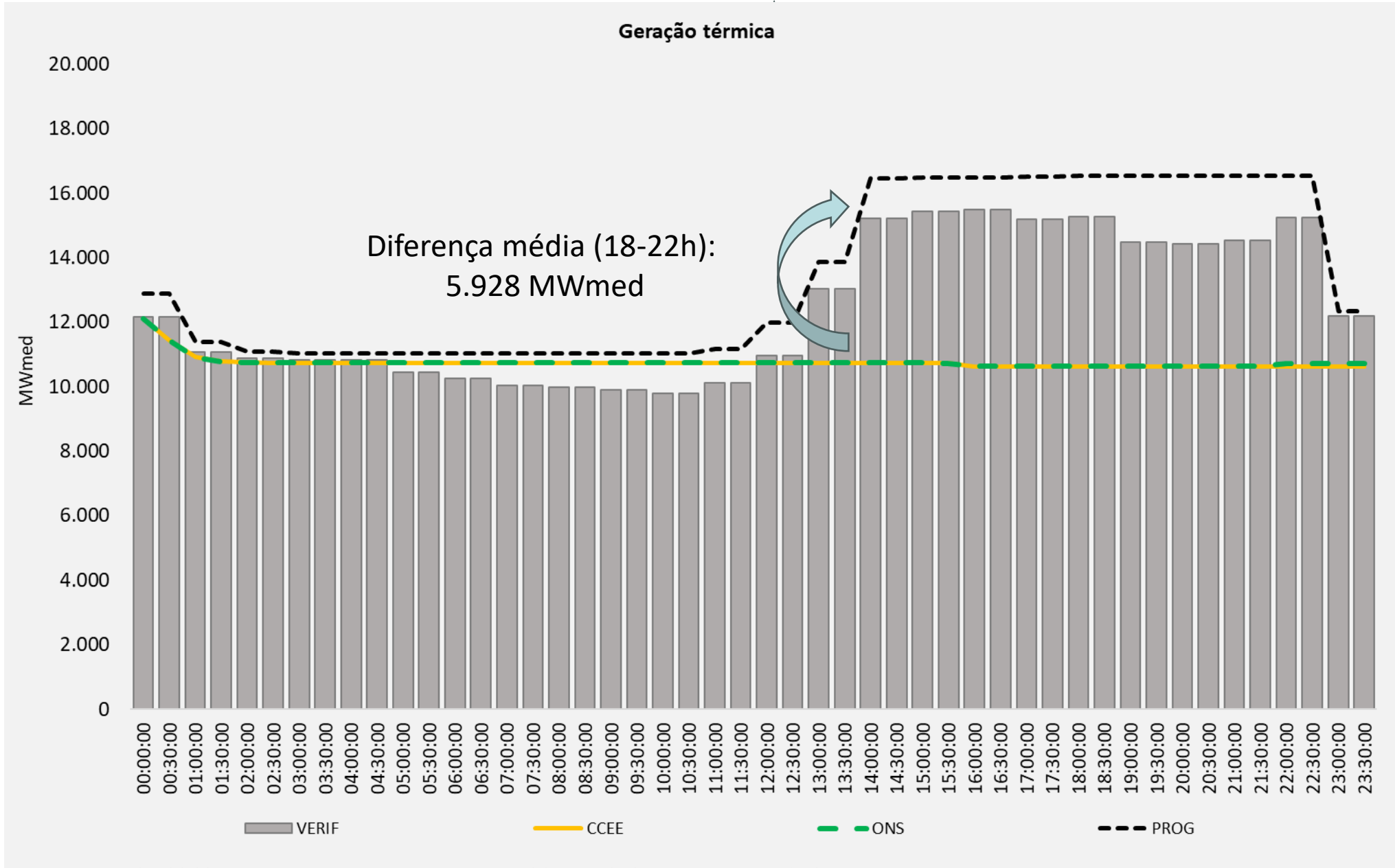
- ⌘ Fase de teste da “operação assistida” de 28/set/2024 a 28/fev/2025 da projeção da carga do 1º dia do DESSEM através do modelo PrevCargaDESSEM, com intervenções pontuais do ONS;
- Aprimoramento contínuo dos modelos de projeção de Carga, geração Eólica e Solar.

2) Em discussão no âmbito do projeto Meta II – Formação de Preço

- Possibilidade da dupla contabilização, incluindo o cálculo do PLD ex-ante e ex-post, considerando a declaração de expectativa de geração e consumo dos próprios agentes, atribuindo “responsabilização” econômica pelos desvios de expectativa.

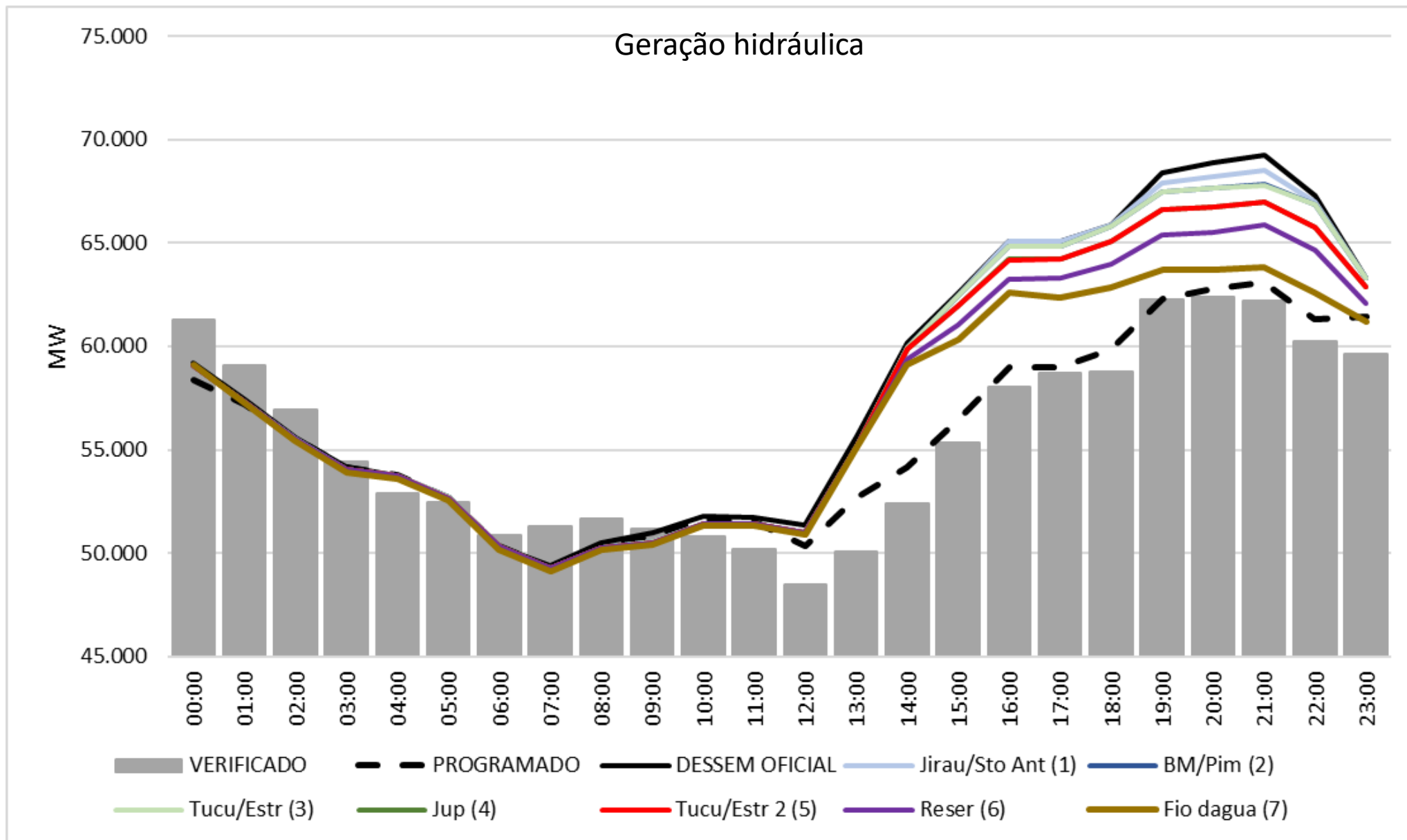
Comportamento Tipo 4

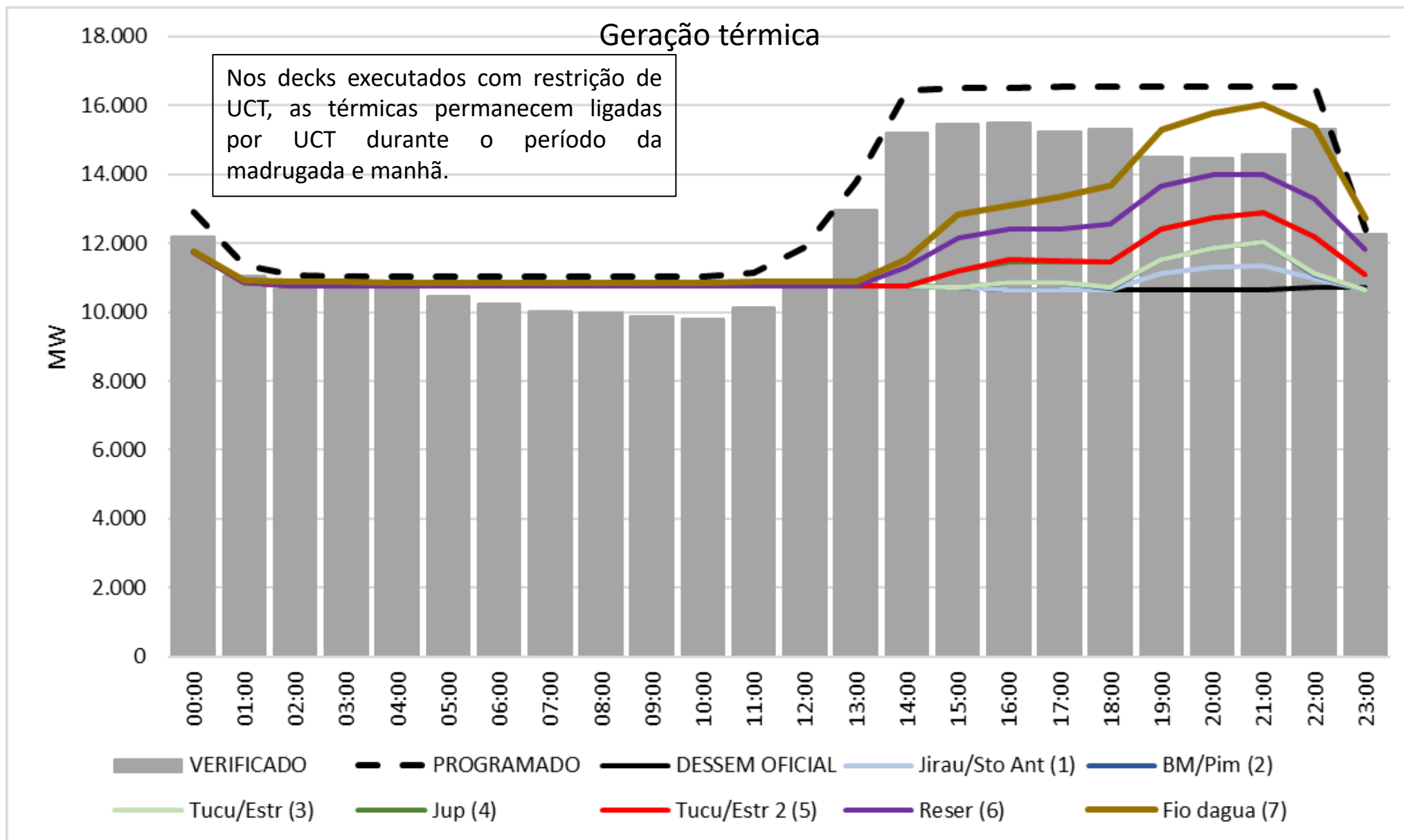
Modelo DESSEM não observa a real
disponibilidade hidrelétrica

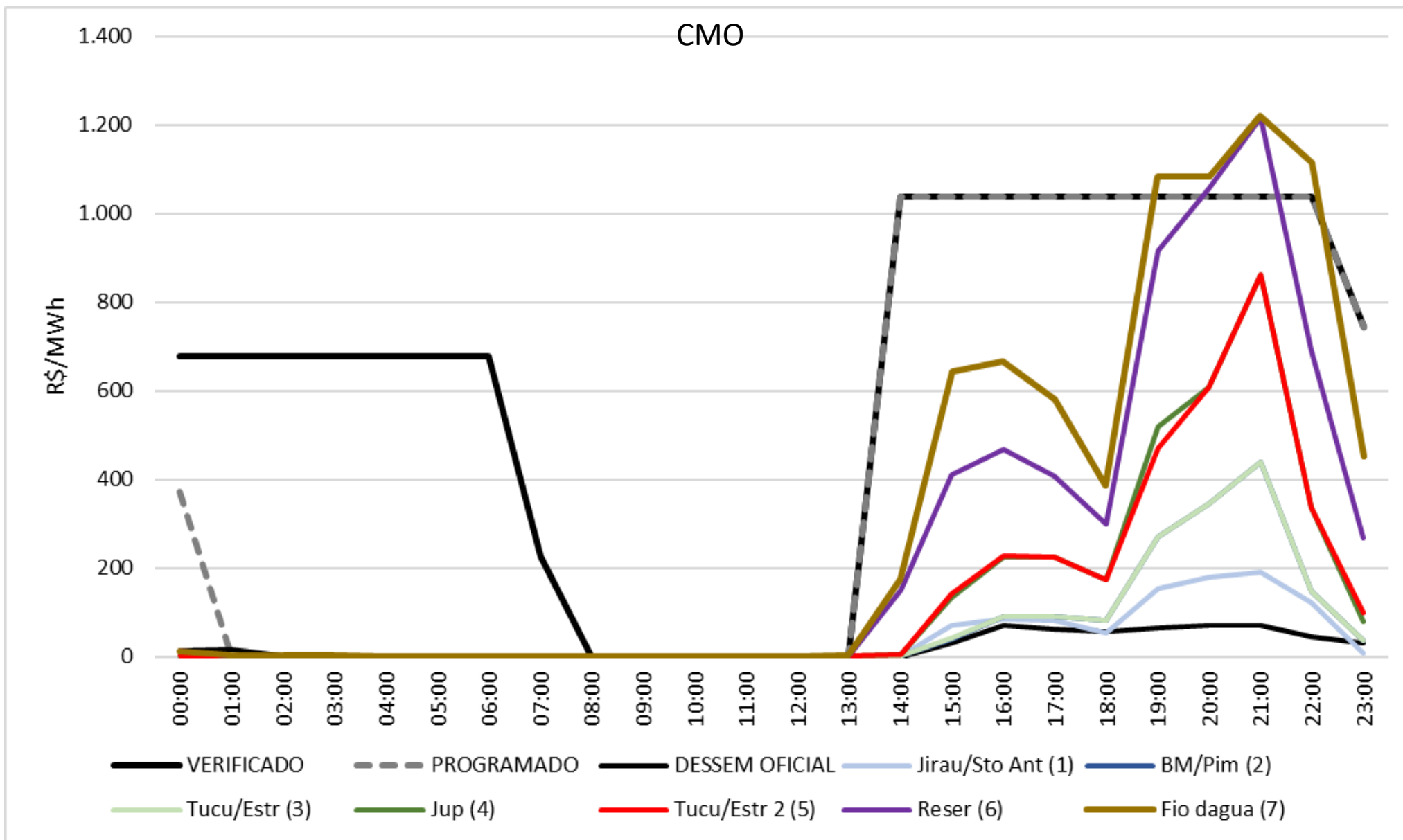


Ranking	USINA HIDRELÉTRICA	Desvio as 19h [MWmed]	Desvio da média 18h as 22h [MWmed]	Potência Usina [MW]
1º	JIRAU	1.255	1.240	3.750
2º	TUCURUI	994	994	3.895
3º	BELO MONTE	716	819	11.000
4º	ITUMBIARA	835	804	2.082
5º	JUPIA	678	690	1.551
6º	ESTREITO TOC	573	567	1.087
7º	STO ANTONIO	632	491	3.569
8º	I. SOLTEIRA	-84	410	3.444
9º	EMBORCACAO	363	381	1.192
10º	ITAIPU	14	312	14.000
Total		5.976	6.708	45.570
Todas as UHEs		5.832	5.874	104.268

- Foram investigados possíveis motivações dos desvios verificados para essas usinas hidrelétricas listadas anteriormente.
- Além disso, foram executados **novos casos de DESSEM CCEE** do dia **19/12/2023** com alterações no deck que possam ter sido os principais motivadores dos desvios entre PDP e resultado do modelo.
- Simulações:
 1. Jirau/Sto Antônio: alteração da afluência das UHEs do valor previsto no DESSEM para o verificado e compatibilização da flexibilização da restrição de nível máximo igual ao de mínimo (usina a fio d'água);
 2. Belo Monte e Pimental: consideração da restrição de defluência média diária, alocando a geração para o horário de carga mais elevada no SIN e rebaixamento da cota de Pimental devido ao nível abaixo do dado de cadastro verificado na operação;
 3. Tucuruí/Estreito: adequação da defluência das usinas a montante, considerando o valor de defluência horária ao invés de defluência média diária (buscando representar melhor a modulação da geração das usinas);
 4. Jupia: inclusão de restrição considerada na operação em tempo real, que foi declarada pelo agente após o período limite para consideração das informações para o modelo DESSEM, sendo modelada as restrições de vertimento mínimo de 1.700 m³/s e restrição de geração máxima de 530 MW;
 5. Tucuruí/Estreito: limitação no deplecionamento dos reservatórios com o objetivo de aproximar o deplecionamento observado nos reservatórios na operação real com o realizado pelo modelo (deplecionamentos elevados observados no modelo);
 6. Reserva de Potência Operativa: representação da Reserva de Potência Operativa de 5% da carga do SIN sendo alocada no submercado Sudeste/Centro-Oeste, ao invés de apenas 5% da carga do Sudeste/Centro-Oeste e Sul e alocada nos dois submercados;
 7. Fio d'água: representação de usinas com regularização diária (fio d'água no DECOMP e reservatório no DESSEM) como fio d'água no modelo DESSEM, baseado na operação verificada ao final do dia e ao final da semana.







Ranking	USINA	Desvio as 19h [MWmed]	Desvio da média 18h as 22h [MWmed]	Desvio da média 18h as 22h (última simulação) [MWmed]	Potência Usina [MW]
1º	JIRAU	1252	1237	173	3.750
2º	TUCURUI	994	994	992	3.895
3º	BELO MONTE	718	905	319	11.000
4º	ITUMBIARA	835	802	801	2.082
5º	JUPIA	678	690	-168	1.551
6º	ESTREITO TOC	580	573	36	1.087
7º	STO ANTONIO	321	438	-32	3.569
8º	EMBORCACAO	362	409	410	1.192
9º	A. VERMELHA	334	332	329	1.397
10º	MARIMBONDO	361	312	307	1.440
Total		6.434	6.692	3.167	30.963
Todas as UHEs		5.828	6.101	1.564	104.268

O modelo DESSEM precisa melhorar a representação da disponibilidade hidrelétrica, buscando se aproximar da flexibilidade observada pelo ONS durante a programação da operação, permitindo ao modelo realizar um acionamento adequado das usinas termelétricas, principalmente para o atendimento da ponta de carga e não sendo necessário a realização de despacho exógeno ao modelo.

Propostas de solução:

1) Em relação aos **dados de entrada**

- ✓ **Consideração, a partir do PMO de dezembro, da representação de 15 usinas hidrelétricas atualmente representadas com reservatório no DESSEM, passando a ser considerada como usinas a fio d'água;**
- Compatibilizar a flexibilização das restrições de cota mínima e máxima de Jirau para convergência;
- Alterar restrições de valor fixo ao longo do dia para restrições com modulação da operação, atendendo FSARH e/ou política operativa do ONS (UHEs Belo Monte, Paulo Afonso, etc);
- Antecipar as declarações dos agentes hidrelétricos, compatibilizando os dados do DESSEM com os dados da programação;
- Taxas de variações que ultrapassam os limites das FSARHs na programação e na operação (UHE Belo Monte);
- Dados de defluência passada em base semi-horária (ao menos usinas estratégicas);
- Avaliar a possibilidade da declaração da carga de ANDE com maior frequência e maior discretização.

O modelo DESSEM precisa melhorar a representação da disponibilidade hidrelétrica, buscando se aproximar da flexibilidade observada pelo ONS durante a programação da operação, permitindo ao modelo realizar um acionamento adequado das usinas termelétricas, principalmente para o atendimento da ponta de carga e não sendo necessário a realização de despacho exógeno ao modelo.

Propostas de solução:

2) Em termos de **modelos satélites**:

- Melhorias no modelo SMAP
 - ✓ Entrada no modelo SMAP em R (entrada em jul/24)
 - ⌘ Recalibração do modelo SMAP para todos os postos: Madeira (PMO nov/2024); ...

3) Validado pela **FT DESSEM** e em **TS ANEEL 26/2024** (até 30/jan/2025):

- Implementação de restrições de médias de limites diárias, semanais (implementada na versão 20.5.3)

4) Aprimoramentos no **modelo DESSEM**:

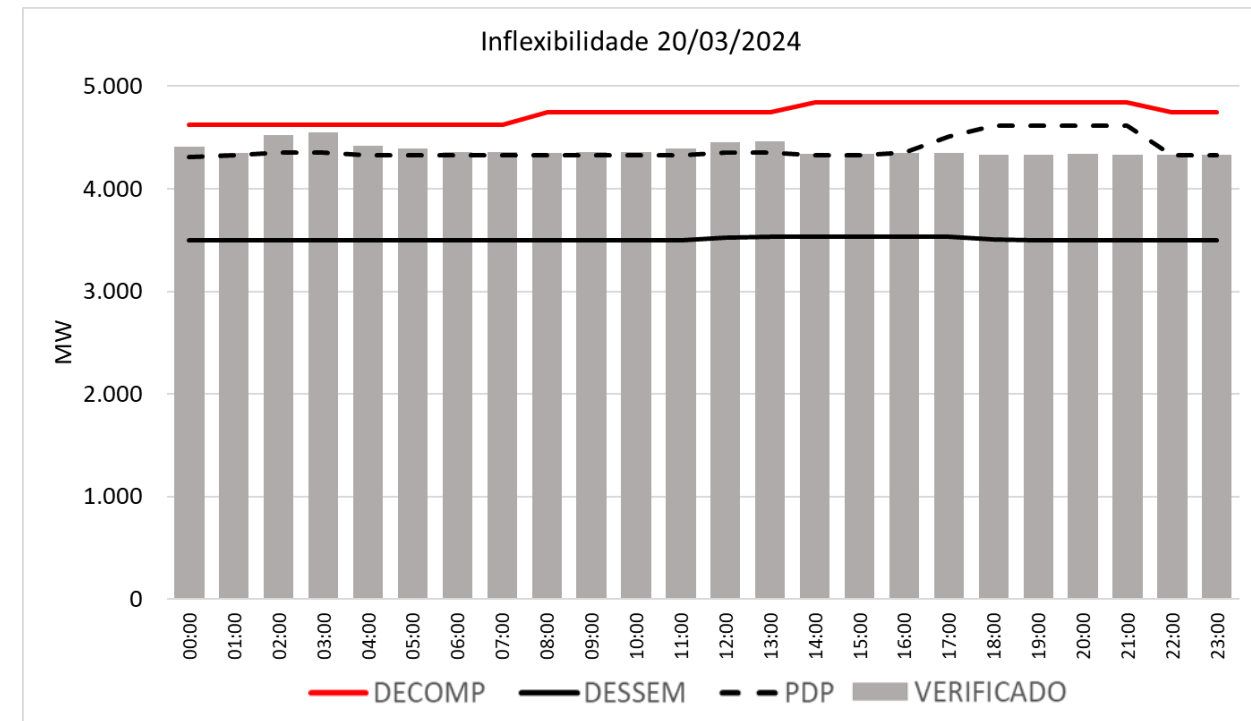
- Considerar representação da função de produção em grades cota x volume ao invés de polinômios (O ONS está migrando os dados das usinas para grade ao invés de polinômios)
- Implementação de restrições de médias de limites mensais
- Implementação de restrições de taxas de variação médias *Unit Commitment* Hidráulico
- Representação da Reserva de Potência Operativa utilizando os valores de intercâmbio
- Buscar alternativas para resolver o problema de final do horizonte do modelo (fim de mundo)
- Representação de condições fora dos limites cadastrais (alterar os dados cadastrais ou avaliar “ajuste” da produtividade)
- Como considerar políticas operativas exógenas?
- Tempo de viagem da água para desvio - Estender a modelagem do tempo de viagem da água também para usinas de desvio

Comportamento Tipo 5

Premissas para representação das UTEs
(inflexibilidade e exportação)

Inflexibilidade

- A inflexibilidade termelétrica aplicada na execução dos modelos não coincide com o que é aplicado na programação da operação e/ou operação verificada;
- Os agentes termelétricos declaram a inflexibilidade em 3 momentos:
 - Semanalmente para o DECOMP (não existe limite para a declaração)
 - Diariamente para o DESSEM (limitada à declaração realizada para o modelo DECOMP) – Despacho ANEEL 3.572/2019
 - Programação da operação (não existe limite para a declaração)
- A inflexibilidade declaradas para o dia 20/03/2024 em cada modelo foram:
 - DECOMP: 4.736 MW;
 - DESSEM: 3.509 MW (- 1.227 MW);
 - Programação da Operação: 4.387 MW (-349 MW); e
 - Verificado: 4.373 MW (-363 MW).



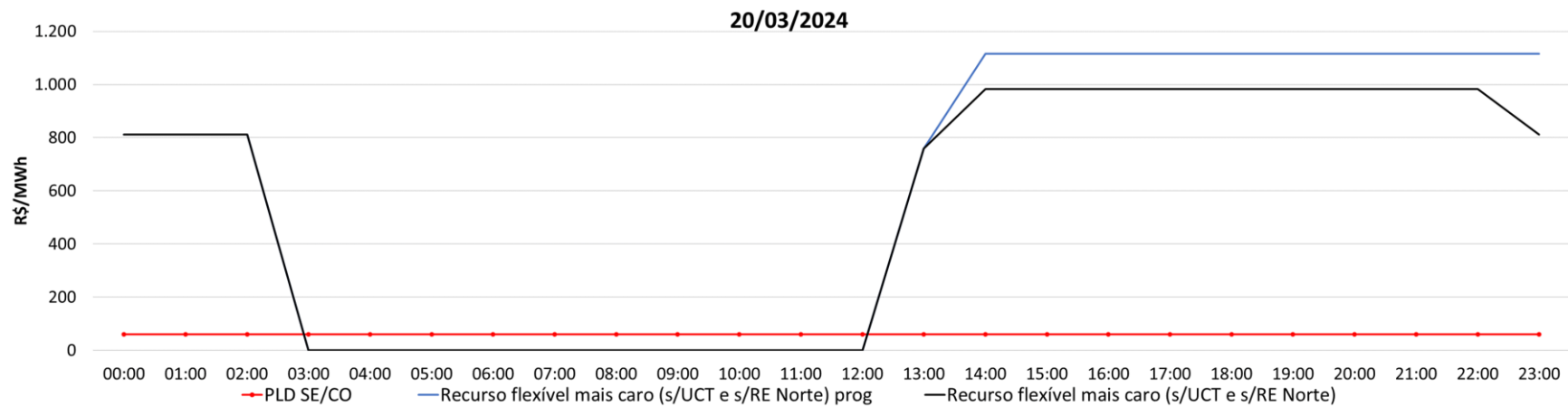
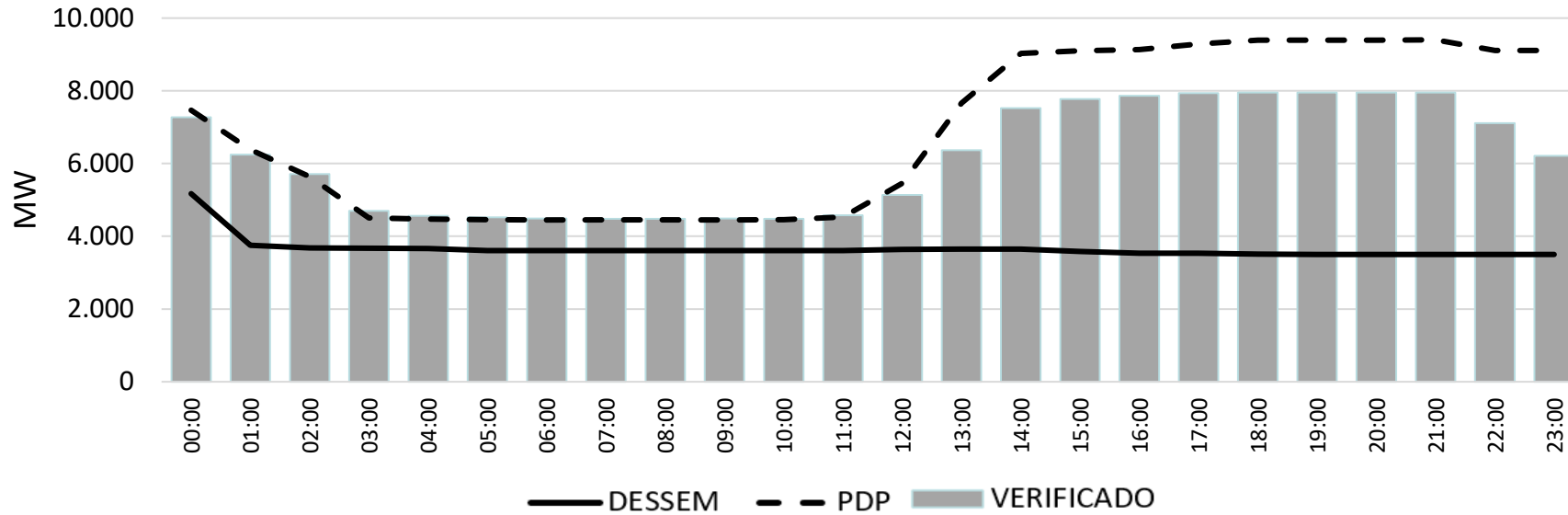
Inflexibilidade

- As divergências de declaração de inflexibilidade entre DESSEM e Programação Diária estão destacadas em vermelho.
- Adicionalmente, observa-se que apesar das inflexibilidades totais do modelo DECOMP ficar mais próximo ao verificado, ele não necessariamente reflete de maneira mais próxima as declarações individuais das usinas, destacadas em amarelo.

UTE	DECOMP	DESSEM	PDP	VERIFICADO
Angra I	640	640	639	640
Angra II	1350	1350	1350	1349
Aparecida Parte I	75	75	75	77
Atlântico 1	219	80	80	75
Atlântico 2	103	0	0	0
Barra Bonita I	4	4	4	5
Candiota III	320	0	0	0
Cristiano Rocha	65	70	70	72
Cubatão	0	0	40	40
ERB Candeias	4	3	3	0
GNA I	0	0	57	0
Jaraqui	63	63	63	78
Jorge Lacerda IV	300	0	300	301
Karkey 013	30	30	30	32
Manauara	61	54	54	54
Maranhão III	116	0	0	0
Maranhão IV	58	0	0	0
Maranhão V	58	0	0	0
Marlim Azul	445	445	445	446
Mauá 3	264	264	480	488
Nova Venécia 2	32	0	0	0
Pampa Sul	285	289	284	285
Parnaíba IV	15	0	0	0
Parnaíba V	84	0	0	0
Paulínia Verde	16	15	15	15
Ponta Negra	64	64	64	67
São Sepé	4	0	0	0
Seropédica	0	0	0	5
Tambaqui	63	63	63	62
Termomacaé	0	0	0	4
Termorio	0	0	270	278
TOTAL	4736	3509	4387	4373

20/03/2024

Geração Térmica Total



Exportação

- A exportação termelétrica não é representada para formação de preço (Art. 4º da Portaria MME 418/2019 – até setembro de 2024);
 - Algumas usinas que estão gerando para exportação, conforme a necessidade, passam a atender ao SIN no período da ponta de carga;
 - Entretanto, essas mesmas usinas, para alguns momentos do dia também geram por inflexibilidade e, pelo fato da exportação não formar preço, sua inflexibilidade também não é representada nos modelos de otimização, podendo contribuir para uma distorção do PLD

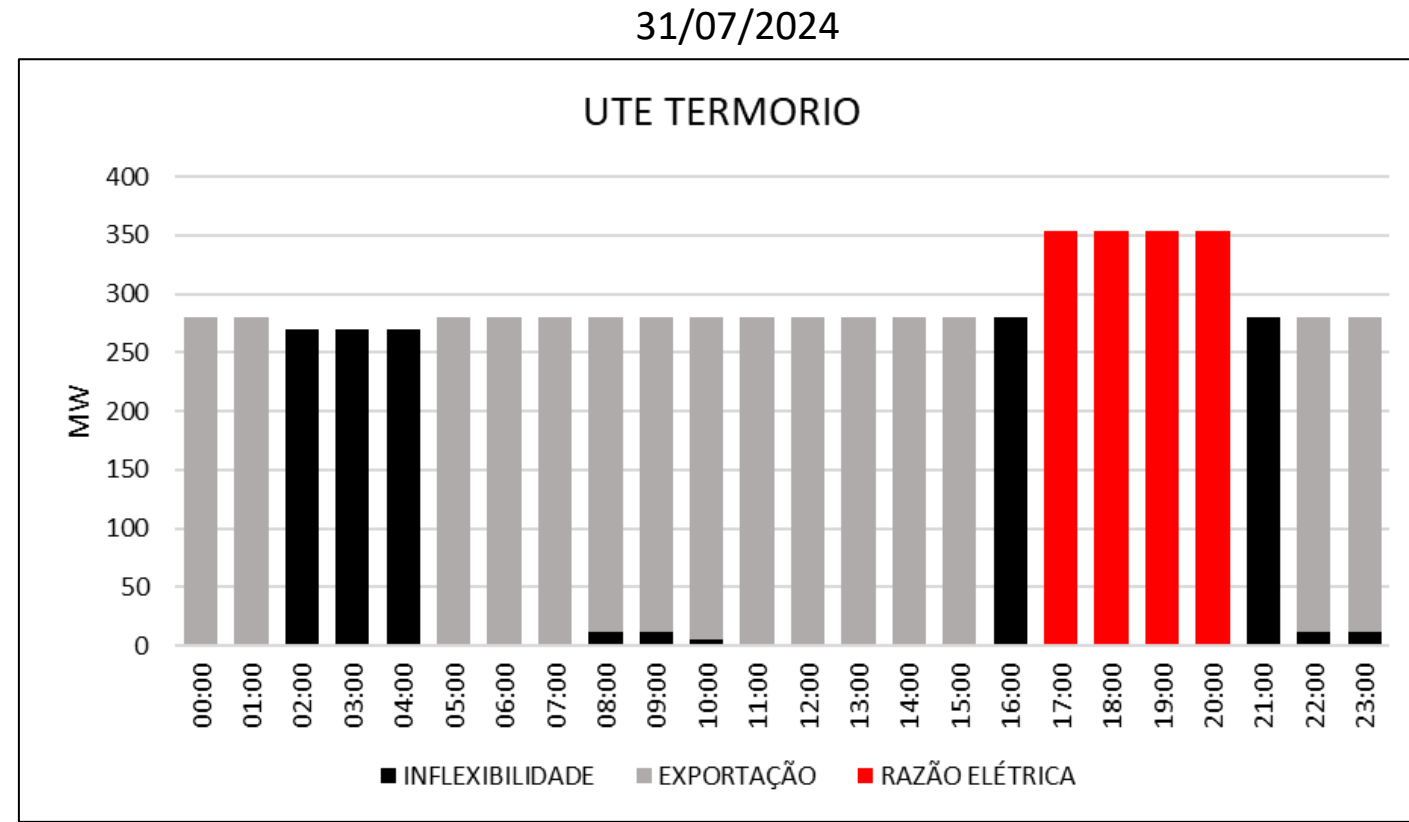
31/07/2024

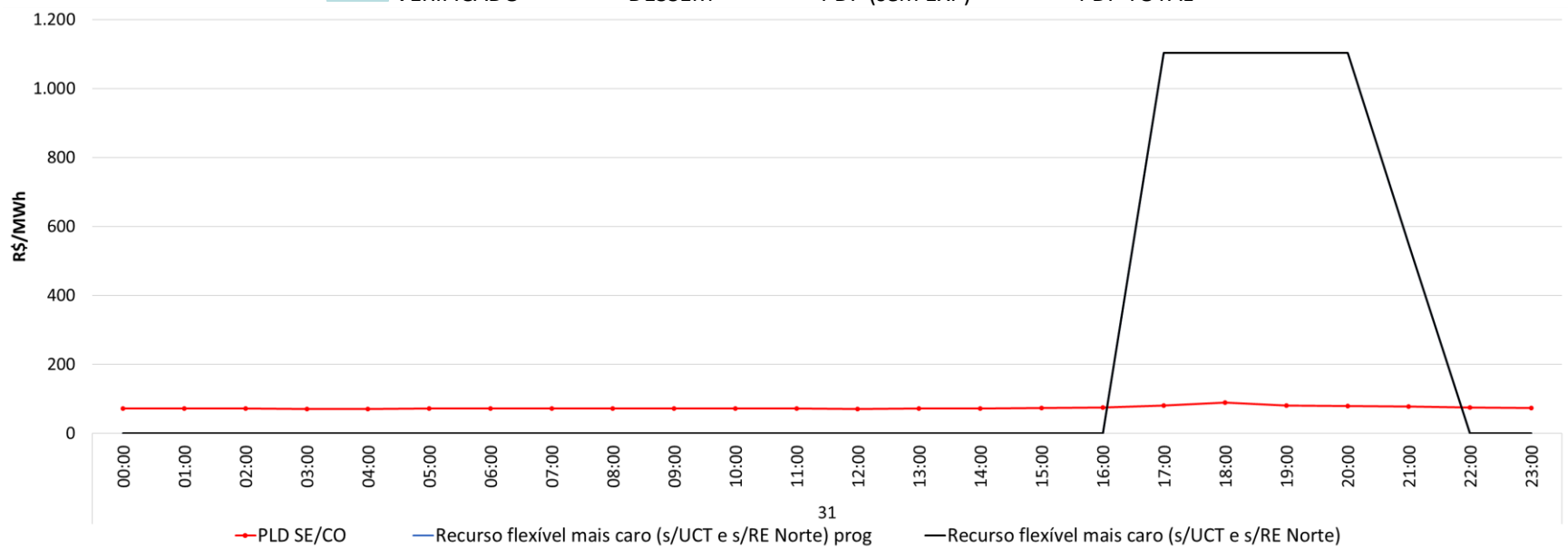
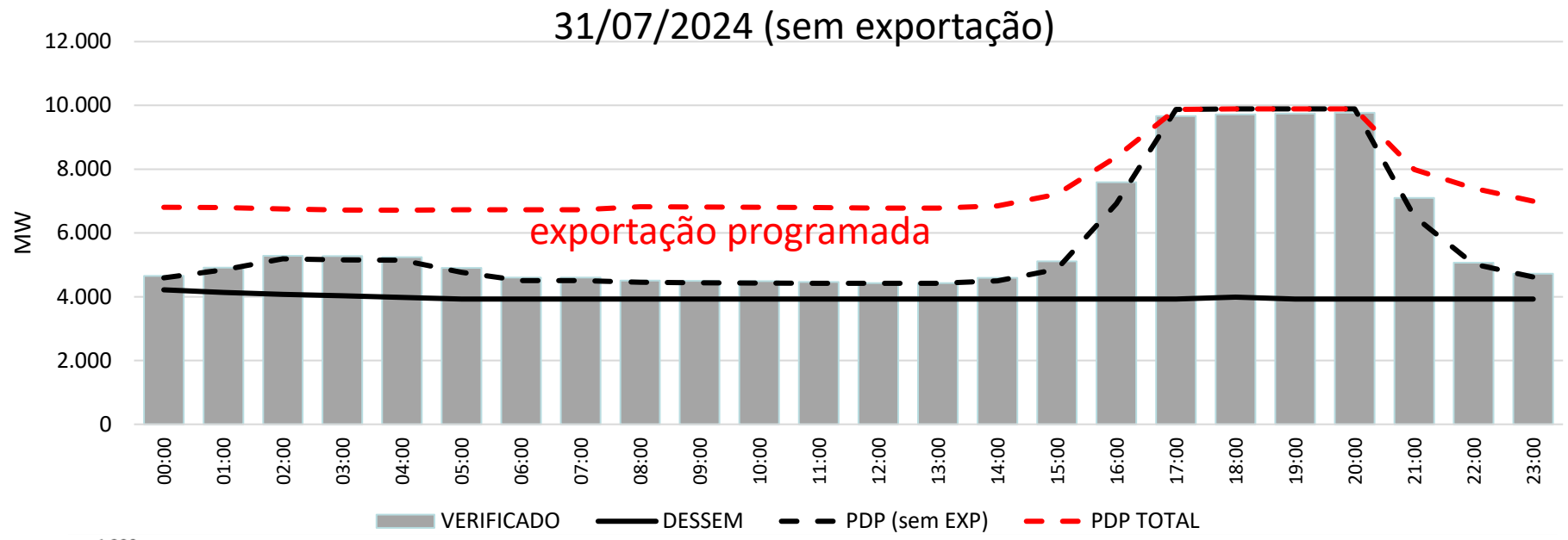
UTE	INFLEX DECOMP	INFLEX DESSEM	INFLEX PDP	INFLEX VERIFICADO	EXP PDP
Cubatão	0	0	29	36	113
J. Lacerda A-2	50	0	0	1	92
Jorge Lacerda III	220	0	0	1	183
Jorge Lacerda IV	300	0	77	79	198
Maranhão IV	113	0	13	28	257
Maranhão V	113	0	20	35	251
MC2 Nova Venécia 2	32	0	10	19	133
Parnaíba IV	19	0	0	1	44
Parnaíba V	124	0	3	7	299
Termorio	0	0	59	69	173
TOTAL (MW)	971	0	212	274	1743

- Nota-se que, para as UTEs que tiveram exportação programada para o dia 31/07/2024, também tiveram programação de inflexibilidade (212 MW) para este dia. No entanto, no modelo DESSEM essa inflexibilidade não foi considerada.
- Além disso, as termelétricas que geram para exportação, não são consideradas como “instantaneamente” disponíveis para o atendimento da ponta de carga, sendo que na programação e na operação depois realizam esse atendimento.

Exportação Programada

- Exemplo da UTE Termorio que gera para exportação, atendimento de ponta e inflexibilidade





- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

- **Motivação:** a representação agregada das usinas hidrelétricas leva uma operação otimista frente a realidade operativa do SIN, uma vez que há perda de precisão em tais aproximações.

Período de Individualização: 12 primeiros meses de estudo.

- **Implementações:**

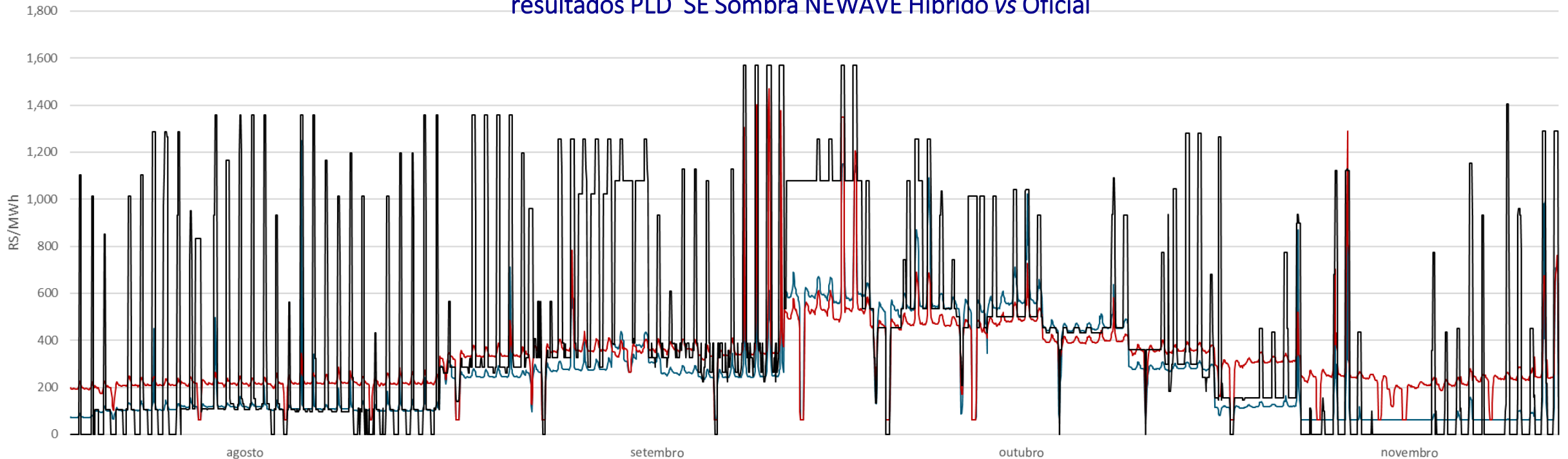
- ✓ representação das restrições hidráulicas – turbinamento mínimo e máximo;
- ✓ funções de produção individual;

Por consequência representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa, consideração das limitações de geração e armazenamento individuais e a consideração de vertimentos localizados, resultando na melhoria da FCF para o modelo DECOMP.

- **Aprimoramentos para redução de tempo de execução:**

- ✓ seleção de cortes;
- ✓ reaproveitamento de bases;
- ✓ gerenciamento paralelo.

resultados PLD SE Sombra NEWAVE Híbrido vs Oficial

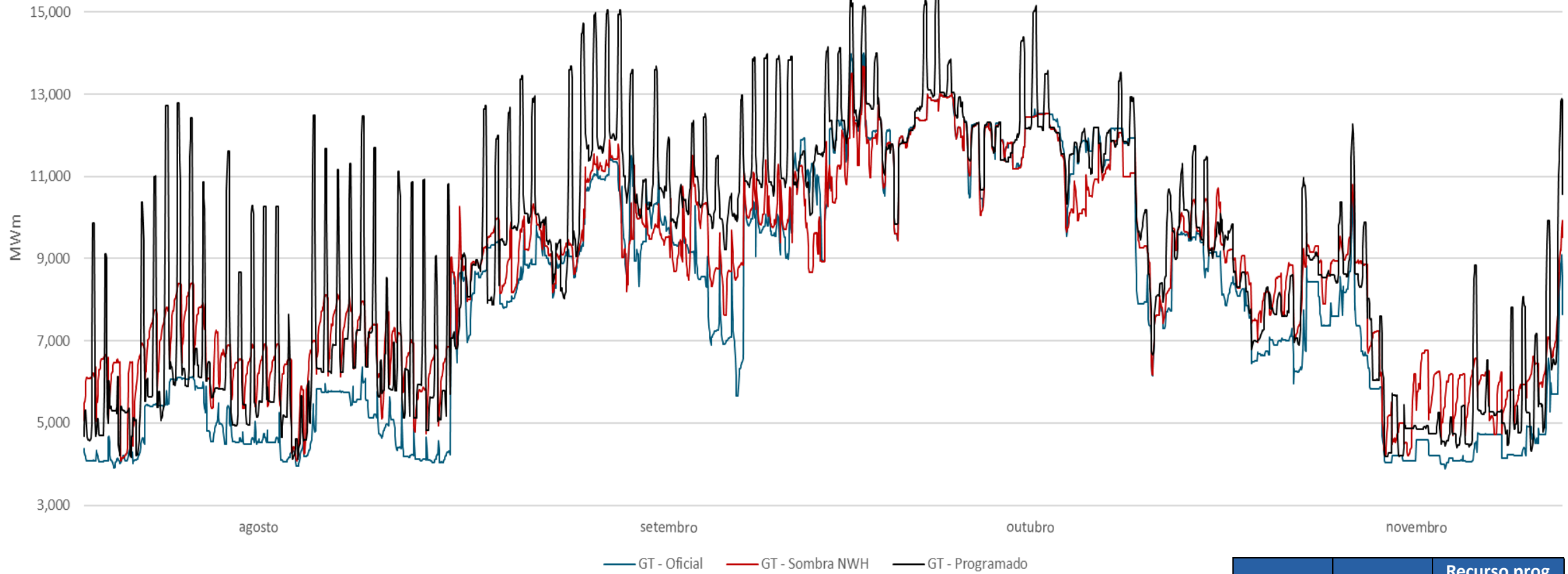


— PLD_SE - Oficial — PLD_SE - Sombra NWH — Recurso programado mais caro

Oficial	Sombra	Recurso prog mais caro
255.03	325.32	446.44

No período analisado, o PLD do processo sombra com o NEWAVE Híbrido apresentou variações intrasemanais menores do que o modelo vigente.

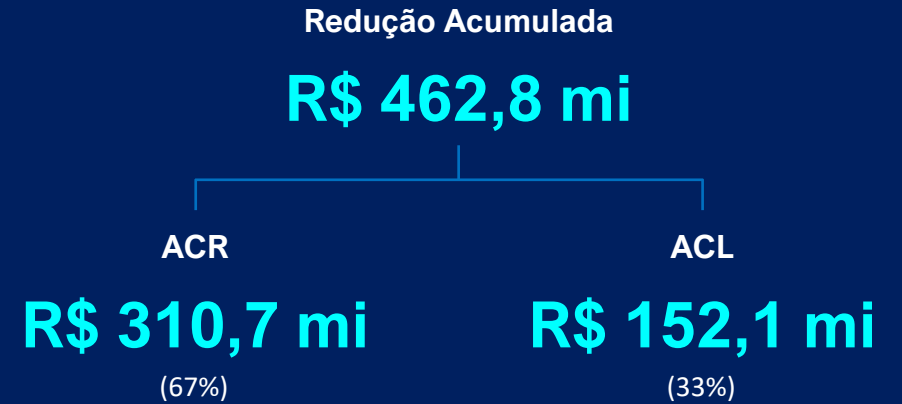
Geração Térmica Sombra NEWAVE Híbrido vs Oficial



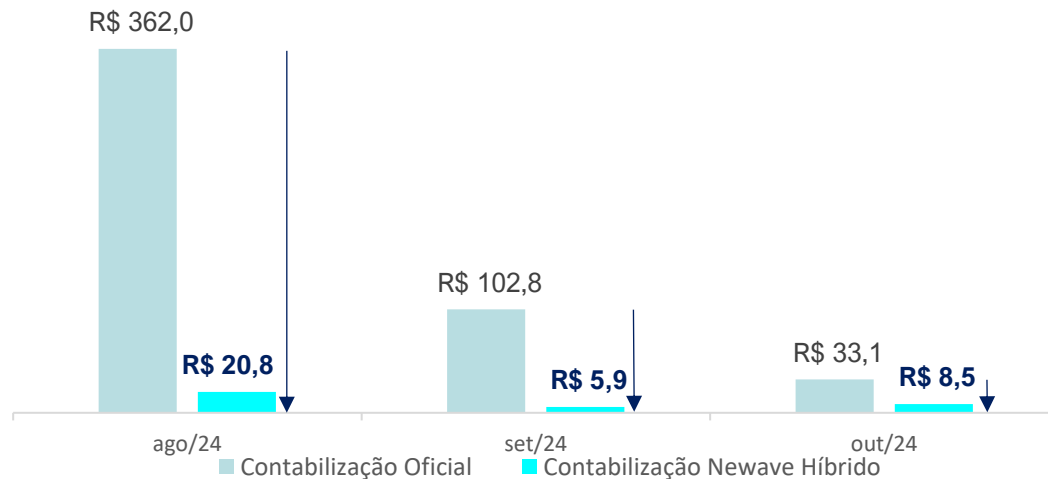
Oficial	Sombra	Recurso prog mais caro
7,924	8,705	9,131

O processo sombra com o NEWAVE Híbrido contribui para um despacho térmico do DESSEM mais aderente ao programado quando comparado ao modelo vigente.

A aplicação do *modelo Newave híbrido* nas contabilizações de agosto a outubro de 2024, geraria uma **economia de cerca de R\$ 462,8 milhões** ao consumidor brasileiro no pagamento de ESS



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

Além disso, a aplicação do *modelo Newave híbrido* nas contabilizações de agosto a outubro de 2024, geraria um **aumento dos recursos financeiros alocados na Conta de Energia de Reserva (CONER)** da ordem de **R\$ 221 mi***.

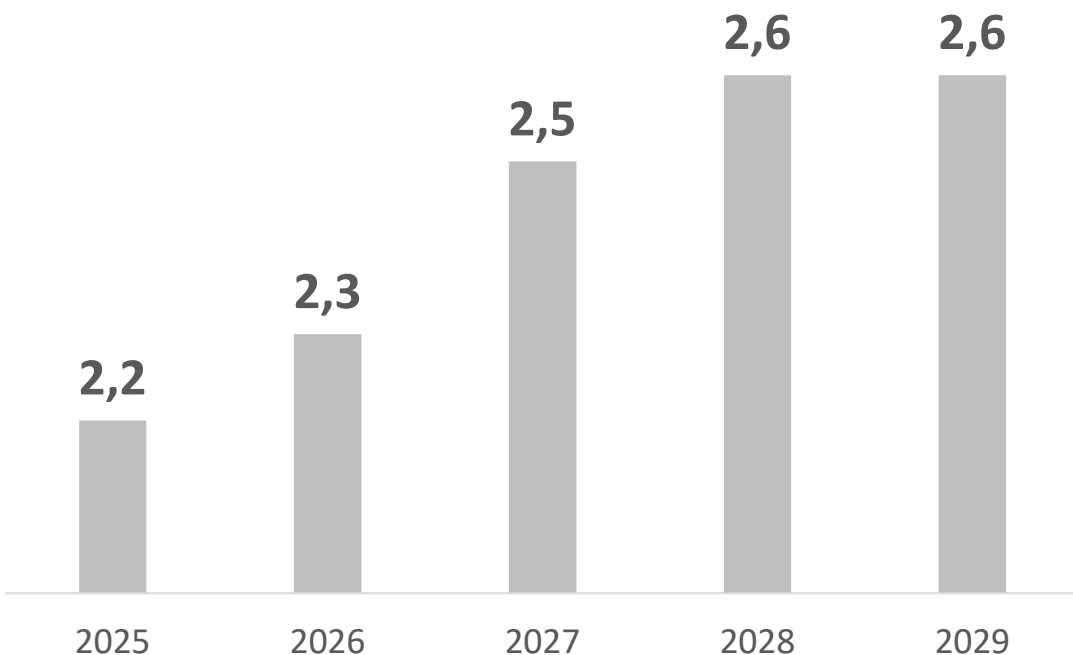


Redução da necessidade de cobrança dos **Encargos de Energia de Reserva**.

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

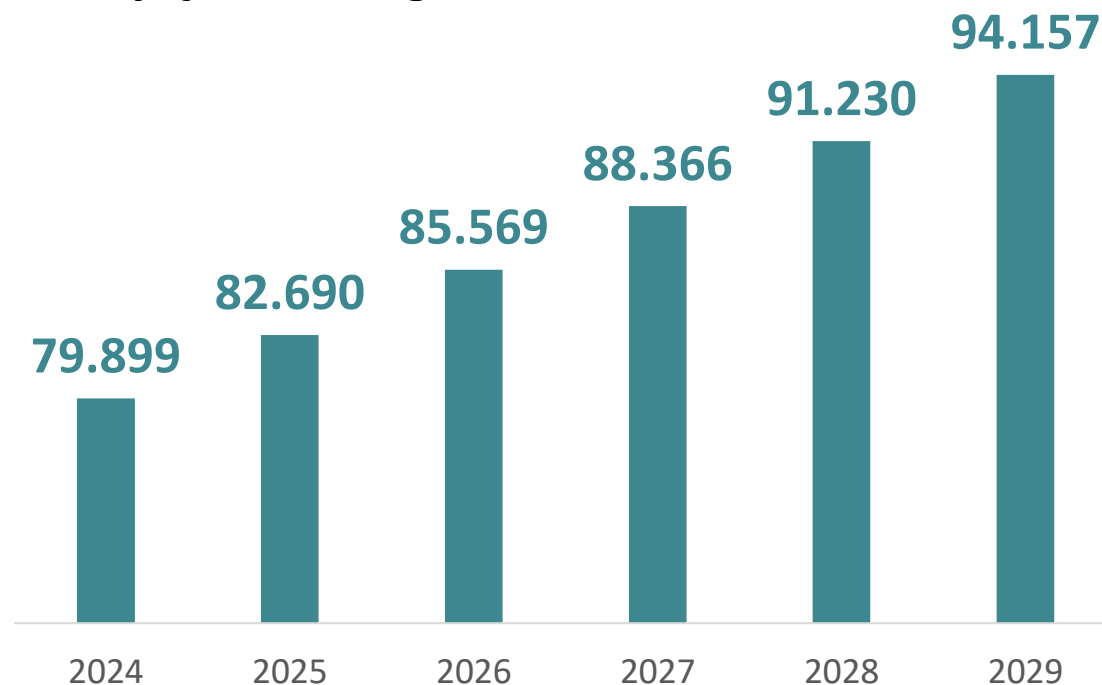
As **premissas de PIB** da 2RQC foram **mantidas** no PLAN 2025-2029, tendo em vista a adoção de uma política monetária mais restritiva no curto prazo e a melhora do cenário econômico no médio prazo. Dessa forma, projeta-se um **crescimento médio anual de +3,3%** para carga

PIB - %



- Manutenção do PIB da 2ªRQC do PLAN 24-28
- No médio prazo, melhora do ambiente econômico, com inflação na meta e maior confiança dos agentes, refletindo no aumento do consumo

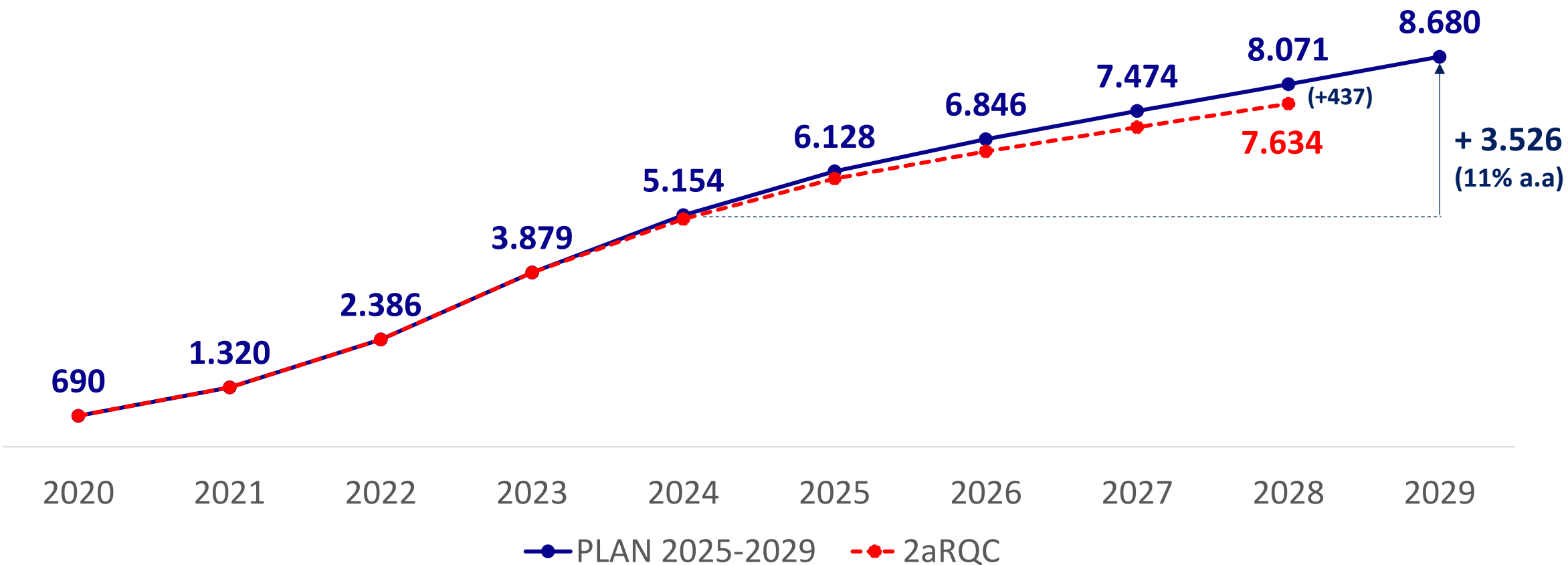
Projeção da Carga – PLAN 2025-2029 - MWmed

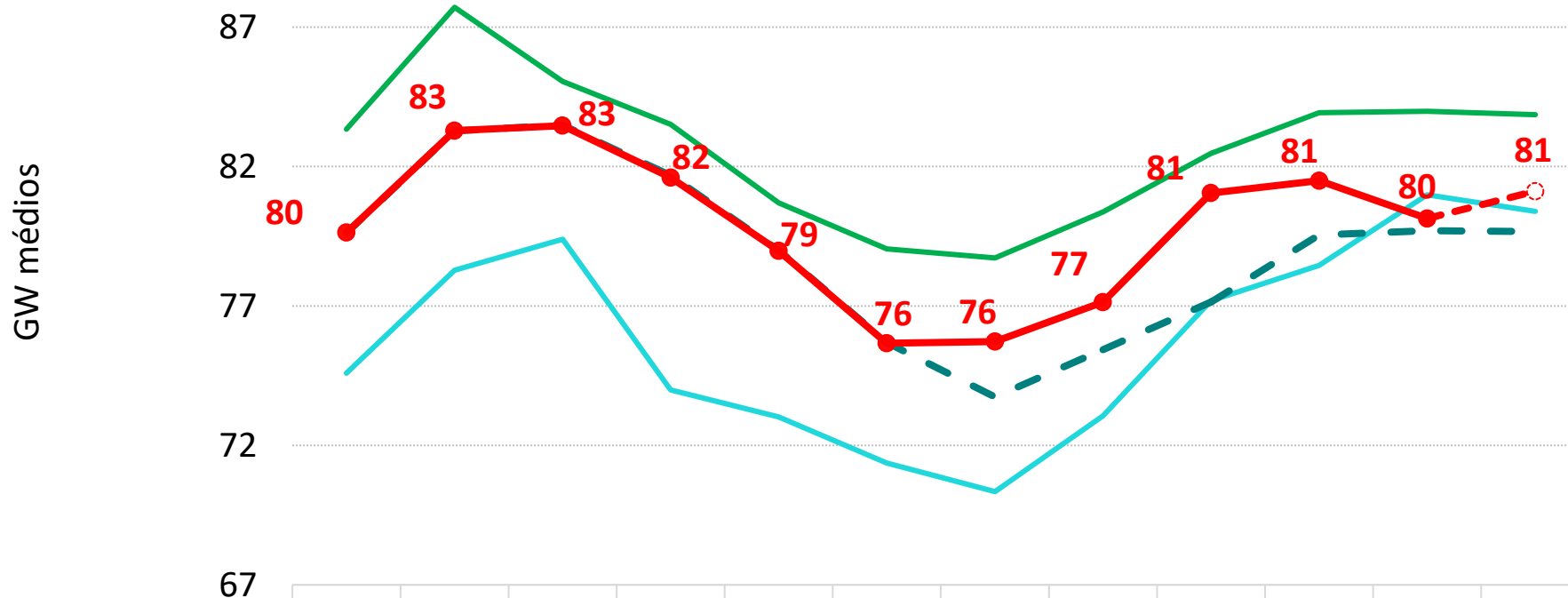


- Ao final do período do PLAN 25-29, a carga atinge **94.157 MWmed**, com uma variação média anual de **3,3%**
- Em relação à 2ªRQC, houve um aumento médio de **1.112 MWmed ao ano**

A expansão da MMGD é influenciada pela redução do CAPEX, resultante da queda dos custos dos sistemas fotovoltaicos e da sobreoferta internacional dos módulos fotovoltaicos. Considerando o novo CAPEX, em 2029, a MMGD atinge **8,7 GWmed**, com aumento de **3,5 GWmed de 2024 a 2029 (+11% a.a.)**

Projeção da MMGD - MWmed





Δ ante 2023
 2ª RQ PLAN: +4,0%
 Nov/24: -1,0%
Dez/24: +0,9%
Jan-Dez/24: +5,3%

Δ ante 2º RQ PLAN
 Nov/24: +0,6%
Dez/24: +1,8%
 Jan-Dez/24: +1,2%

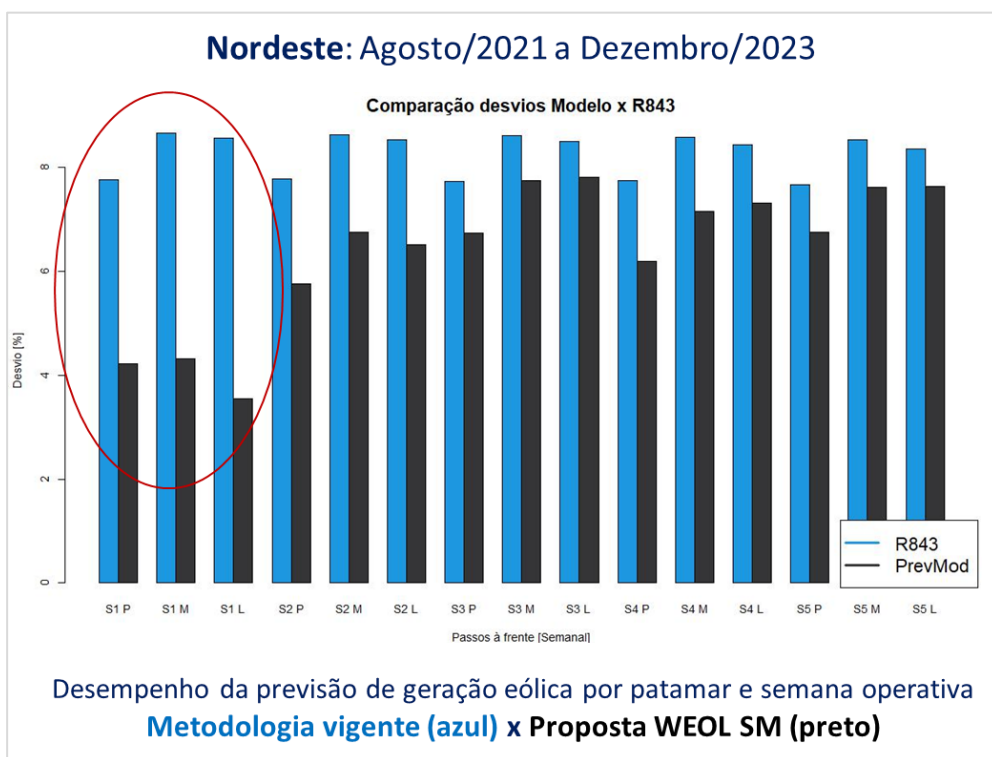
Δ ante PMO
Dez/24: +0,4%

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
— 2023	74,6	78,3	79,4	74,0	73,0	71,4	70,3	73,1	77,2	78,5	81,0	80,4
- 2ª RQ PLAN (24-28)	79,6	83,3	83,5	81,7	79,0	75,7	73,7	75,4	77,1	79,5	79,7	79,7
— 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
● Verif.24 + Rev 2 Dez/24	79,6	83,3	83,5	81,6	79,0	75,7	75,7	77,1	81,0	81,5	80,1	81,1
Dif. PMO - 2ª RQC	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	2,0	1,7	3,9	2,0	0,4	1,5
Dif. PLAN 25-29 - 2ª RQC	3,7	4,4	1,6	1,8	1,7	3,4	5,0	4,9	5,3	4,4	4,3	4,2

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - **WEOL mensal**
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

- GT Representação da Geração Eólica e Solar Fotovoltaica (GT GEOS)
 - <https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-geração-eólica-e-solar-fotovoltaica>
 - Previsão de geração eólica para o 1º mês operativo
 - Nota técnica e manual do usuário disponibilizados no portal do CT PMO/PLD
 - Análise de desempenho e backtest
 - Decks disponibilizados diariamente (<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/Produtos/785>)

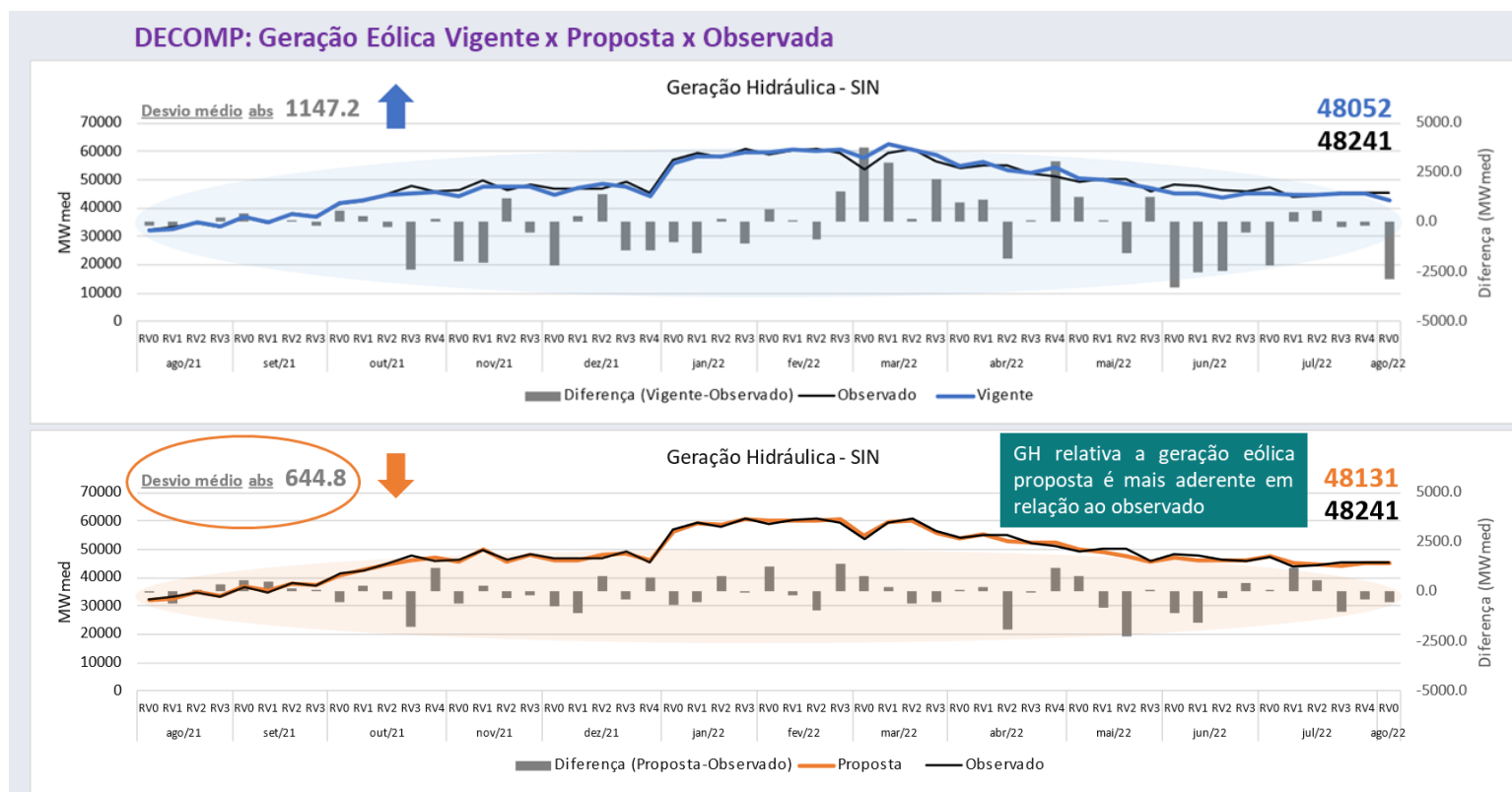
Entrada oficial
PMO Janeiro 2025



Desempenho da proposta indica maior aderência aos valores de geração verificada em todas as semanas, com destaque para o **desempenho na 1ª semana de horizonte da previsão**

Entrada oficial
PMO Janeiro 2025

- GT Representação da Geração Eólica e Solar Fotovoltaica (GT GEOS)
 - <https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-geração-eólica-e-solar-fotovoltaica>
 - Previsão de geração eólica para o 1º mês operativo
 - Nota técnica e manual do usuário disponibilizados no portal do CT PMO/PLD
 - Análise de desempenho e **backtest**
 - Decks disponibilizados diariamente (<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/103/105/Produtos/785>)



Análises de impacto

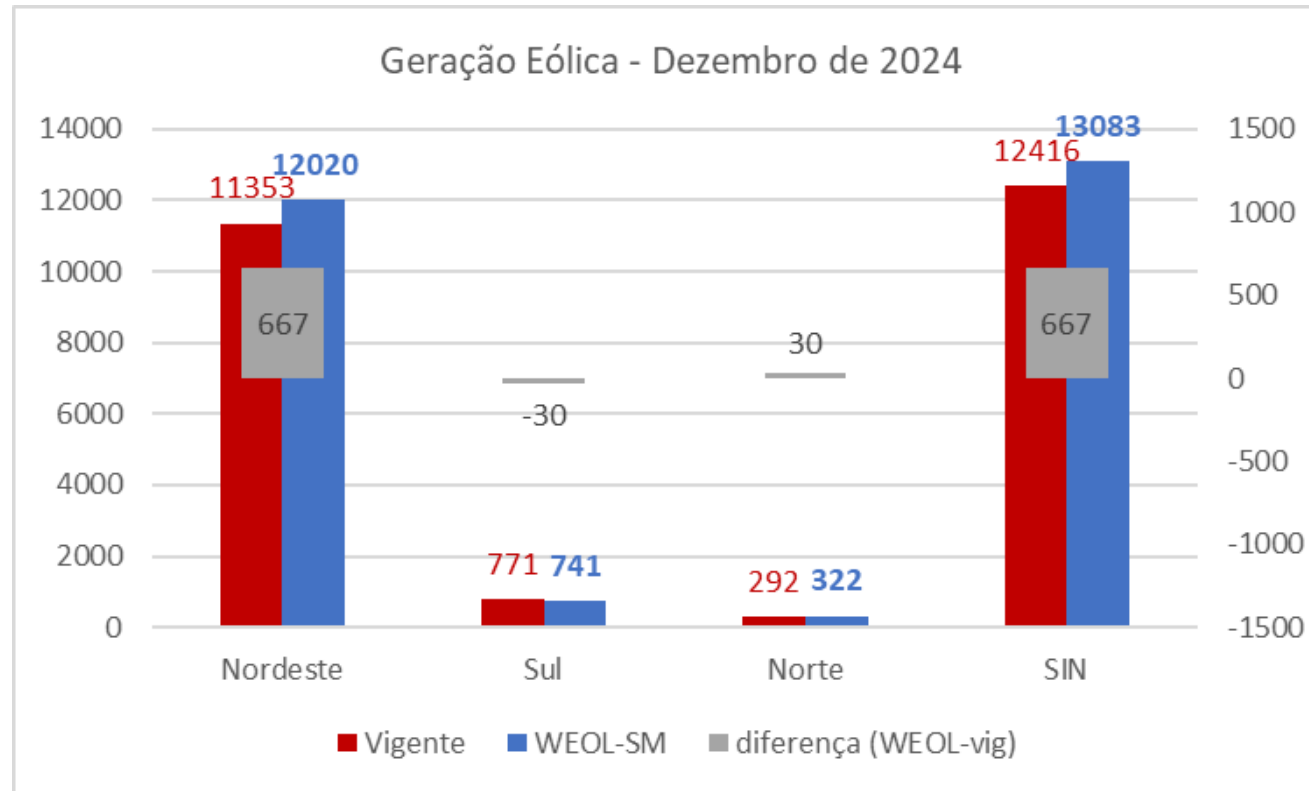
- Desempenho da proposta

← - Geração hidráulica e térmica

- CMO DECOMP e volatilidade

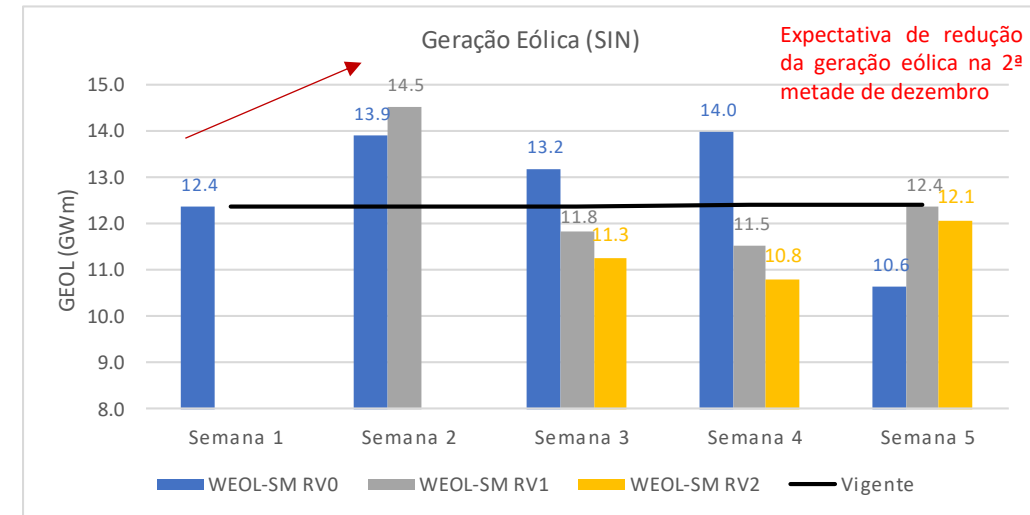
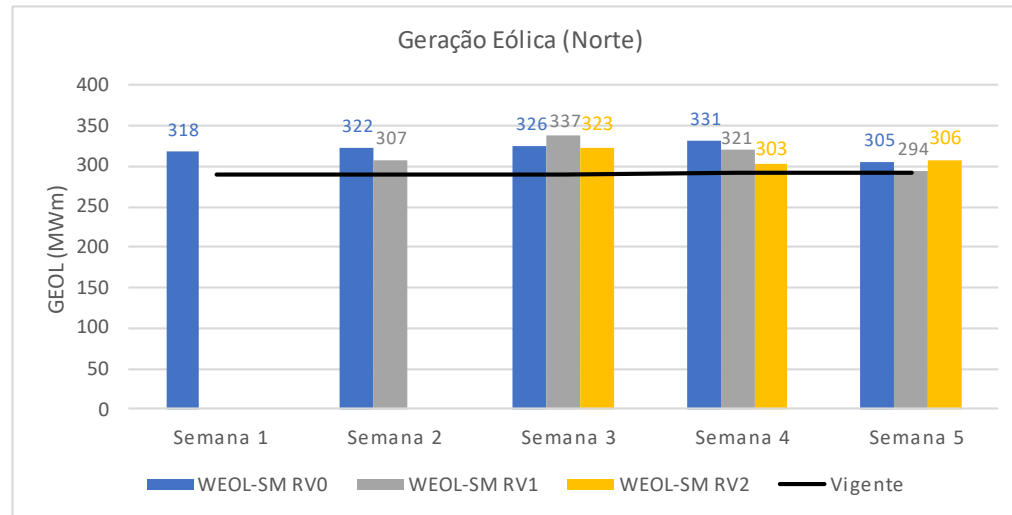
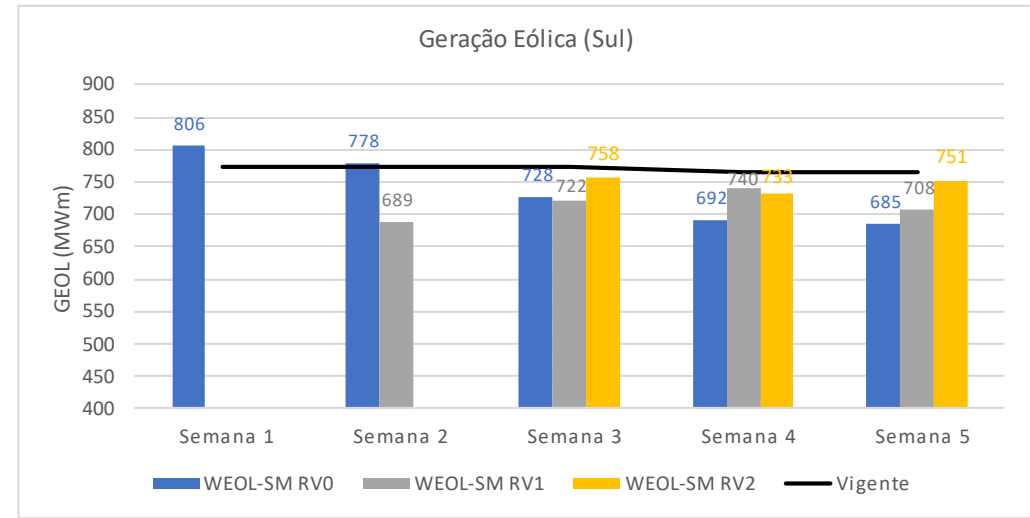
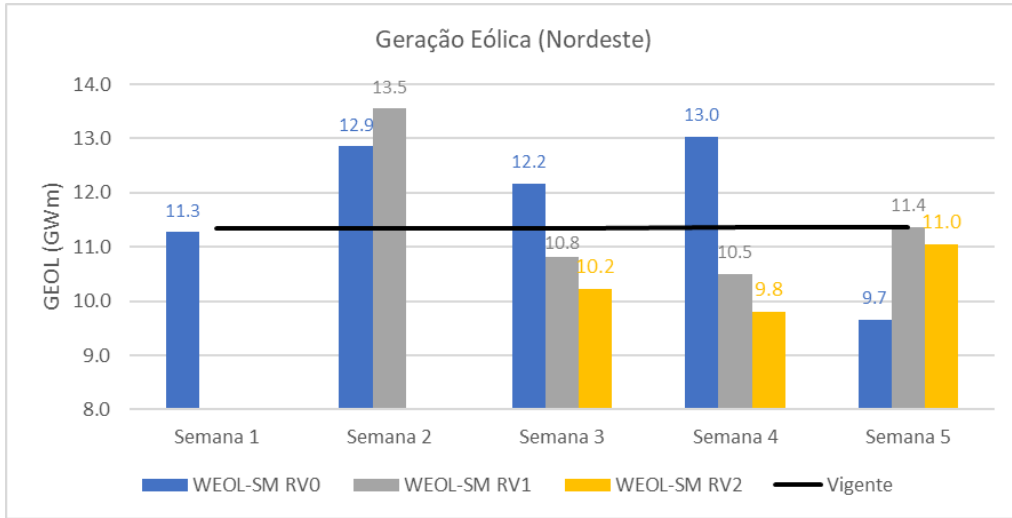
- DESSEM

Sombra – Dezembro de 2024

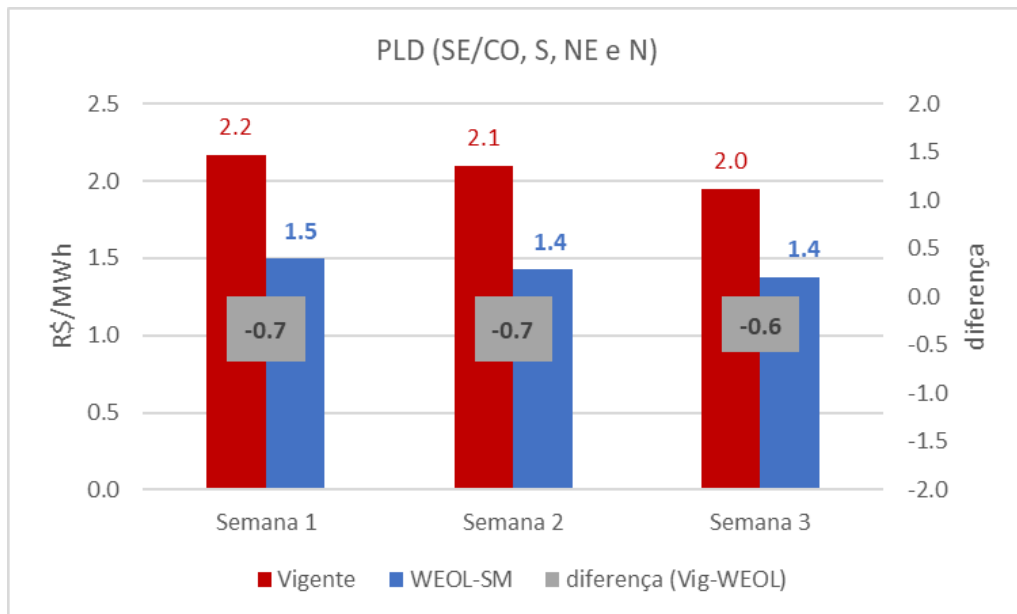
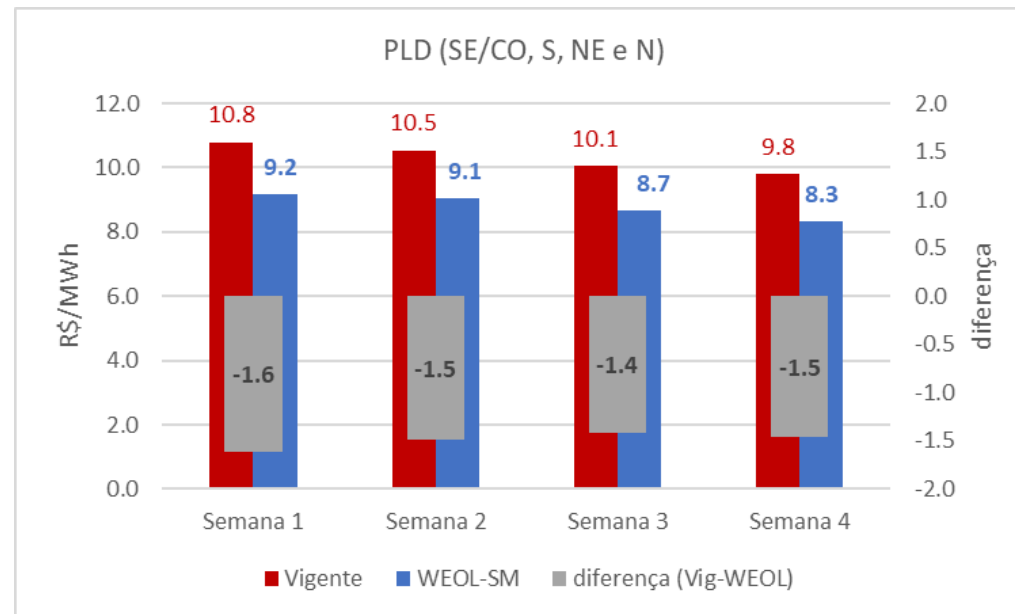
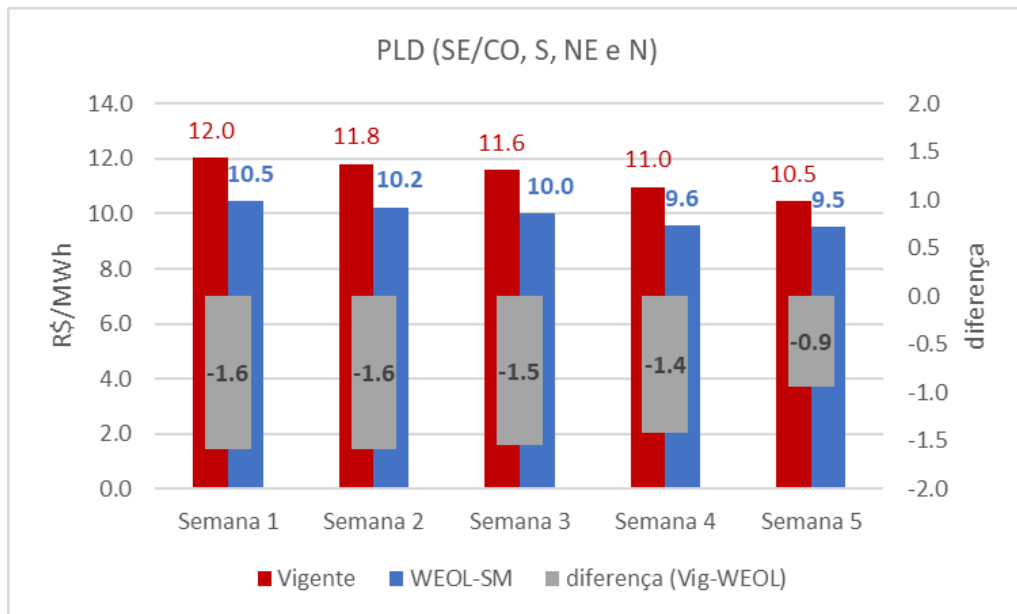


Geração eólica prevista pelo WEOL-SM para o SIN em dezembro de 2024 foi **667 MWm** acima da metodologia vigente

Sombra – Dezembro de 2024



Sombra – Dezembro de 2024



- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - **CVU estrutural**
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

- No dia 3 de dezembro de 2024, ocorreu a 45ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, onde foi debatido o processo de “Resultado da Consulta Pública nº 25/2024, [...] para o aprimoramento da proposta para as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2025, a serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2025”.
- Conforme voto do relator Ricardo Tili:
 - Aprovar as Regras de Comercialização de Energia Elétrica – versão 2025, para serem operacionalizadas a partir de janeiro de 2025
 - “Determinar que o primeiro reajuste do CVU Estrutural, adotando-se a metodologia de cálculo aprovada, ocorra no PMO subsequente ao início da vigência das Regras de Comercialização de Energia Elétrica – versão 2025.”
- No dia 16 de dezembro de 2024, foi publicado no DOU a Resolução Normativa ANEEL nº 1.108/2024, aprovando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica versão 2025
- Assim, fica determinada a entrada em operação da nova metodologia do CVU Estrutural no PMO de fevereiro de 2025

- Expectativa de disponibilização mensal do sombra até entrada oficial
- Três arquivos disponibilizados:
 - Sombra.xlsx: Valores de CVU Estrutural Sombra com a nova metodologia
 - Memorial de cálculo.xlsx: Planilha formulada com dados de entrada para o cálculo dos valores de CVU Estrutural Sombra com a nova metodologia. Dados privados não são disponibilizados, citamos fontes alternativas
 - Leia-me.docx: com FAQ, explicação dos dados de entrada do memorial de cálculo e discussão sobre os resultados

Leia-me – Sombra CVU Estrutural – PMO de Out2024

FAQ:

- Qual a data de entrada em operação? – A operacionalização da metodologia do CVU Estrutural fica condicionada a comando da ANEEL e posterior previsibilidade. Reforçamos que no momento a Consulta Pública das Regras de Comercialização, a qual abriga o CVU Estrutural no Caderno 16, ainda se encontra aberta para contribuições.
- Como utilizar o memorial de cálculo? – Inicialmente pode ser incluso o bloco estrutural de um CLAST de referência na aba "InputCLAST". Na aba "Projecao Comb" devem ser inseridos dados nas células com fonte vermelha

PMO PLD		Sombra CVU Estrutural - PMO_Out2024									
CODIGO	EMPREENDIMENTO	COMBUSTIVEL CLAST	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	OBSERVAÇÃO	COMB. CONTRATO	MAIOR FATOR COMB.	
1	ANGRA 1	Nuclear	31,17	31,17	31,17	31,17	31,17	Fora Escopo			
13	ANGRA 2	Nuclear	20,12	20,12	20,12	20,12	20,12	Fora Escopo			
211	BAIXADA FLU	Gas	175,87	221,98	244,21	247	243,46	CCEAR	HH		
256	CIDADE LIVRO	Biomassa	242,13	242,13	242,13	242,13	242,13	CCEAR	Demais comb		
97	CUBATAO	Gas	459,82	447,55	401,03	351,52	314,73	CCEAR	Fatores	JKM	
12	CUIABA G CC	Gas	1122,52	1091,71	974,94	850,67	758,32	CCEAR	Fatores	JKM	
153	DAIA	Diesel	0	0	0	0	0	Merchant			
65	DO ATLAN CSA	Gas Proces	0	0	0	0	0	Fora Escopo			
183	DO ATLANTICO	Gas Proces	249,65	249,65	249,65	249,65	249,65	Fora Escopo			
137	GNA I	Gas	338,03	431,11	475,98	481,61	474,47	CCEAR	HH		
238	GNA II	Gas	598,58	582,6	522,07	457,64	409,76	CCEAR	Fatores	JKM	
63	IBIRITE	Gas	1122,16	1092,62	980,67	861,52	772,98	CCEAR	Fatores	JKM	
54	JUIZ DE FORA	Gas	0	0	0	0	0	Merchant			
245	KARKEY 013	Gas	934,48	910,07	817,54	719,07	645,9	CCEAR	Fatores	JKM	
246	KARKEY 019	Gas	934,48	910,07	817,54	719,07	645,9	CCEAR	Fatores	JKM	
15	LINHARES	GNL	267,56	341,72	377,48	381,96	376,27	CCEAR	HH		
257	LINHARES LRC	Gas	1133,74	1103,43	988,53	866,26	775,39	CCEAR	Fatores	JKM	
247	LINHARES PCS	Gas	1366,64	1329,13	1186,97	1035,67	923,23	CCEAR	Fatores	JKM	
236	MARLIM AZUL	Gas	171,57	163,75	156,26	151,42	148,3	CCEAR	Fatores	BRENT	

Codigo	Nome	Combustivel CLAST	Opção Combustível	Número Leil
52	CAMPINA GDE	Oleo	Oleo Comb. B	4º
73	GERAMAR I	Oleo	Oleo Comb. B	4º
70	GERAMAR II	Oleo	Oleo Comb. B	4º
53	GLOBAL I	Oleo	Oleo Comb. B	4º
55	GLOBAL II	Oleo	Oleo Comb. B	4º
57	MARACANAU I	Oleo	Oleo Comb. B	4º
167	P. PECEM I	Carvao	Carvao Int.	5º
176	PORTO ITAQUI	Carvao	Carvao Int.	5º
86	ST. CRUZ NOVA	GNL	HH	5º
170	SUAPE II	Oleo	Oleo Comb. B	5º

- Conforme apresentado na 5ª Reunião com os agentes do GT CVU Estrutural do CT PMO/PLD, de forma simplificada:

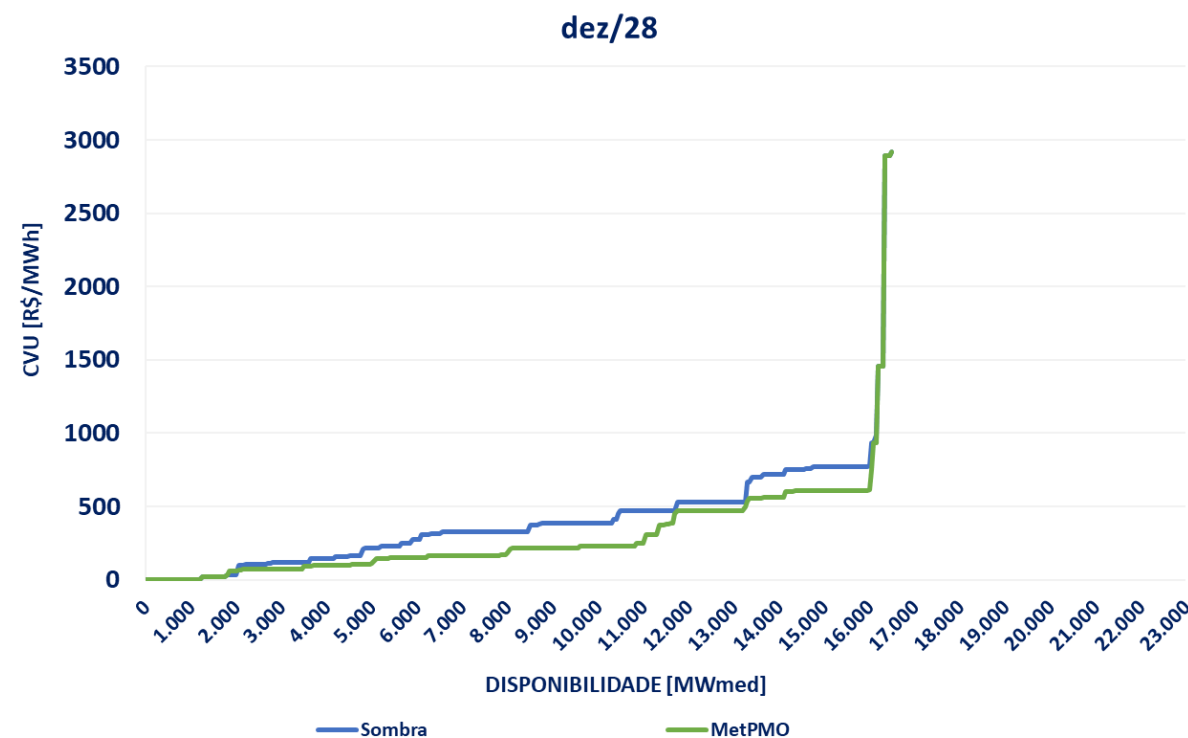
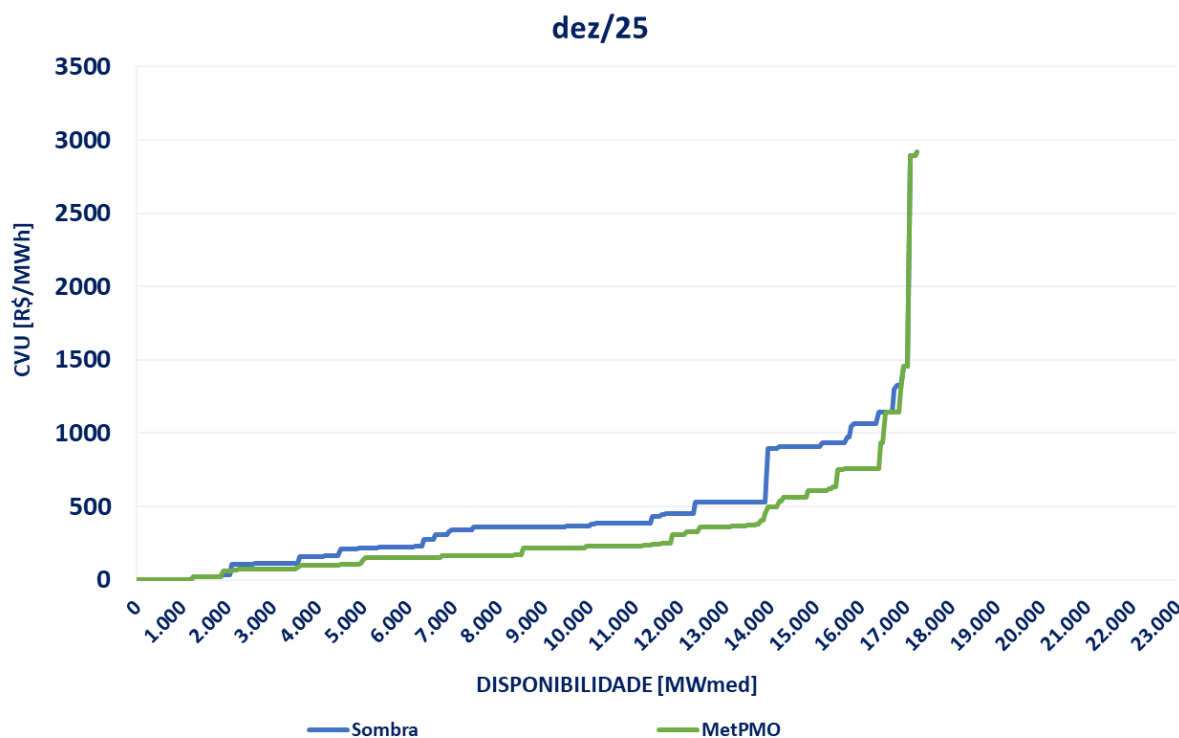
$$CVU = e * i * Pcomb_FUT + CO\&M * VP_IPCA$$

- i = Dado cadastral
- $CO\&M$ = Dado cadastral
- e = Dólar médio do último mês
- VP_IPCA = Atualização anual parcial em novembro (IPCA setembro) e definitiva em dezembro (IPCA outubro)
- Se usina possui opção combustível com contratos futuros em horizonte compatível com médio prazo:
 - $Pcomb_FUT$ é o preço médio anual dos contratos futuros do combustível, atualizado quadrimestralmente
- Caso contrário
 - Primeiro ano é a média dos últimos 12 meses da cotação conjuntural, atualizado mensalmente
 - Demais anos é a expectativa de preço futuro pelo AEO da U. S. EIA, aplicado um fator de correlação e aversão a volatilidade, atualizado anualmente

- Dúvidas frequentes (chamados, e-mails e questionamentos recebidos):
- **Haverá memorial de cálculo do sombra?**
 - Sim, publicação conjunta ao sombra correspondente
 - Os dados privados são excluídos por razão contratual no momento da publicação (necessário inserção manual para reprodução)
 - Buscaremos disponibilizar o próximo memorial com formulações e planilha simplificada
- **Data de entrada em operação?**
 - Definida para fevereiro/2025
- **Particularidade dos cálculos e symbols (Platts) utilizados?**
 - Maiores detalhes no Relatório Técnico, reforçado no slide seguinte
 - Buscaremos disponibilizar o próprio link no próximo memorial
- **Qual origem dos dados de cotação conjuntural?**
 - Origem Platts, são os dados utilizados na determinação do CVU Conjuntural (CVU dos modelos de curto e curtíssimo prazo, MCP, etc.)
- **Como calcular o fator de correlação e aversão a volatilidade?**
 - Seus cálculos consideram o histórico de dados de cotações conjunturais, sendo assim privados. O fator final, porém, será informado publicamente

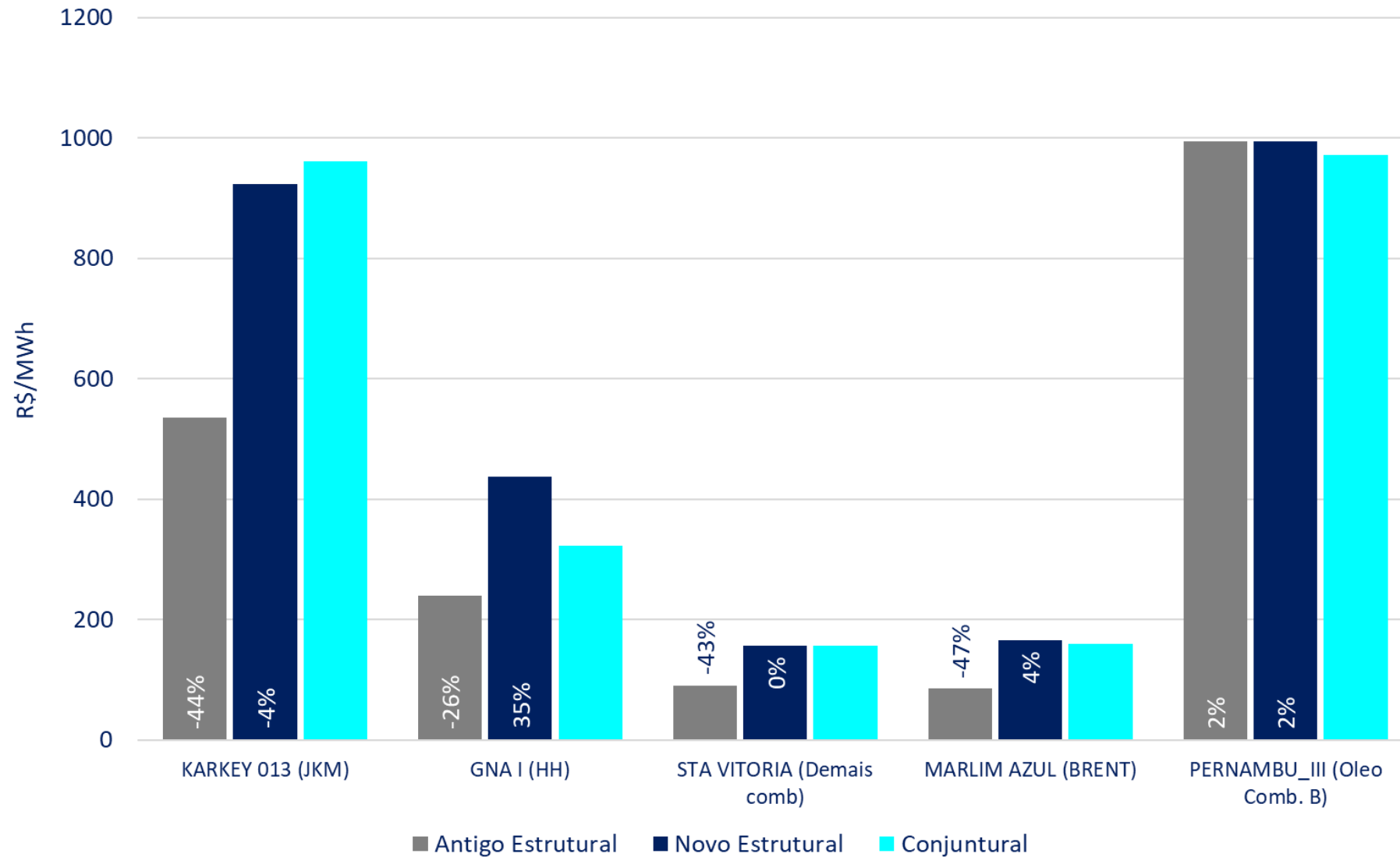
- Fonte oficial do dólar: Banco Central do Brasil (BACEN)
- Fonte oficial do IPCA: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE)
- Fonte oficial do CPI: U. S. Bureau of Labor Statistics
- Fonte oficial do OC e ODI: U.S. Energy Information Administration (EIA) – Indisponível para 2024/25, contingência de média de 12 meses
- Fontes oficiais para futuros do NBP, JKM, BRENT, HH e CMI:
 - Gás Natural Henry Hub – HH: Código (Assessment Symbol) XNNG001 até XNNG060
 - Petróleo Brent – BRENT: Código (Assessment Symbol) XILL001 até XILL060
 - GNL Japan/Korea Marker – JKM: Código (Assessment Symbol) LJKMO01 a LJKMO03, e QJKMO04 até QJKMO60
 - Gás Natural National Balancing Point UK – NBP: Código (Assessment Symbol) ABUKM01 até ABUKM48 (ano indisponível considera resultados do último ano disponível, além de conversão de unidades para compatibilização)
 - Carvão Mineral ARA – CMI: Código (Assessment Symbol) XIRD001 até XIRD060
- Fontes alternativas para futuros do NBP, JKM, BRENT, HH e CMI:
 - <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/uk-nbp-natural-gas-calendar-month.quotes.html#venue=globex>
 - <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/lng-japan-korea-marker-platts-swap.quotes.html#venue=globex>
 - <https://www.cmegroup.com/markets/energy/crude-oil/brent-crude-oil.quotes.html#venue=globex>
 - <https://www.cmegroup.com/markets/energy/natural-gas/natural-gas.quotes.html#venue=globex>
 - <https://www.cmegroup.com/markets/energy/coal/coal-api-2-cif-ara-argus-mccloskey.html#venue=globex>

- Resultados a partir dos sombras disponibilizados, sendo o apresentado abaixo de novembro/2024
- Pilha térmica para o fim do primeiro ano com CVU Estrutural (2025), e para o fim do último ano com CVU Estrutural (2028)



CVU Médio [R\$/MWh]	Dez/25	Dez/26	Dez/27	Dez/28
Estrutural Vigente	327,75	331,32	310,61	312,80
Estrutural Novo	462,64	491,90	443,54	424,82

➤ Diferença entre CVUs Conjuntural, Estrutural Vigente e Estrutural Novo para 2025, no PMO de dezembro/2024



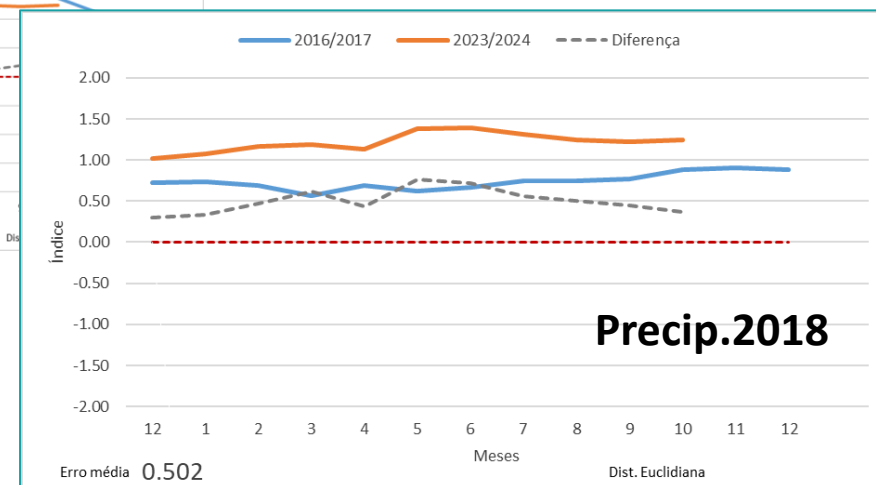
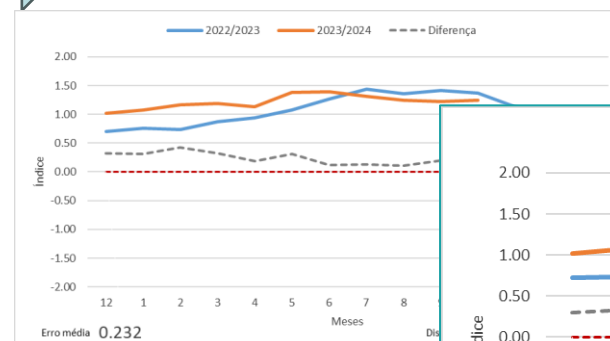
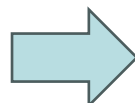
- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

- **projeção do PLD:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PMO dez/2024 e Newave REE
- **sensibilidade 1:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PMO dez/2024 e Newave Híbrido
- **sensibilidade 2:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PLAN 2025/2029 e Newave Híbrido
- **sensibilidade 3:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PLAN 2025/2029, CVU Estrutural e Newave Híbrido
- **sensibilidade 4:**
 - projeção de ENA via redes neurais (log da ENA), carga do PLAN 2025/2029, CVU Estrutural e Newave Híbrido
- **todos os casos consideram:**
 - simulação encadeada Newave e Decomp
 - despacho térmico por ordem de mérito
 - método de representação de diretrizes operativas

Executar o modelo chuva-vazão SMAP com horizonte de 14 meses - Definir dados de precipitação verificada no histórico que servirão de insumo para o modelo SMAP como precipitação prevista

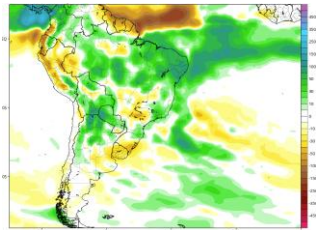
- ❖ **Tratamento dos dados de precipitação** – acumulado e anomalia por bacias que utilizam o modelo SMAP.
- ❖ **Definir índices climáticos e lags** melhores correlacionados as anomalias de precipitações – avaliar as características do cenário climático ante as anomalias de precipitação verificada entre 1979 e 2022 nas bacias do SIN que utilizam o modelo SMAP.
- ❖ Selecionar anos em que os índices climáticos e lags estejam simulares ao cenário climático corrente afim de **identificar o período de precipitação** a ser utilizado.

- ❖ O **Índice climático (AMO)** deverá direcionar o cenário de precipitação com **11 meses (lag 11)** em relação ao mês da referência.
 - Avaliação quantitativa: compara-se o perfil da AMO do ano de interesse com anos anteriores
 - Avaliação qualitativa: fase do fenômeno El Niño.



vetor de precipitação

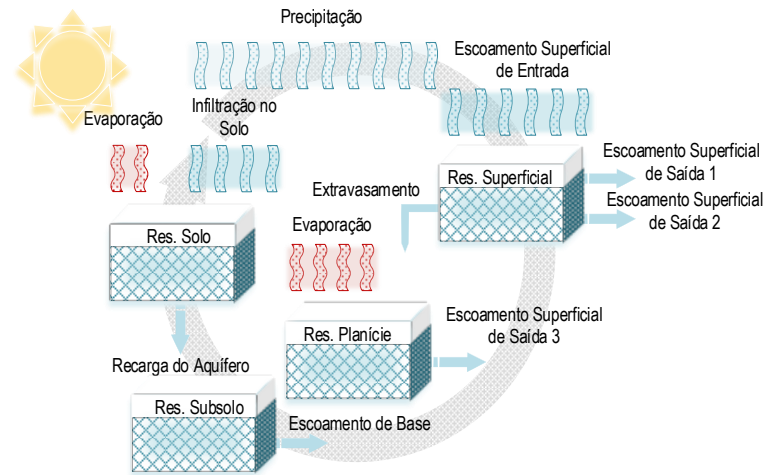
previsão de precipitação utilizando modelos numéricos (ETA40, GEFS e ECMWF)



atualizado semanalmente

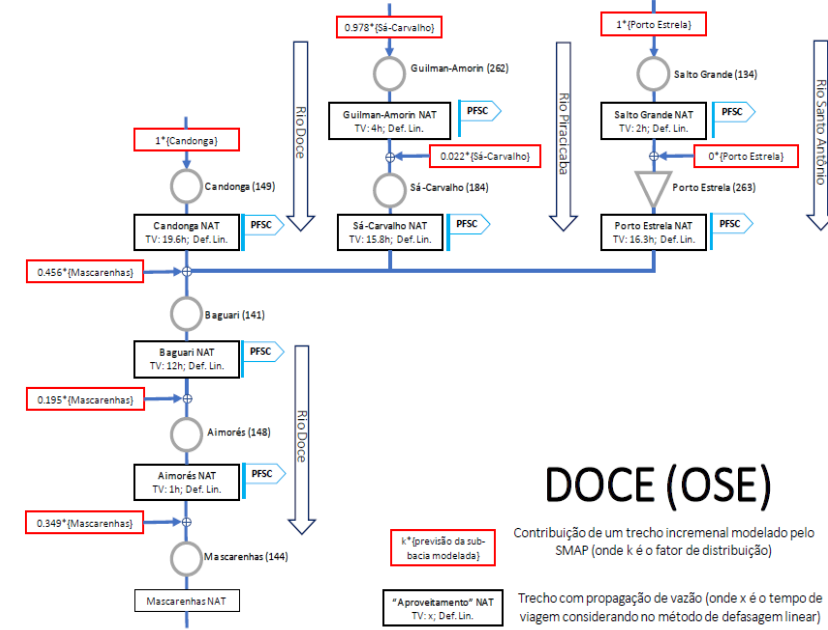
- D1
- D2
- ...
- D45

previsão de vazões via modelo chuva-vazão SMAP estendido



O SMAP (*Soil Moisture Accounting Procedure*) é um modelo chuva-vazão que busca representar processos hidrológicos de uma bacia hidrográfica.

propagação de vazões via MPV



DOCE (OSE)

- k^* (previsão da sub-bacia modelada) Contribuição de um trecho incremental modelado pelo SMAP (onde k é o fator de distribuição)
- "Aproveitamento" NAT (TV: x; Def. Lin.) Trecho com propagação de vazão (onde x é o tempo de viagem considerando no método de defasagem linear)
- PFSC Propagação de vazões apenas para o fechamento da semana operativa corrente (semana com parte dos dias já com vazões verificadas). Para as demais semanas à frente, o tempo de viagem "vai a zero".

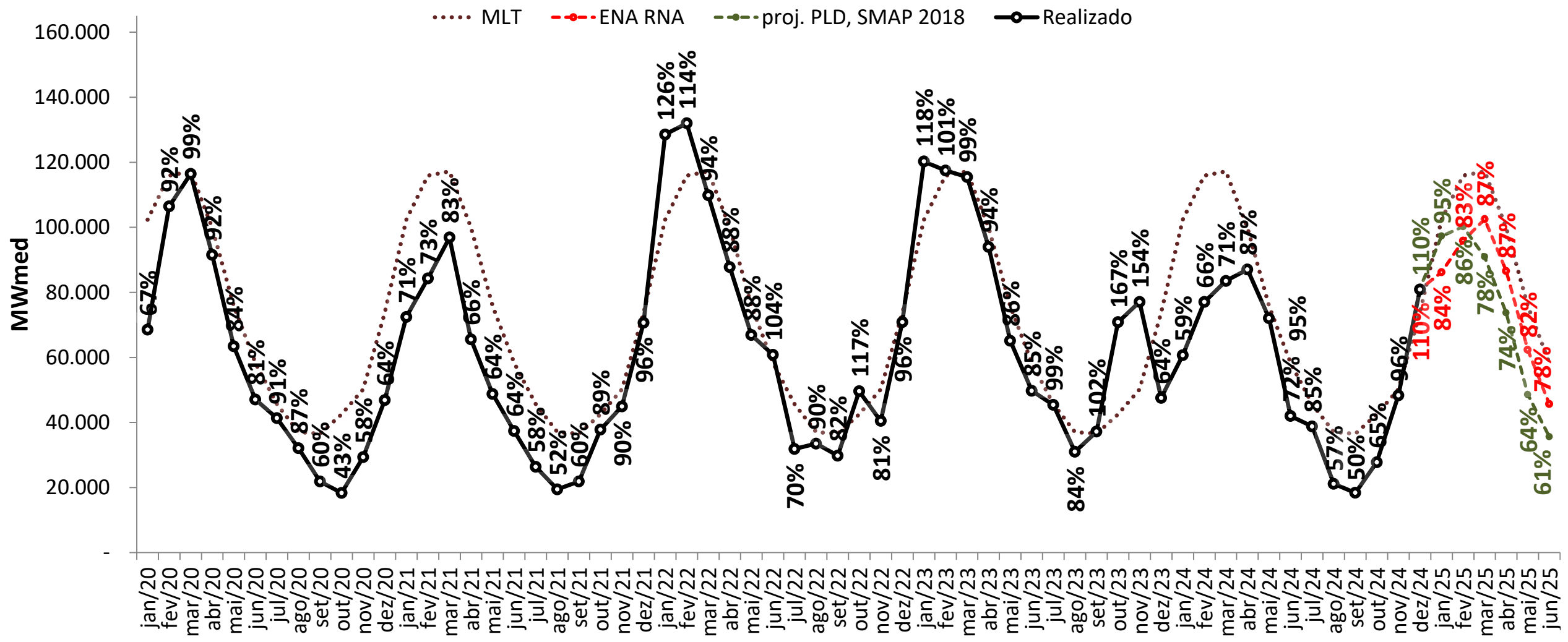
cenário selecionado a partir do histórico de análise de precipitação do CPC

atualizado mensalmente

- D46
- ...
- D210

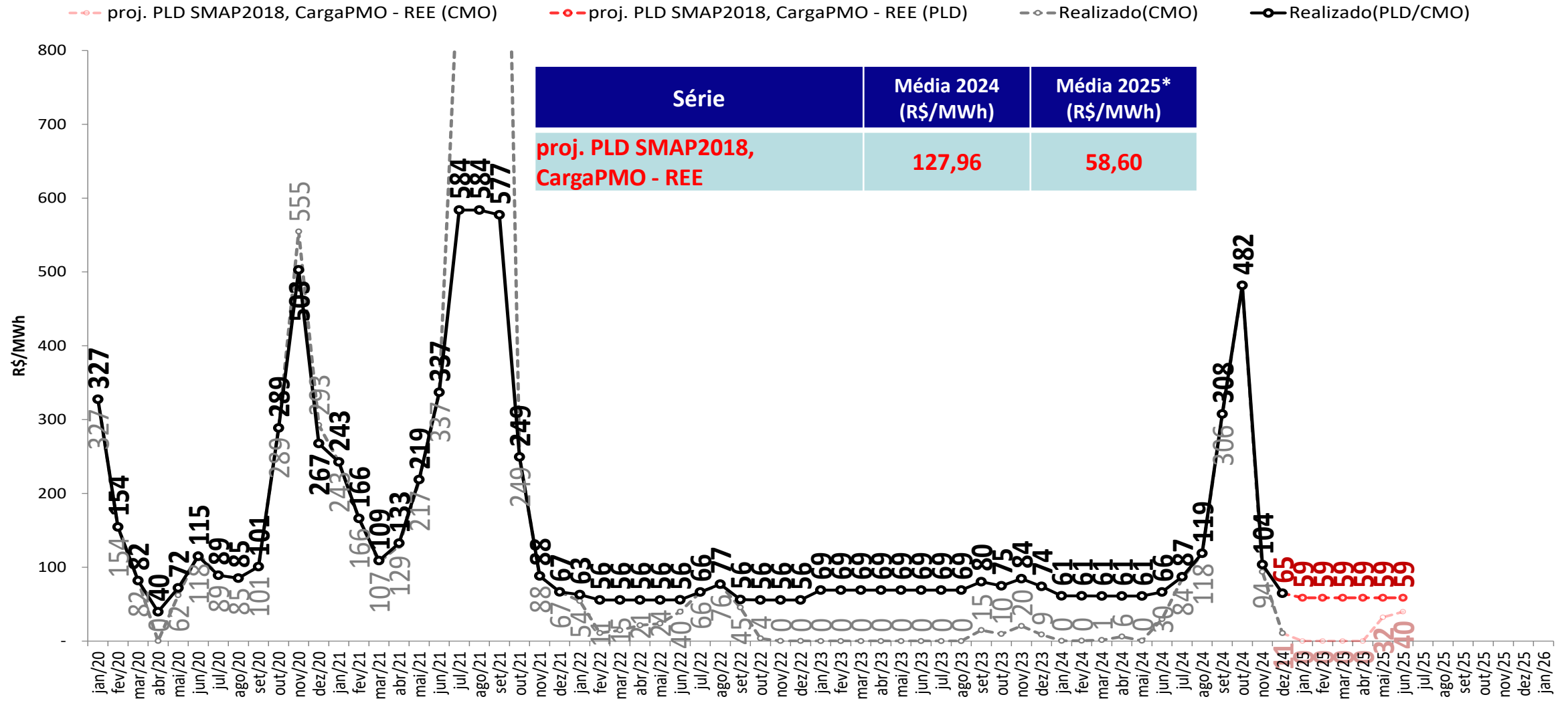
O MPV (*Módulo de Propagação de Vazões*) é responsável por calcular a vazão natural que chega a um determinado aproveitamento levando em consideração as contribuições de diversas sub-bacias hidrográficas a montante e o tempo de viagem da água.

Projeção de ENA - SIN



projeção do PLD – SE/CO

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE

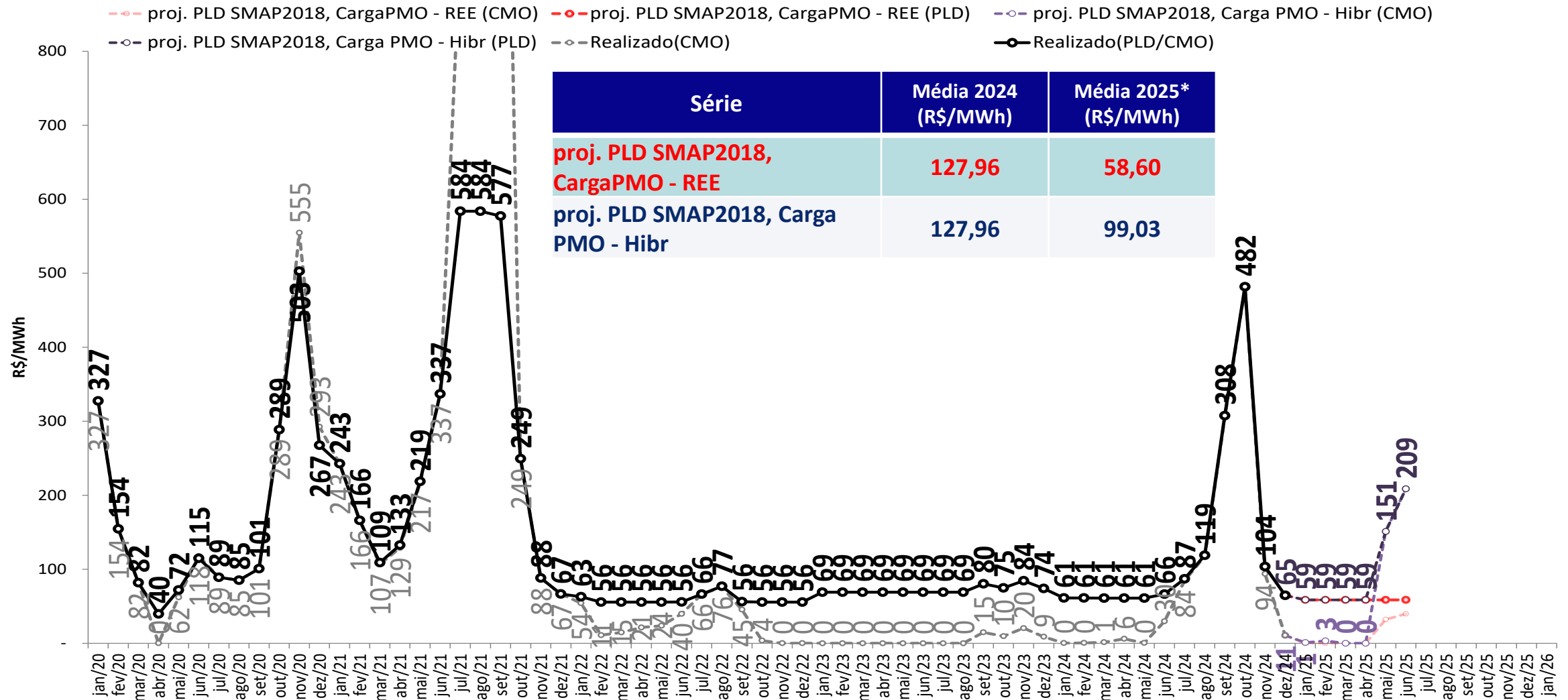


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – SE/CO



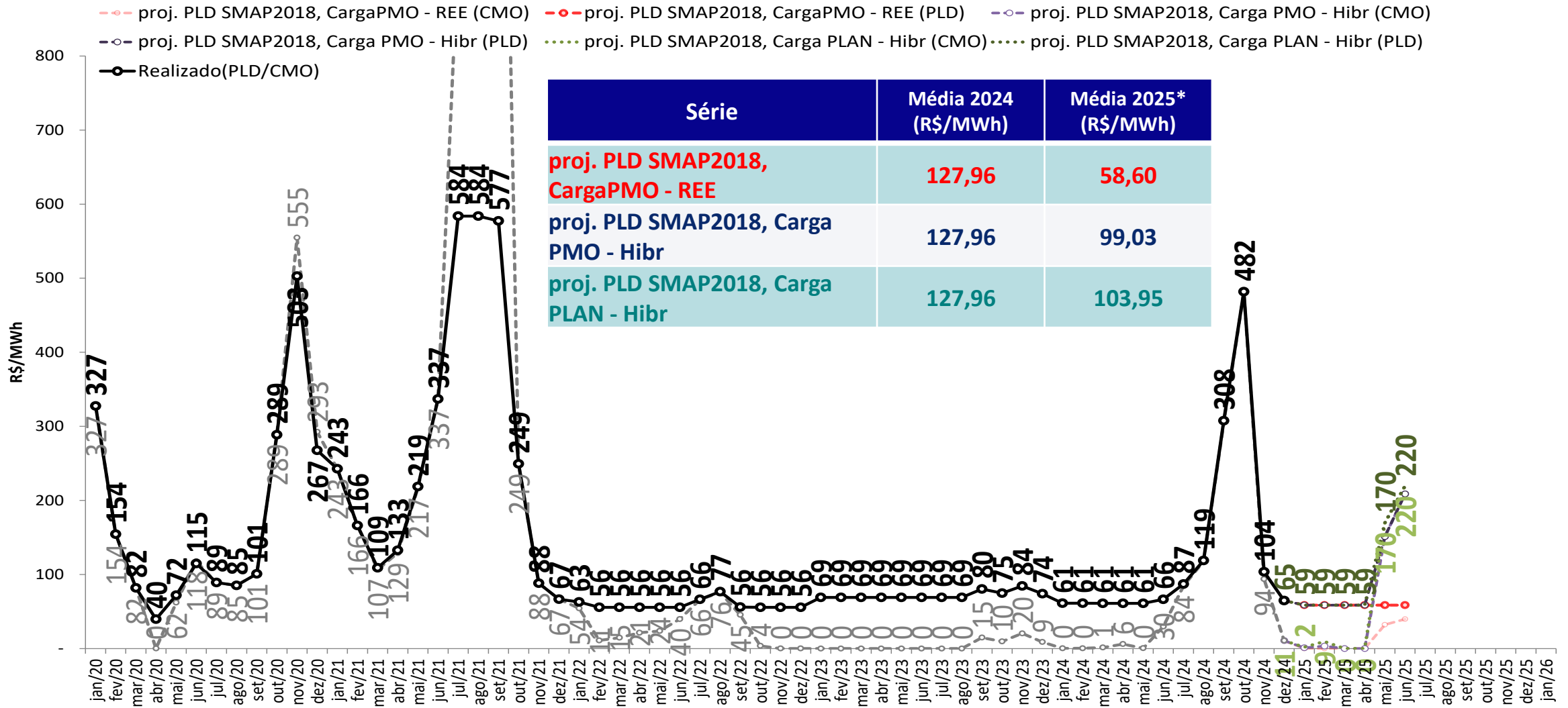
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



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

projeção do PLD – SE/CO

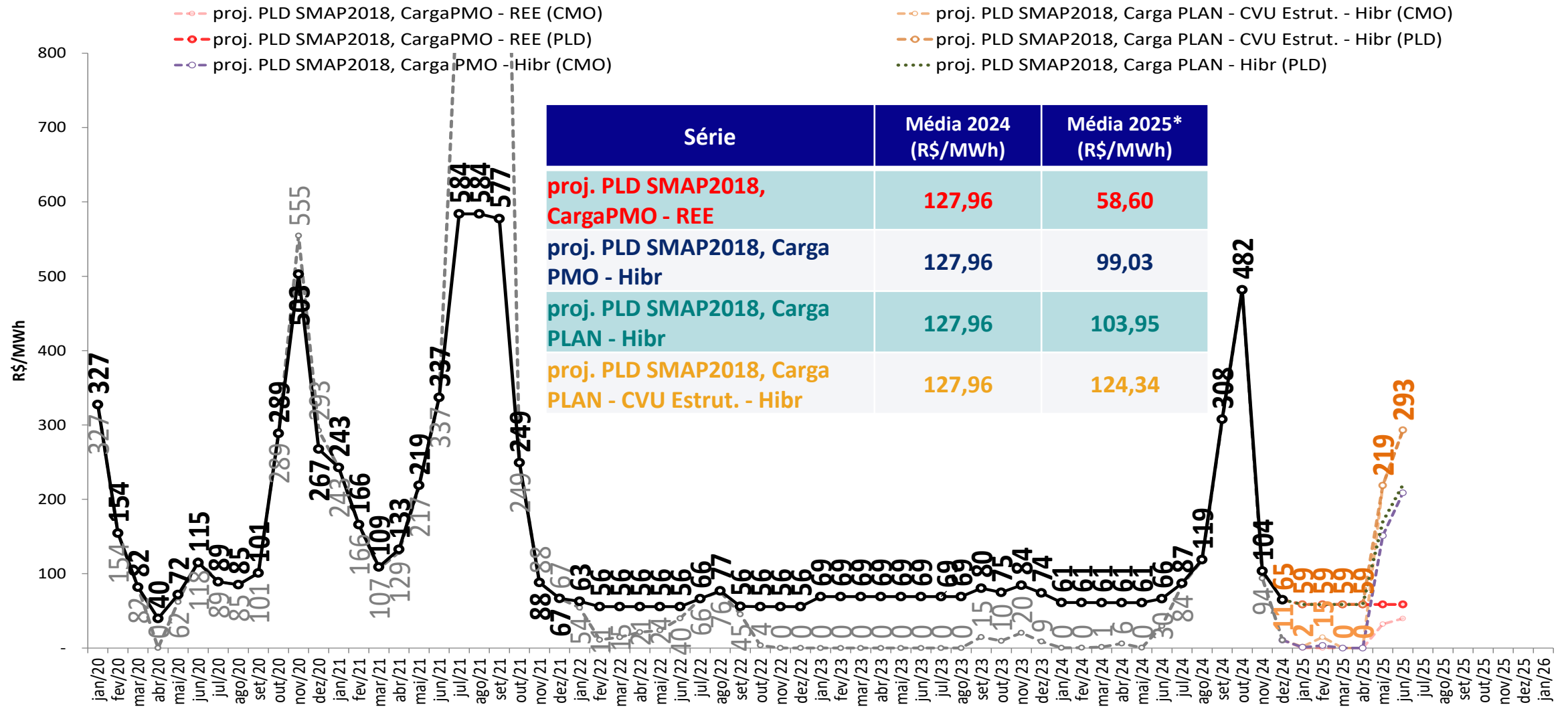
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



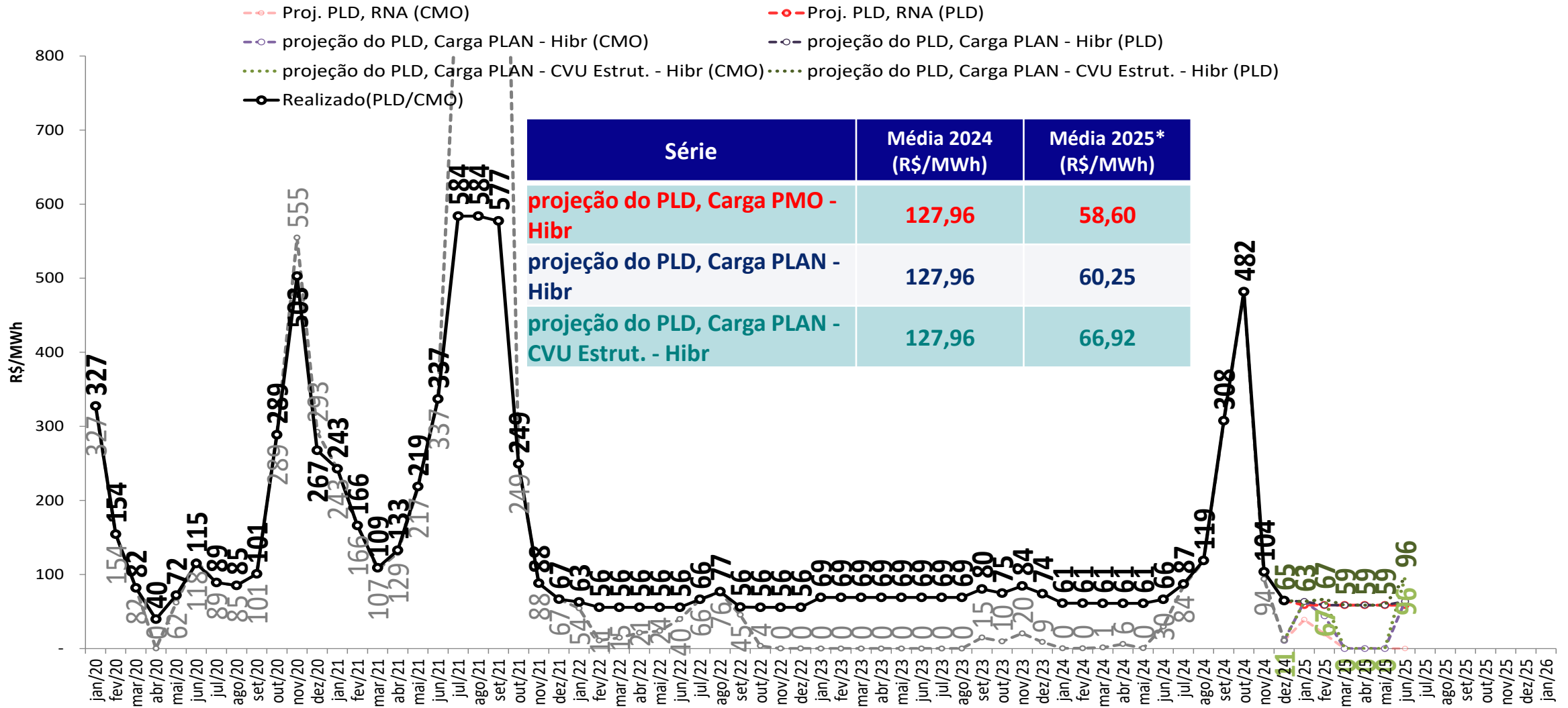
- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – SE/CO

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr

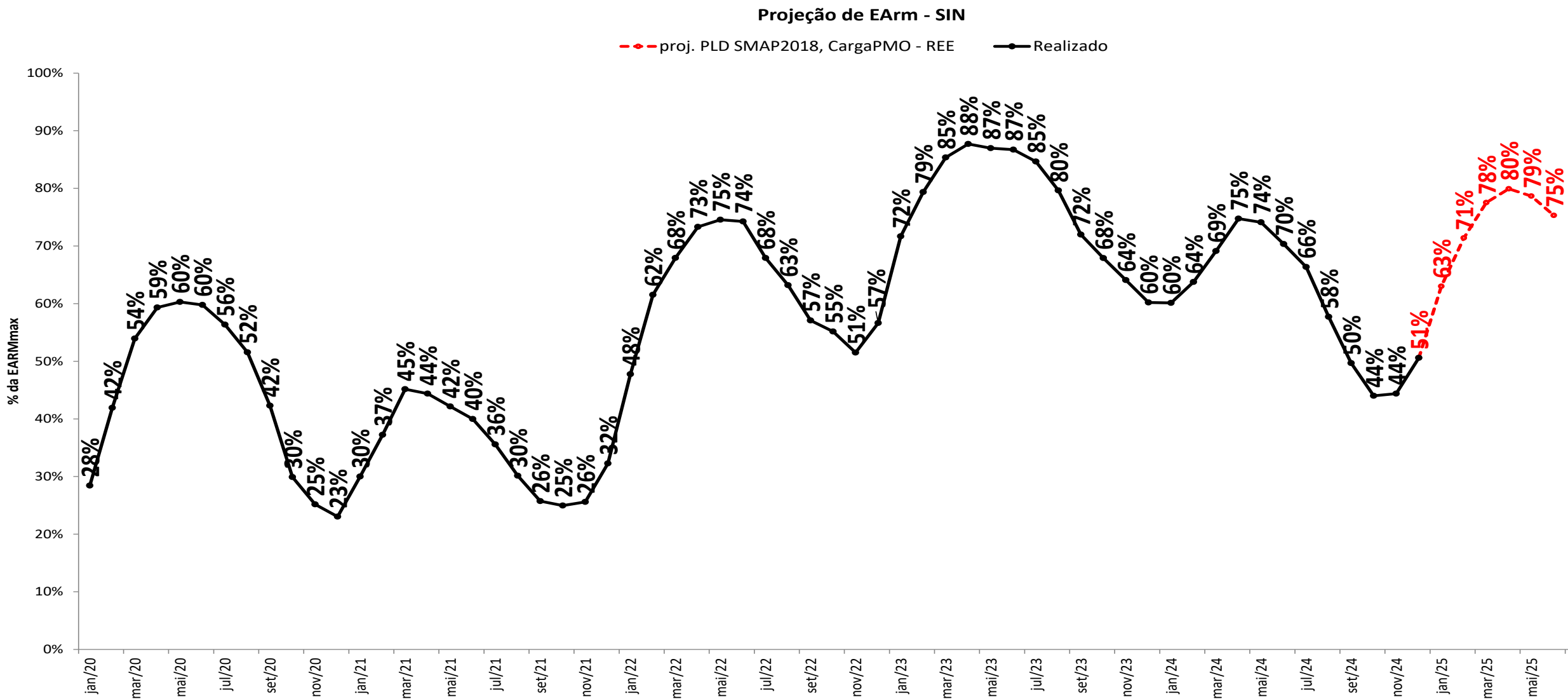


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025



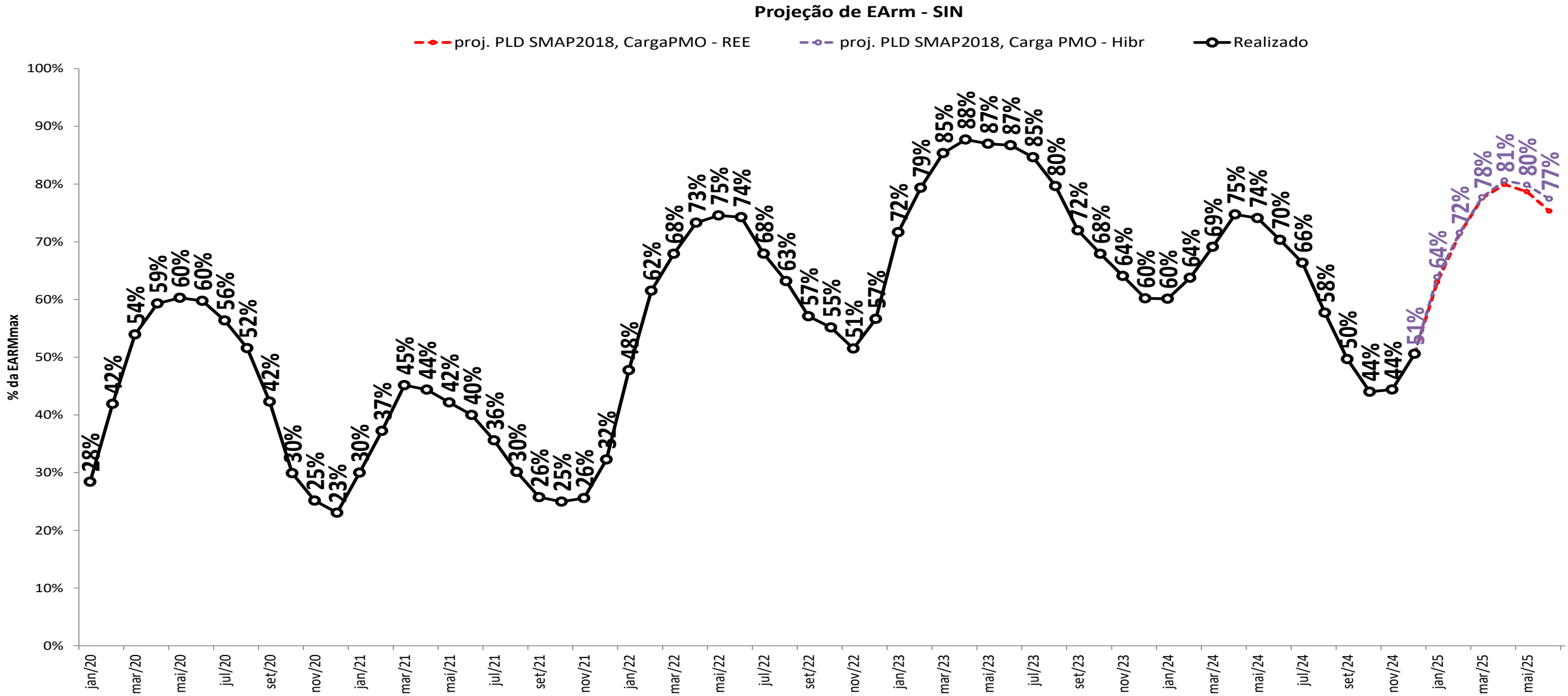
- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção de energia armazenada
 proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



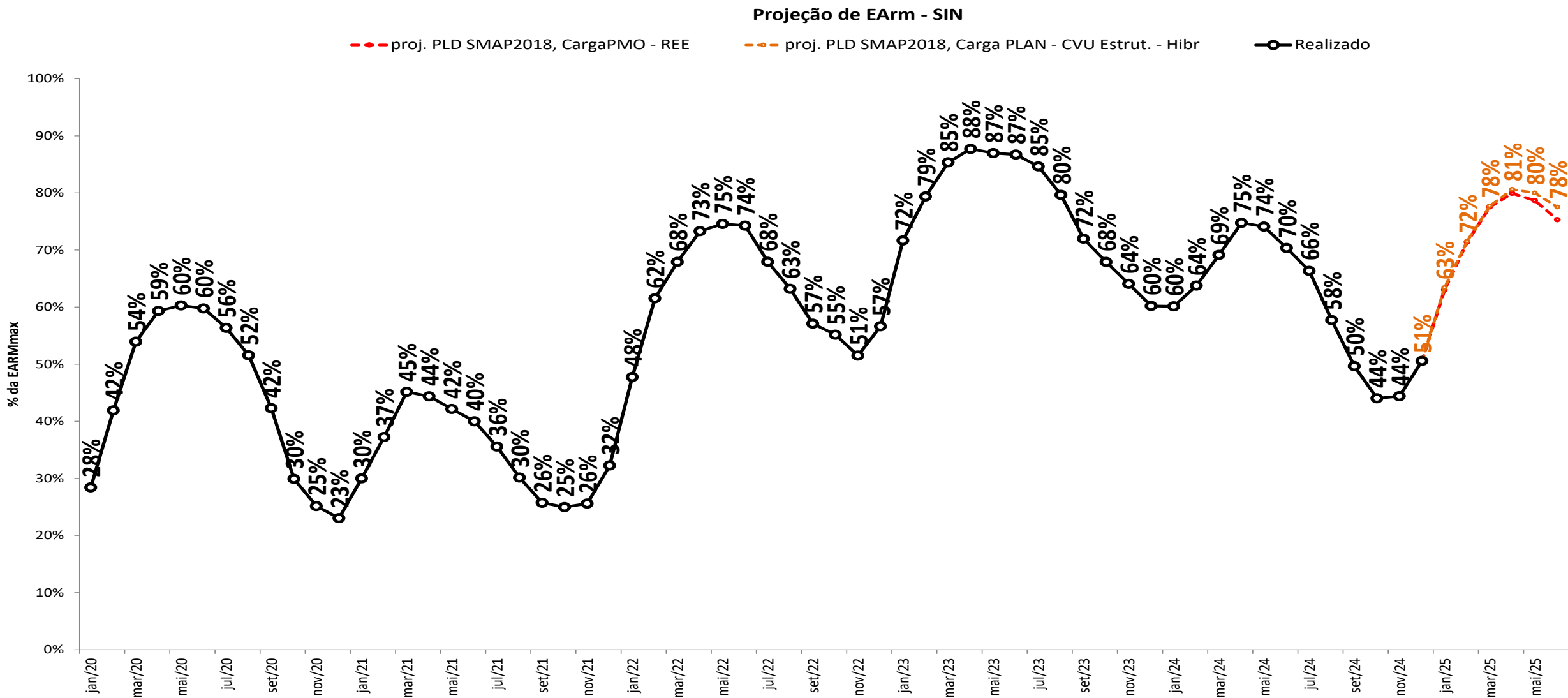
projeção de energia armazenada

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



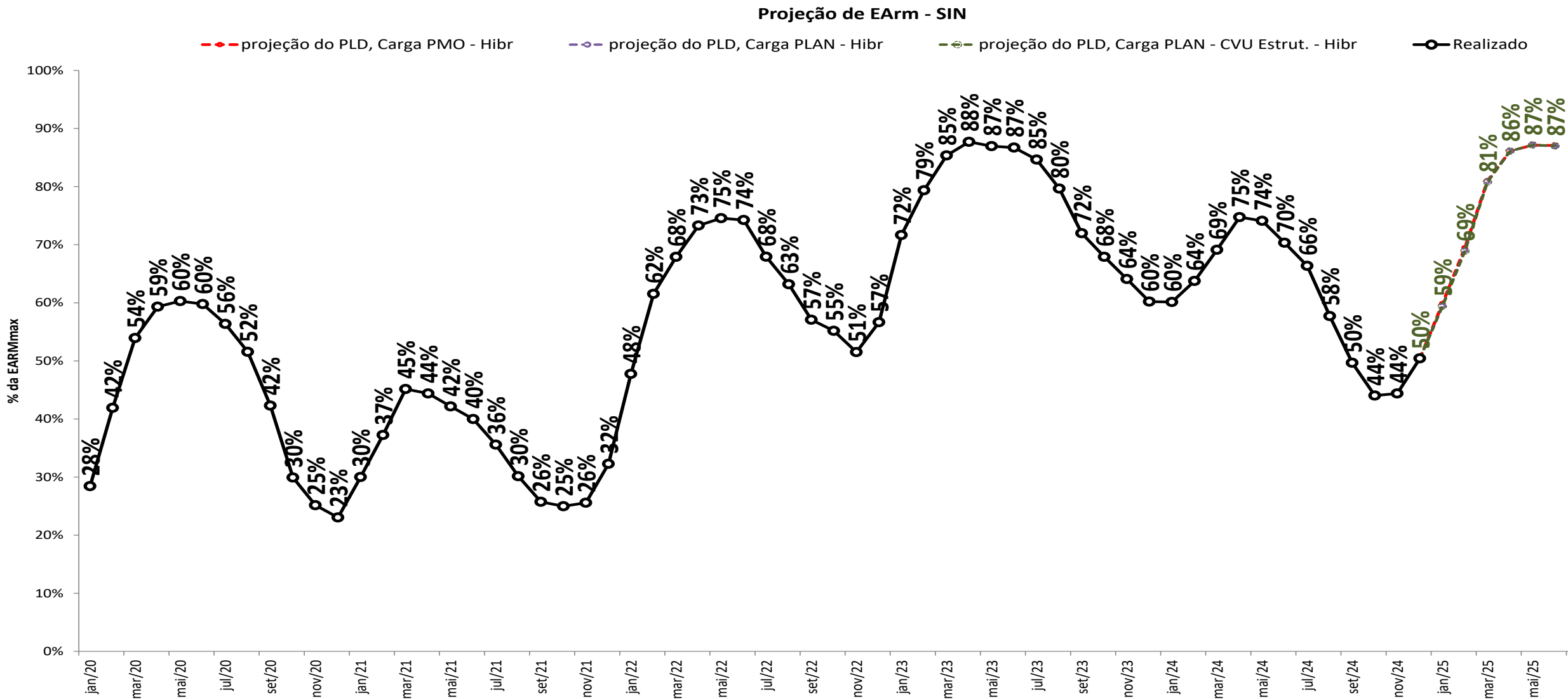
projeção de energia armazenada

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



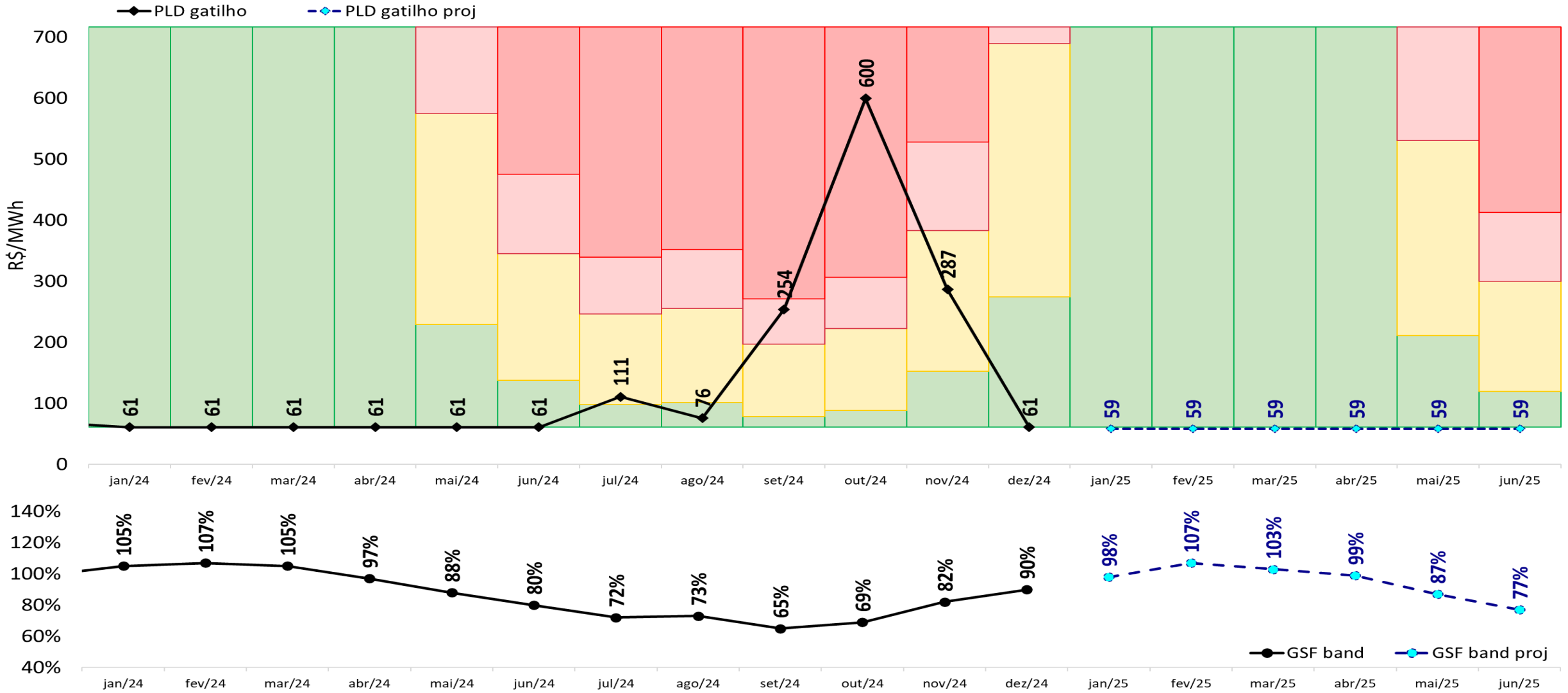
projeção de energia armazenada

sensibilidade 4: projeção do PLD, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



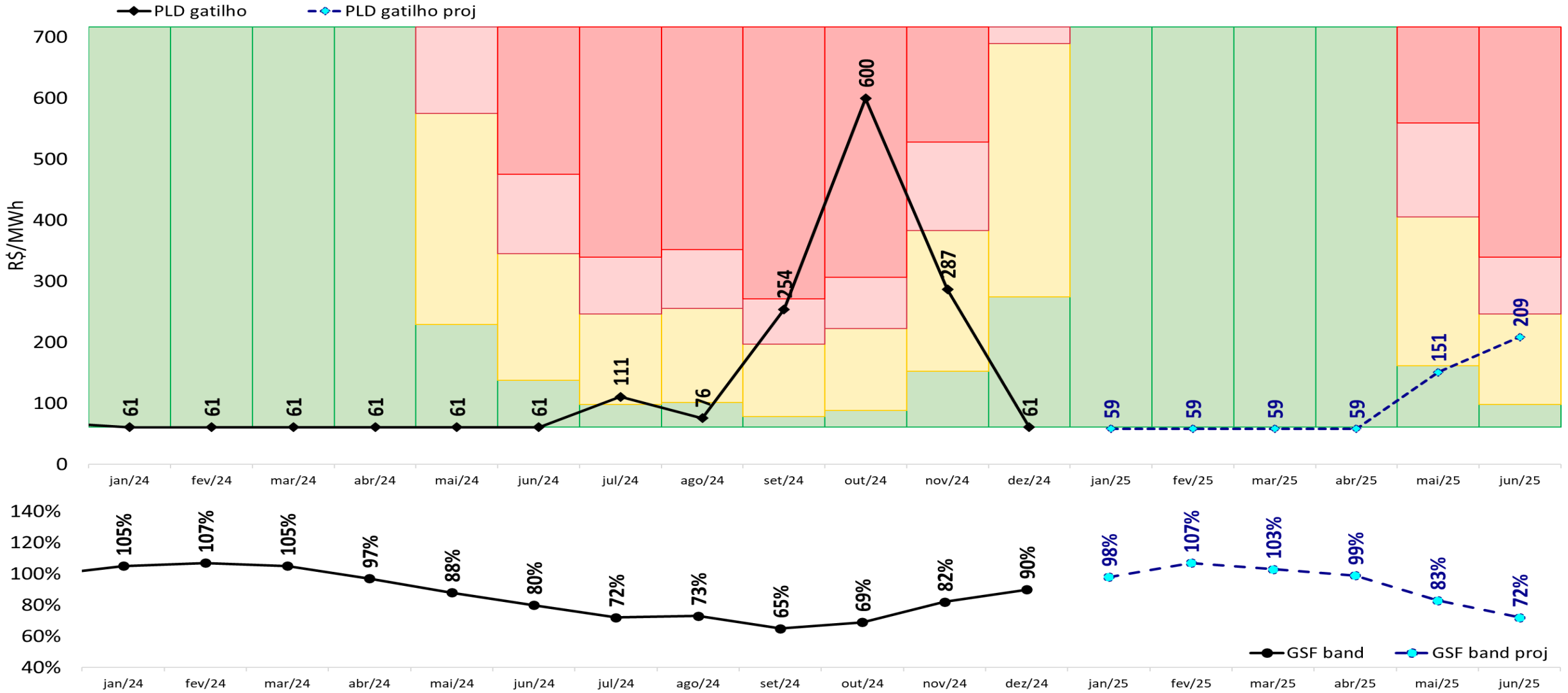
projeção da bandeira tarifária

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



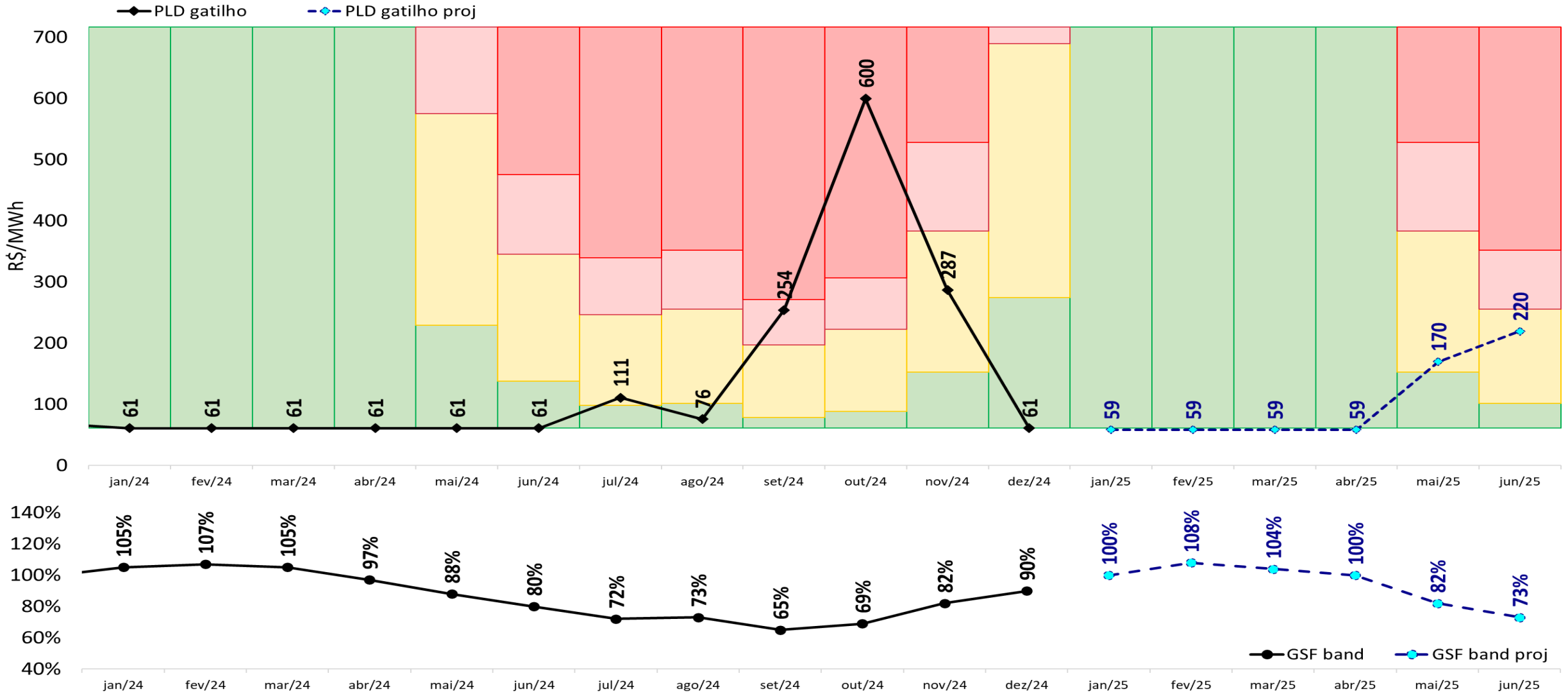
projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



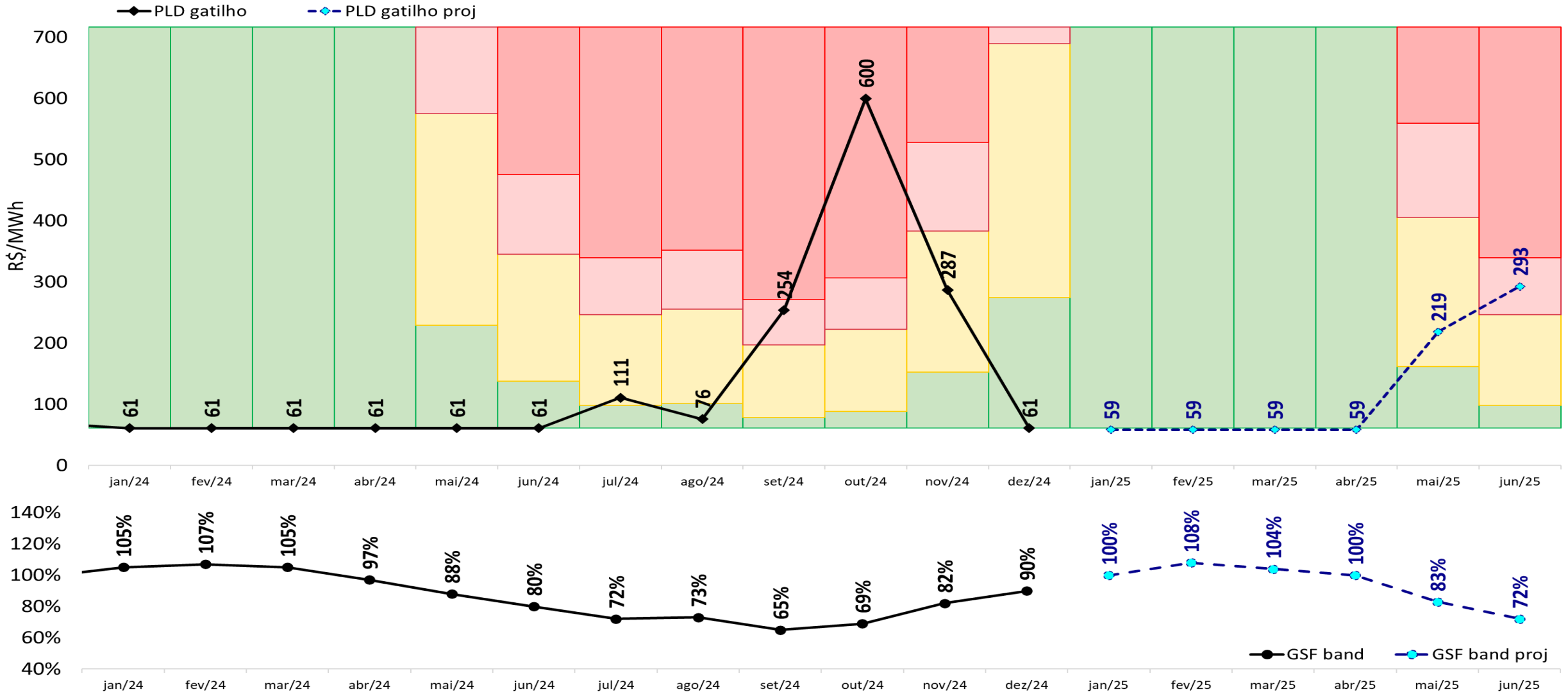
projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



projeção da bandeira tarifária

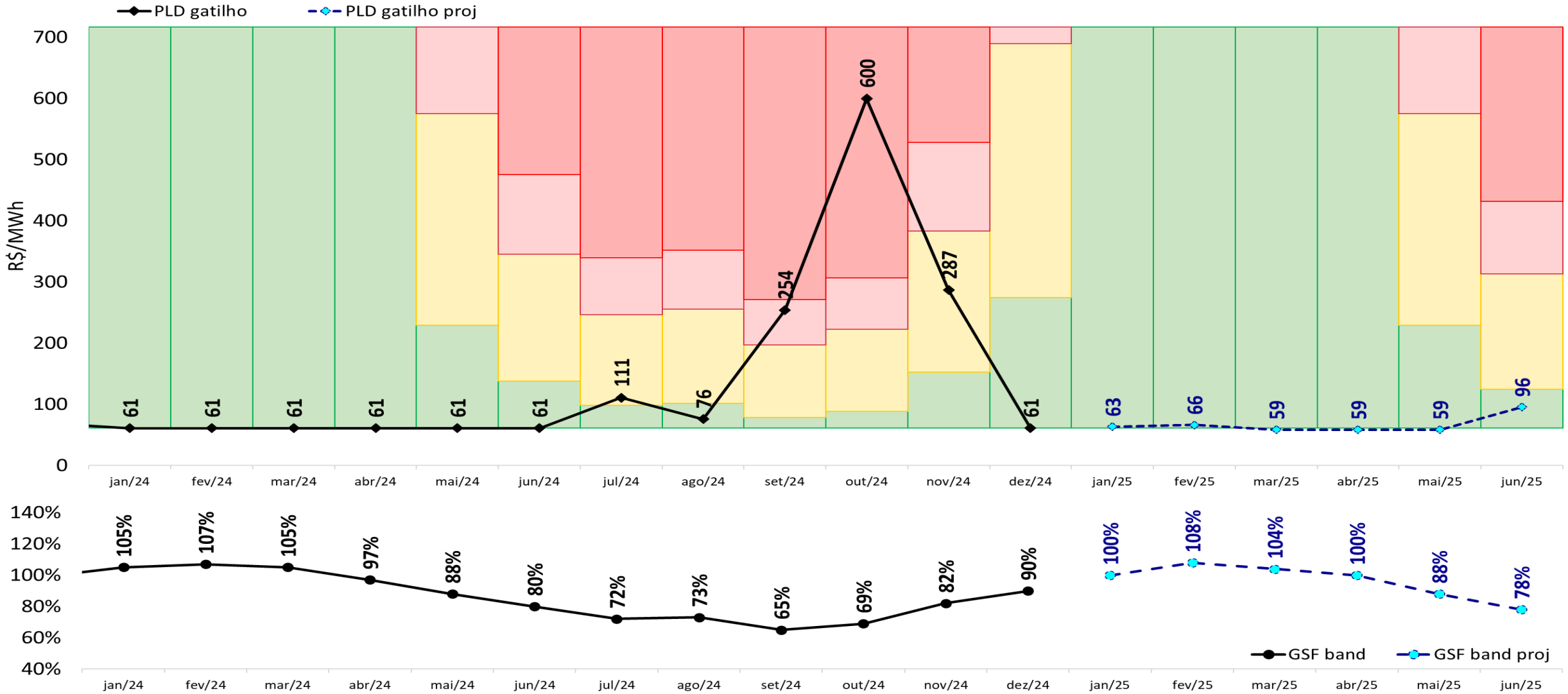
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



projeção da bandeira tarifária



sensibilidade 4: projeção do PLD, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

FT-NEWAVE



- Versão 29 em uso.
- Versão 30.0.4 para uso oficial a partir do PMO de Janeiro de 2025 (validado em rito expedito)
- Mailing list: ft-newave@ons.org.br

FT-DECOMP



- Versão 31.0.2 em uso.
- Versão 32.0.1 em para uso oficial a partir do PMO de Janeiro de 2025 (validado em rito expedito)
- Mailing list: ft-decomp@ons.org.br

FT-GEVAZP



- Versão 9 em uso.
- Versão 10 para uso oficial a partir do PMO de Janeiro de 2025
- Mailing list: ft-gevazp@ons.org.br

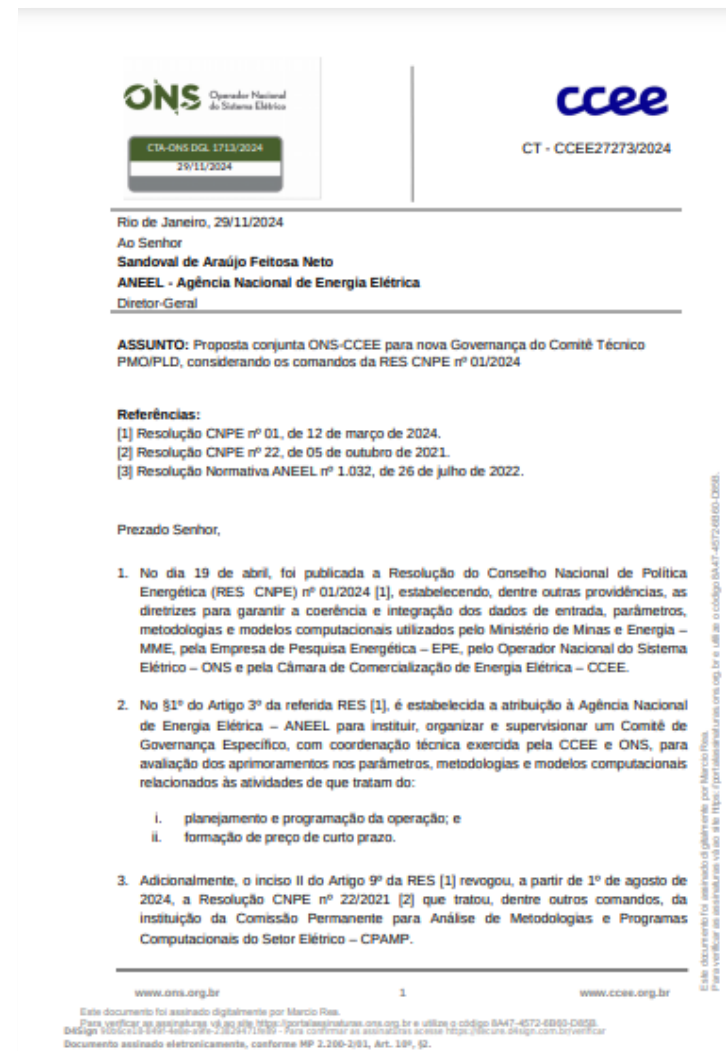
FT-DESSEM



- Versão 20.0.11 em uso desde a publicação do dia 10/10/2024.
- Versão 20.5.3 validada e em [TS ANEEL 26/2024](#) até 30/01/2025 para uso oficial a partir do PMO de Abril de 2025
- Mailing list: ft-dessem@ons.org.br

Proposta conjunta ONS-CCEE com as diretrizes da nova governança, considerando os comandos da Resolução CNPE nº 01/2024

ONS e CCEE encaminharam no dia 6 de dezembro à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) uma proposta inicial com as principais diretrizes da nova governança do Comitê Técnico PMO/PLD para apreciação da agência, de modo a subsidiar os ritos regulatórios necessários, tendo em vista os comandos da RES CNPE nº 01/2024.



Carta disponível no [Portal do CT PMO/PLD](#)

O **Despacho ANEEL nº 3.625**, de 16 de dezembro de 2024, estabelece, a partir de 1º de janeiro de 2025, os valores da Tarifa de Energia de Otimização (TEO), da Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu) e da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA), bem como define os limites mínimo, máximo estrutural e máximo horário do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) para o ano de 2025.

Tarifa/Limite	2024	2025	Δ	Δ
PLD mínimo	61,07 R\$/MWh	58,60 R\$/MWh	- 2,47 R\$/MWh	- 4,0 %
PLD máximo estrutural	716,80 R\$/MWh	751,73 R\$/MWh	34,93 R\$/MWh	4,9 %
PLD máximo horário	1.470,57 R\$/MWh	1.542,23 R\$/MWh	71,66 R\$/MWh	4,9 %
Tarifa de Energia de Otimização	15,83 R\$/MWh	17,37 R\$/MWh	1,54 R\$/MWh	9,7 %
Tarifa de Energia de Otimização de Itaipu	61,07 R\$/MWh	58,60 R\$/MWh	-2,47 R\$/MWh	- 4,0 %
Tarifa de Serviços Ancilares	9,48 R\$/Mvar-h	9,90 R\$/Mvar-h	0,42 R\$/Mvar-h	4,4 %

[REN ANEEL nº 1.108/2024 \(DOU: 16/12\)](#): Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL.

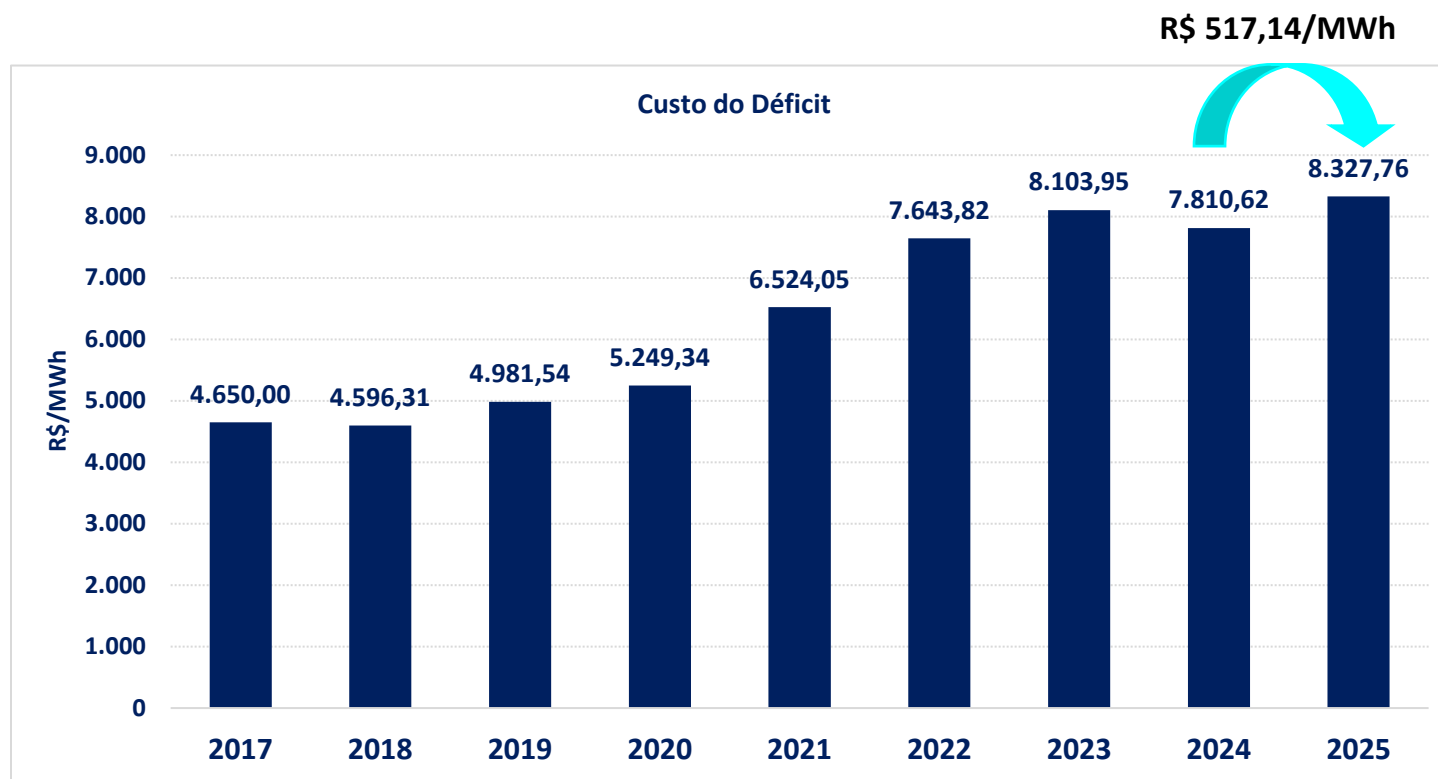
Aprovação do Caderno Reajuste dos Parâmetros da Receita de CCEAR, o qual possui a nova metodologia do reajuste do CVU Estrutural.

Atualização Anual do Custo do Déficit para 2025

Ao realizar-se a atualização do valor do patamar da função de Custo do Déficit de energia elétrica considerando a variação acumulada do IGP-DI no período de novembro de 2023 até novembro de 2024, foi obtido o valor de R\$ 8.327,76/MWh.

Os dados ainda estão sendo validados e serão enviados para o ONS e divulgação no portal da CCEE.

Índice ou Parâmetro	Valor
Valor do custo do déficit de 2024 (R\$/MWh)	7 810,62
IGP-DI de nov/23	1 098,480
IGP-DI de nov/24	1 171,210
Var. acumulada no período (nov/23 até nov/24)	6,620967%
Valor do custo do déficit de 2025 (R\$/MWh)	8 327,76

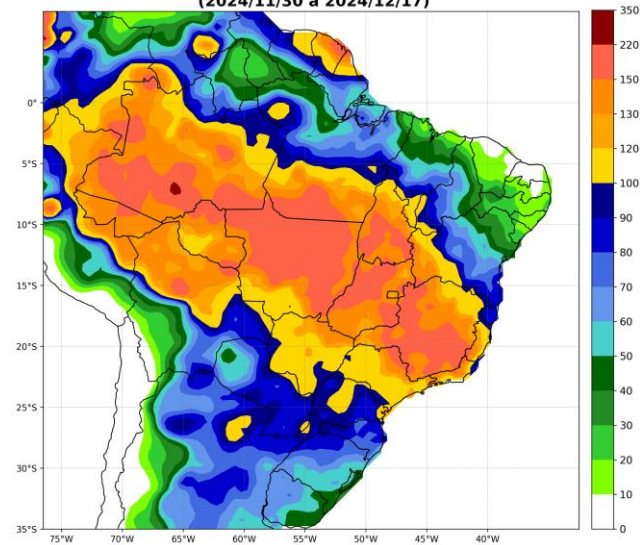


- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade:** NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

Cenário Hidrometeorológico

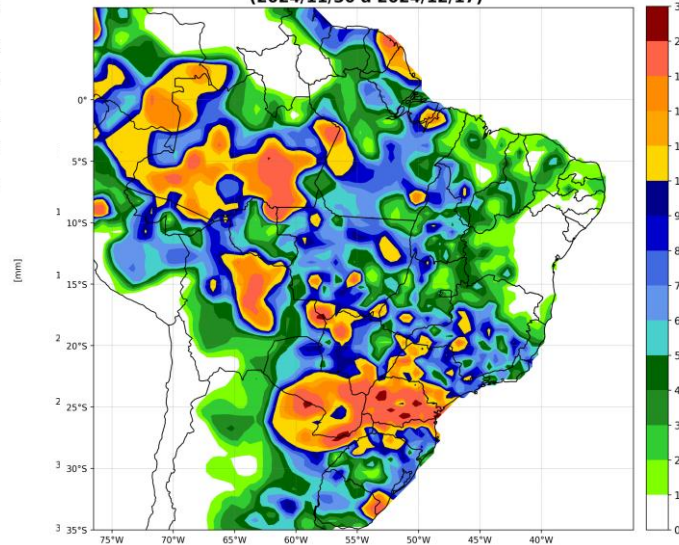
Climatologia

Climatologia de Precipitação Dezembro (operativo) de 2024
(2024/11/30 a 2024/12/17)



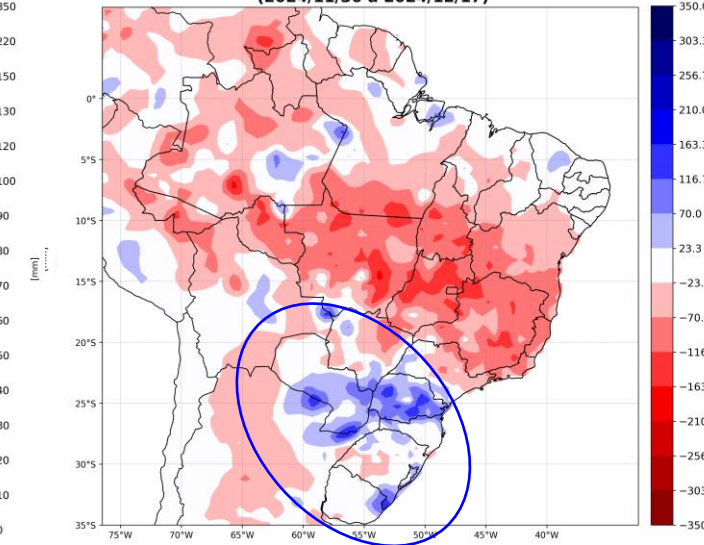
Observado

Precipitação Observada Dezembro (operativo) de 2024
(2024/11/30 a 2024/12/17)



Anomalia

Anomalia de Precipitação Dezembro (operativo) de 2024
(2024/11/30 a 2024/12/17)



2024-2023

Precipitação (Dezembro 2023 x Dezembro 2024)

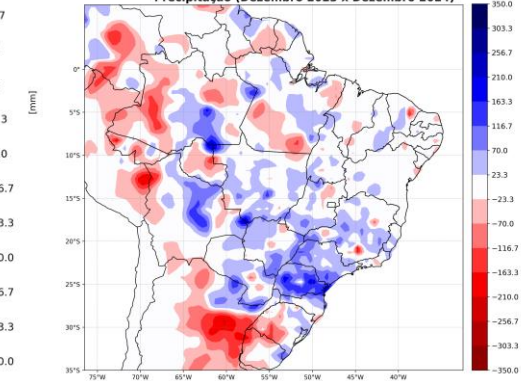


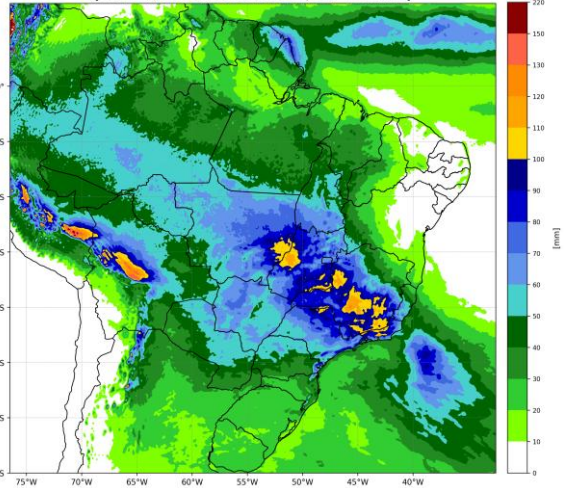
Figura – Precipitação acumulada em dezembro: climatologia, observado e anomalia verificada em 2024.

- Avanço de frentes frias e formação de zonas de convergência de umidade desde a segunda metade de outubro.
- Precipitações acima da média nas bacias dos rios Paranapanema, Tietê, Grande, Paranaíba e no alto Tocantins (Serra da Mesa).
- Chuvas acima de 2023 na maior parte do país.

precipitação prevista próxima semana operativa (semana 4)

RV2

Precipitação acumulada (mm) entre os dias: 21/12 e 27/12 (semana 4)
(Previsão das 00UTC do 12/12 - ECMWF)



Precipitação acumulada (mm) entre os dias: 21/12 e 27/12 (semana 4)
(Previsão das 00UTC do 12/12 - GEFS)

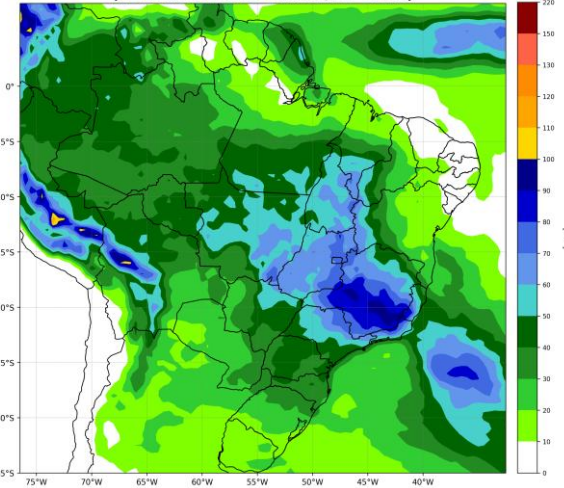
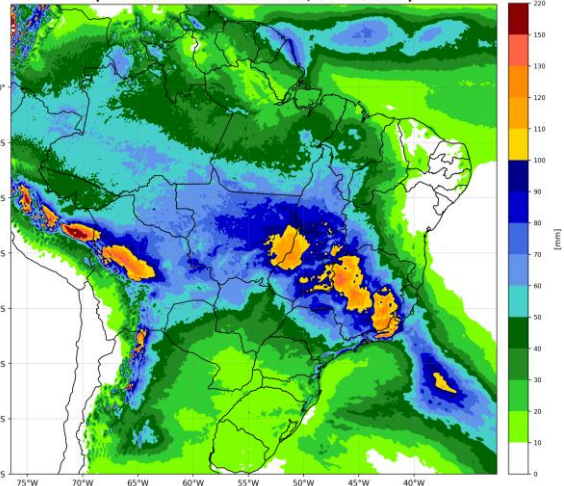


Figura – Precipitação acumulada prevista na 4ª semana operativa: análise 20241212 – 00UTC

Previsão atualizada (18/12)

Precipitação acumulada (mm) entre os dias: 21/12 e 27/12 (semana 4)
(Previsão das 00UTC do 18/12 - ECMWF)



Precipitação acumulada (mm) entre os dias: 16/11 e 22/11 (semana 4)
(Previsão das 00UTC do 13/11 - GEFS)

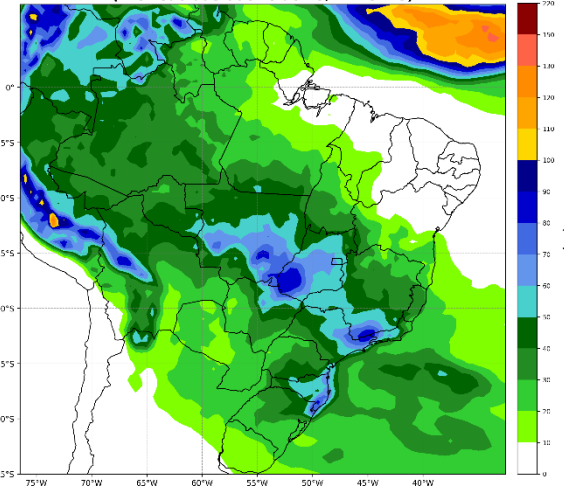
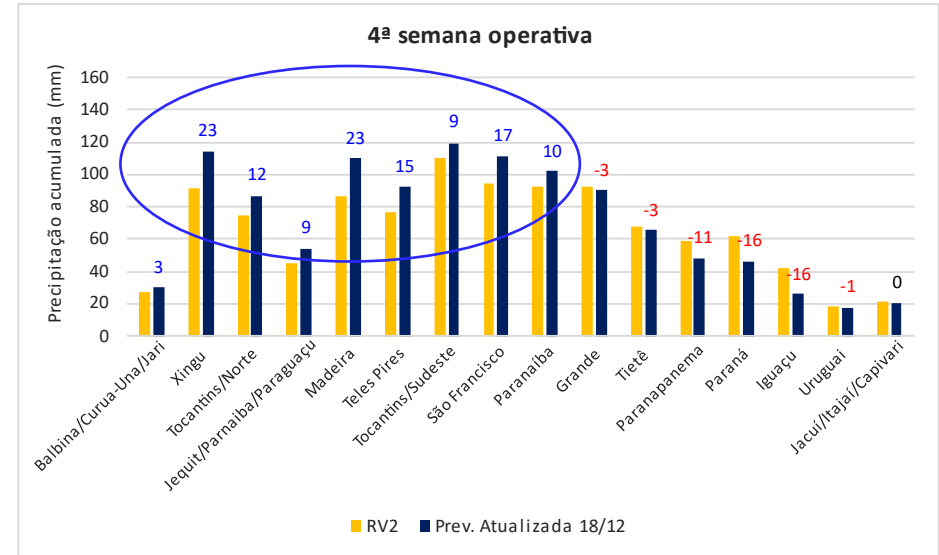
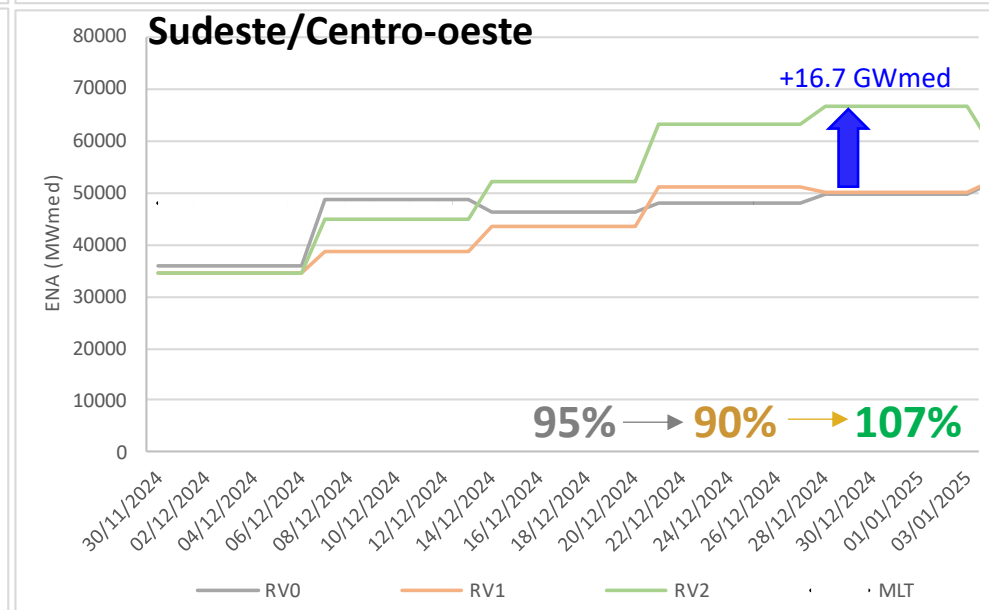
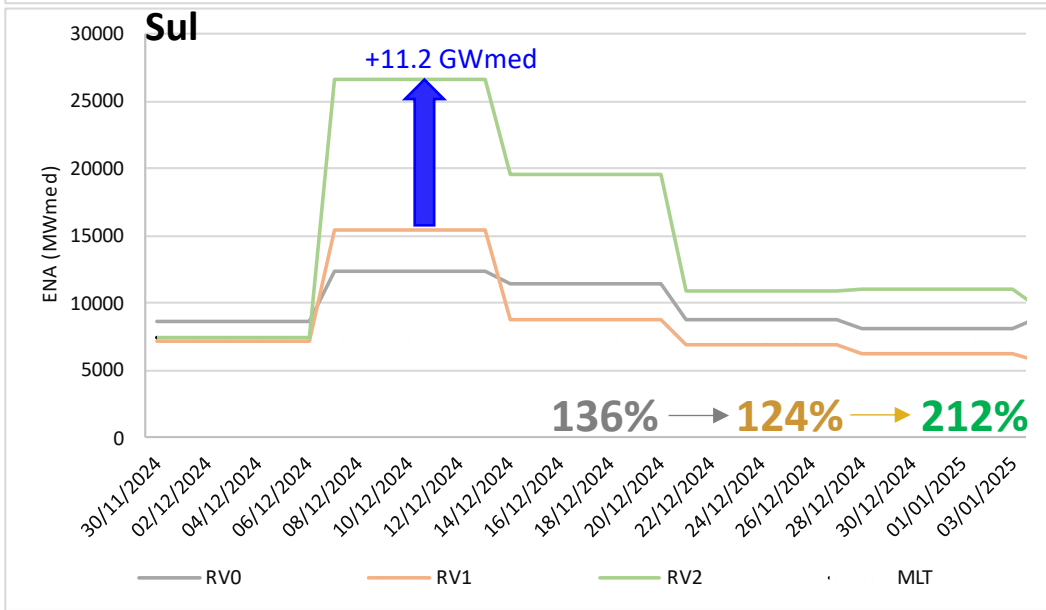
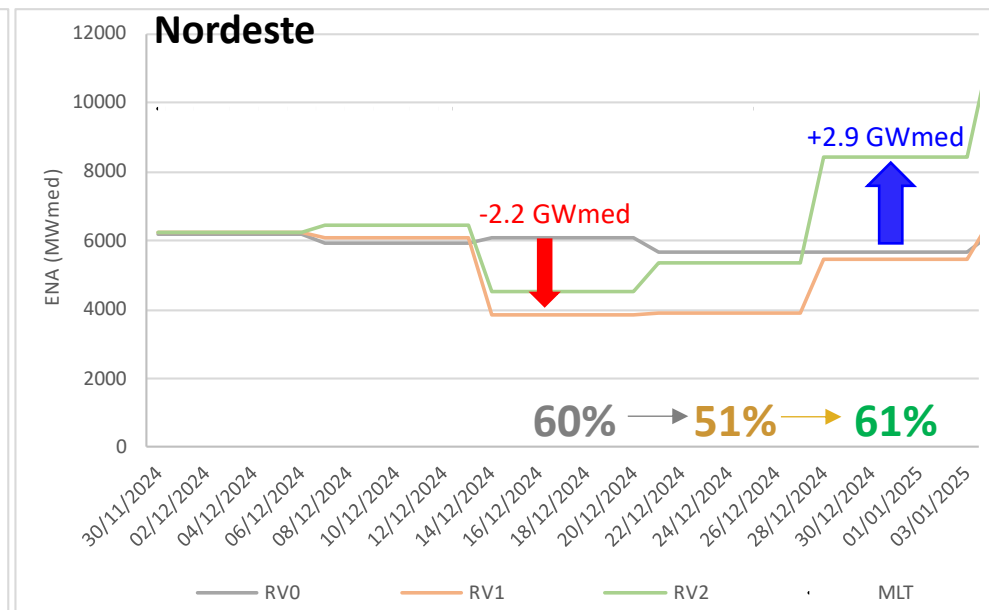
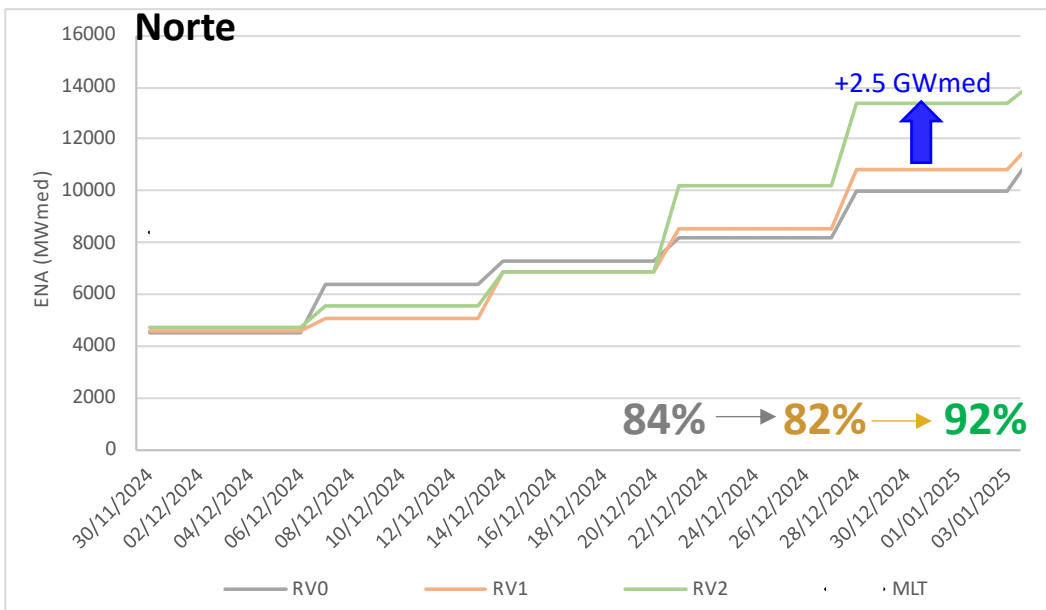


Figura – Precipitação acumulada prevista na 4ª semana operativa: análise 20241218 – 00UTC



- Zona de convergência de umidade;
- Aumento das chuvas previstas no Norte, Nordeste e parte do Sudeste.



Anomalia das temperaturas máximas verificadas em dezembro de 2024 (até o dia 17/12)

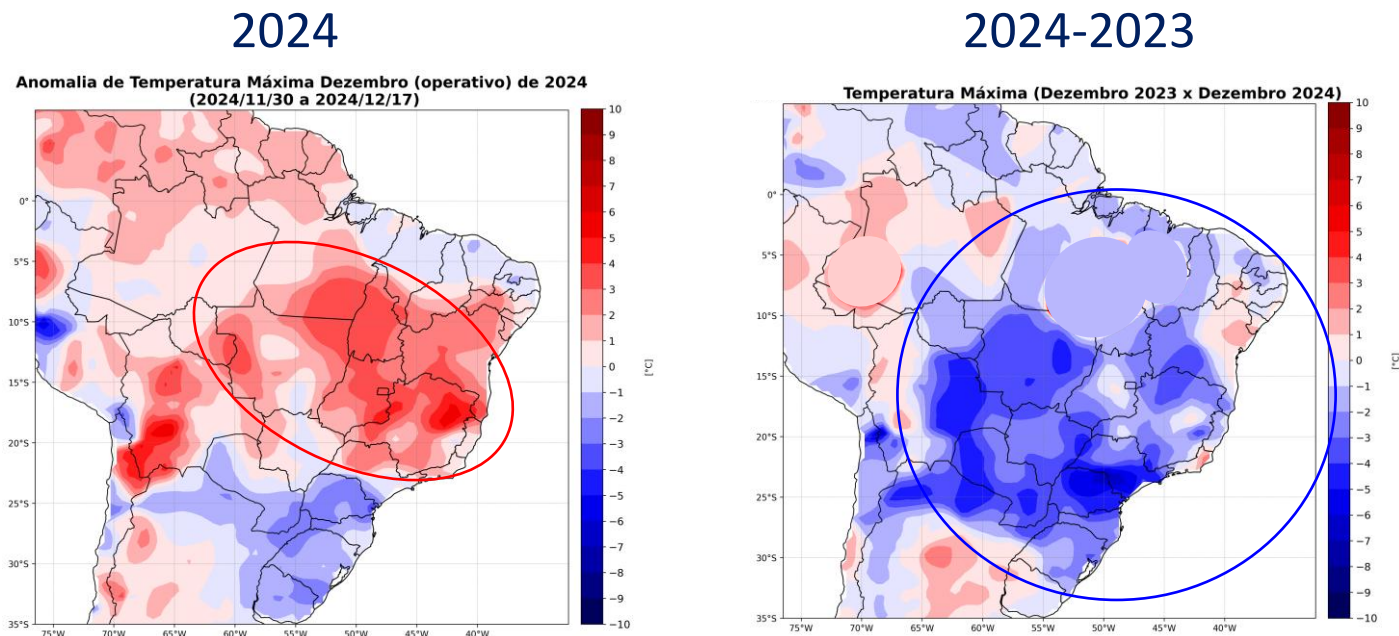


Figura – Anomalia das temperaturas máximas observadas em dezembro de 2024.

Temperaturas máximas acima da climatologia no Sudeste, norte e parte do Nordeste.

Abaixo da média no Sul.

Temperaturas máximas abaixo de 2023 na maior parte do país.

Previsibilidade para 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, *segundo 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.

Em relação a antecedência não inferior a um mês do PMO em que serão implementadas, indicamos que:

- **Serão consideradas para o PMO de dezembro de 2024**, as alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, **divulgadas até o dia 25/10/2024**.
- **Serão consideradas para o PMO de janeiro de 2025**, as alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, **divulgadas até o dia 29/11/2024**.
- **Serão consideradas para o PMO de fevereiro de 2025**, as alterações nos dados de entrada que não decorrerem de correção de erros ou de atualização com calendário predefinido, conforme regulação da ANEEL, **divulgadas até o dia 27/12/2024**.

Restrição de Defluência Mínima da UHE Porto Primavera:

- **CTA-ONS DGL 1334/2024**, de 16 de setembro de 2024 e **CTA-ONS DGL 1366/2024**, de 23 de setembro de 2024
 - Solicitação do ONS ao MME para manutenção da redução da defluência mínima da UHE de Porto Primavera em 2025
- **Ofício nº 34/2024/CMSE-MME**, de 23 de setembro de 2024
 - Encaminhamento de deliberação da 296ª reunião do CMSE:
 - **“Deliberação:** [...] o CMSE reconhece a importância de que:
 - (i) as empresas concessionárias Companhia Energética São Paulo – CESP e Rio Paraná Energia S.A. promovam a redução das defluências mínimas e atualização do Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica (FSARH) das UHEs Jupia e Porto Primavera para os valores de 3.300 m³/s e 3.900 m³/s, respectivamente, sob coordenação do ONS; e
 - (ii) o ONS minimize as defluências praticadas nas UHEs Jupia e Porto Primavera, considerando o disposto em (i) e a necessidade eletroenergética do SIN.”
- **Parecer Técnico nº 153/2024-Cohid/CGTef/Dilic**, de 24 de outubro de 2024
 - “Com base no Parecer Técnico nº 153/2024-Cohid/CGTef/Dilic (SEI 20907993) e no Despacho nº 20922708/2024-Cohid/CGTef/Dilic (SEI 20922708), informo que o Plano de Trabalho está aprovado em sua integralidade, devendo o empreendedor observar as orientações complementares contidas no documento.”
- **PLANO DE TRABALHO PL/GS/03/2024**, de outubro de 2024
- **FSARH 6.967**, de 29 de outubro de 2024: restrição de defluência mínima de 3.900 m³/s de 01/11/2024 a 31/10/2025
 - “Conforme Ofício nº 34/2024/CMSE-MME e Ofício nº 468/2024/COHID/CGTEF/DILIC – IBAMA, a CESP procederá a 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 submetido e aprovado pelo IBAMA. Pontos importantes: [...]”
 - Definição de faixas de elevação e redução conforme período do ano
 - “[...] 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 2025 (dia: 28/12/2024).**

PMO
Dez/2024PMO
Jan/2025

* Restrições associadas como taxas de variação (FSARH 6968 e 6970), condicionadas aos níveis de armazenamento ou vazão iniciais no modelo DESSEM também serão consideradas de maneira conjunta a partir do PMO de janeiro de 2025

Legenda (com base nas informações até o momento):
 Representação distinta ao ONS

 Seguindo a representação do ONS

Restrição de Defluência Mínima da UHE Jurumirim:

- **FSARH 6.973**, de 30 de outubro de 2024: restrição de defluência mínima de 60 m³/s de 31/10/2024 a 31/12/2024
 - Parecer Técnico CETESB nº 48/24/ID, de 30/10/2024: “ [...] delibera-se por deferir a proposta de manutenção de vazões defluentes no mínimo maiores que 60 m³/s, até 31/12/2024”
- **Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Janeiro de 2025 (dia: 28/12/2024).**

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de Defluência Mínima (m ³ /s)	
Jurumirim	PMO Dezembro	147 (FSARH 405)	
	PMO de Janeiro de 2025	60 (FSARH 6.973) 28 - 31/12/2024	147 (FSARH 405) 01/01/2025 em diante

PMO
Dez/2024

PMO
Jan/2025

* Ajustes de restrições de taxa de variações (FSARH 6974) poderão ser realizados para compatibilização a previsibilidade desta restrição. Além disso, em relação a restrição de defluência/turbinamento máximo, associadas a Resolução ANA, deverão ser observadas o valor de defluência mínima vigente. Atualmente, essa restrição está sendo modelada com 147 m³/s.

Legenda (com base nas informações até o momento):

 Representação distinta ao ONS

 Seguindo a representação do ONS

Restrição de Turbinamento Máximo da UHE Piraju:

- **FSARH 6.975**, de 30/10/2024: restrição de turbinamento máximo de 0 m³/s de 31/10/2024 a 15/12/2024 (*alterado devido a operação de Jurumirim em valores no patamar de 90 m³/s*):
 - “Conforme deliberação exposta na 8ª Sala de Acompanhamento do Paranapanema, ocorrida em 29/08/2024, a UHE Jurumirim reduzirá a vazão defluente para o valor de 60m³/s.
 - A redução da vazão defluente da UHE Jurumirim para 60 m³/s implica no desligamento das Unidades Geradoras da UHE Piraju – CBA.
 - A redução da vazão defluente se faz necessária devido a política de recuperação do reservatório da UHE Jurumirim localizada logo a montante da UHE Piraju. [...]”

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de Turbinamento Mínimo (m ³ /s)
Piraju	PMO Dezembro em diante	90 (FSARH 2.633)

PMO
Dez/2024
Jan/2025

Legenda (com base nas informações até o momento):

- ◀ Representação distinta ao ONS
- ▶ Seguindo a representação do ONS

Restrição de Cota Montante da UHE Jirau:

- **FSARH 7.134, 7.135 e 7.136**, de 26/11/2024: elevação de cota em 20 cm/dia até a cota 90 m (até 02/01/2025) e permanência na cota 90m de 03/01/2025 a 26/06/2025:
 - “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 25 de novembro de 2024, a Capitania Fluvial de Porto Velho (CFPV/RO) publicou a Portaria nº 92/2024, 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 2025 (dia: 28/12/2024).**

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de cota mínima e máximo (m)
Jirau	PMO Dezembro	(NW) com base nos valores atualmente modelados – CMONT (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 de Janeiro	elevação de cota em 20 cm/dia até a cota 90 m (até 02/01/2025) permanência na cota 90m de 03/01/2025 em diante (FSARH 7.134-7.136)

PMO
Dez/2024

PMO
Jan/2025

Legenda (com base nas informações até o momento):

Representação distinta ao ONS

Seguindo a representação do ONS

Restrição de Defluência Mínima da UHE Santa Branca:

- **FSARH 7.179**, de 02/12/2024: defluência mínima de 40 m³/s entre 02/12/2024 a 02/01/2025.
 - Devido a mortandade de peixes a ANA e o ONS nos solicitaram a elevação da vazão para 40 m³/s.
 - Formalização por meio de e-mail da CETESB, para a ANA, e posteriormente ao agente:
 - “Considerando a mortandade de peixes que vem ocorrendo nas últimas semanas no rio Paraíba do Sul, solicitamos aumento da vazão do referido rio, visando de imediato a melhoria na qualidade das águas.
 - A CETESB coletou para análise amostras de efluentes das ETEs da Sabesp e industriais, bem como amostras da água do rio Paraíba. Coletamos também , várias espécies de peixes para análise.” CETESB, 30/11/2024
 - “Solicitamos aumento da defluencia do reservatório de Santa Branca até 40 m³/s em razão da solicitação encaminhado pela CETESB conforme e-mail abaixo.” ANA, 30/11/2024
- **Não consideração no cálculo do PLD devido a duração da restrição.**

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de defluência mínima (m)
Santa Branca	PMO Dezembro e Janeiro	30 m ³ /s (FSARH 465/2018) Resolução Conjunta ANA/DAEE/IGAM/INEA no 1382/2015

PMO
Dez/2024
Jan/2025

Legenda (com base nas informações até o momento):

- ◀ Representação distinta ao ONS
- ▶ Seguindo a representação do ONS

Restrição de Defluência Mínima da UHE Sinop:

- **FSARH 7.246**, de 11/12/2024: defluência mínima de 173 m³/s a partir de 11 de dezembro de 2024.

- Outorga nº 3.038, de 6 de dezembro de 2024:

“Art. 3º As condições de operação do reservatório do aproveitamento hidrelétrico serão definidas e fiscalizadas pela ANA, em articulação com o Operador Nacional do Sistema – ONS, respeitadas as seguintes condições gerais:

I. Vazão Mínima Remanescente de 173 m³/s.”

Não consideração no cálculo do PLD devido a duração da restrição.

Usina Hidrelétrica	Modelagem	Restrição de defluência mínima (m)
Sinop	PMO Dezembro e PMO de Janeiro	272 m ³ /s (FSARH 586/2018) Resolução ANA 476/2016
	PMO de Fevereiro	173 m ³ /s (FSARH 7.246/2024)

PMO
Dez/2024
Jan/2025

PMO
Fev/2025

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
Itaparica	26,4

PMO
Jan/2025

Resolução ANA nº 226, de 9 de dezembro de 2024

- Dispõe sobre o Plano de Gestão Anual - PGA referente ao ano de 2025 para o Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional - PISF.

Art. 6º As condições e padrões operacionais para o período de 2025 se darão conforme o Anexo II.

Consideração no cálculo do PLD a partir do PMO de Fevereiro de 2025 (dia: 01/02/2025).

UHE	Vazão bombeada (m³/s)												
	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	Demais meses
Itaparica	14,91	14,91	14,86	9,26	13,41	17,56	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	17,80	26,4

PMO
Fev/2025

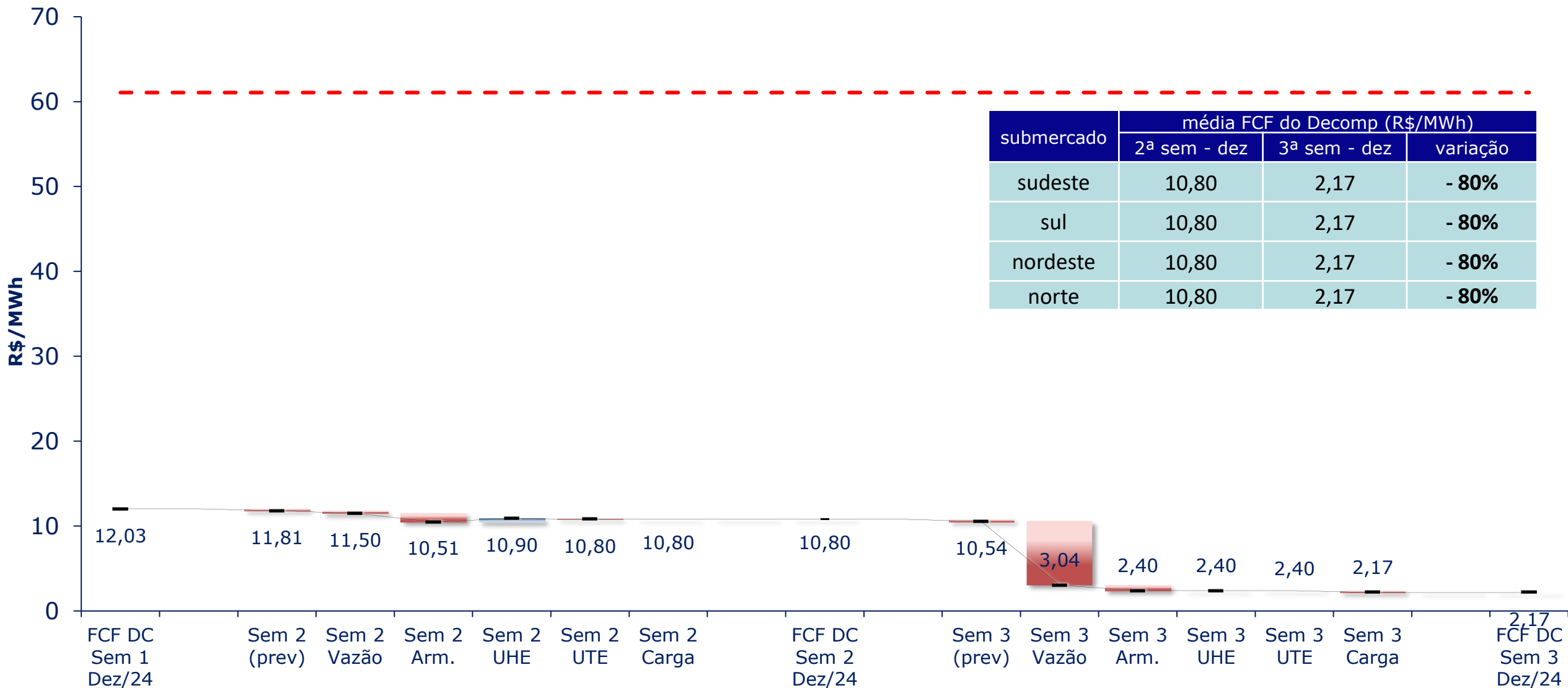
Legenda (com base nas informações até o momento):

Representação distinta ao ONS

Seguindo a representação do ONS

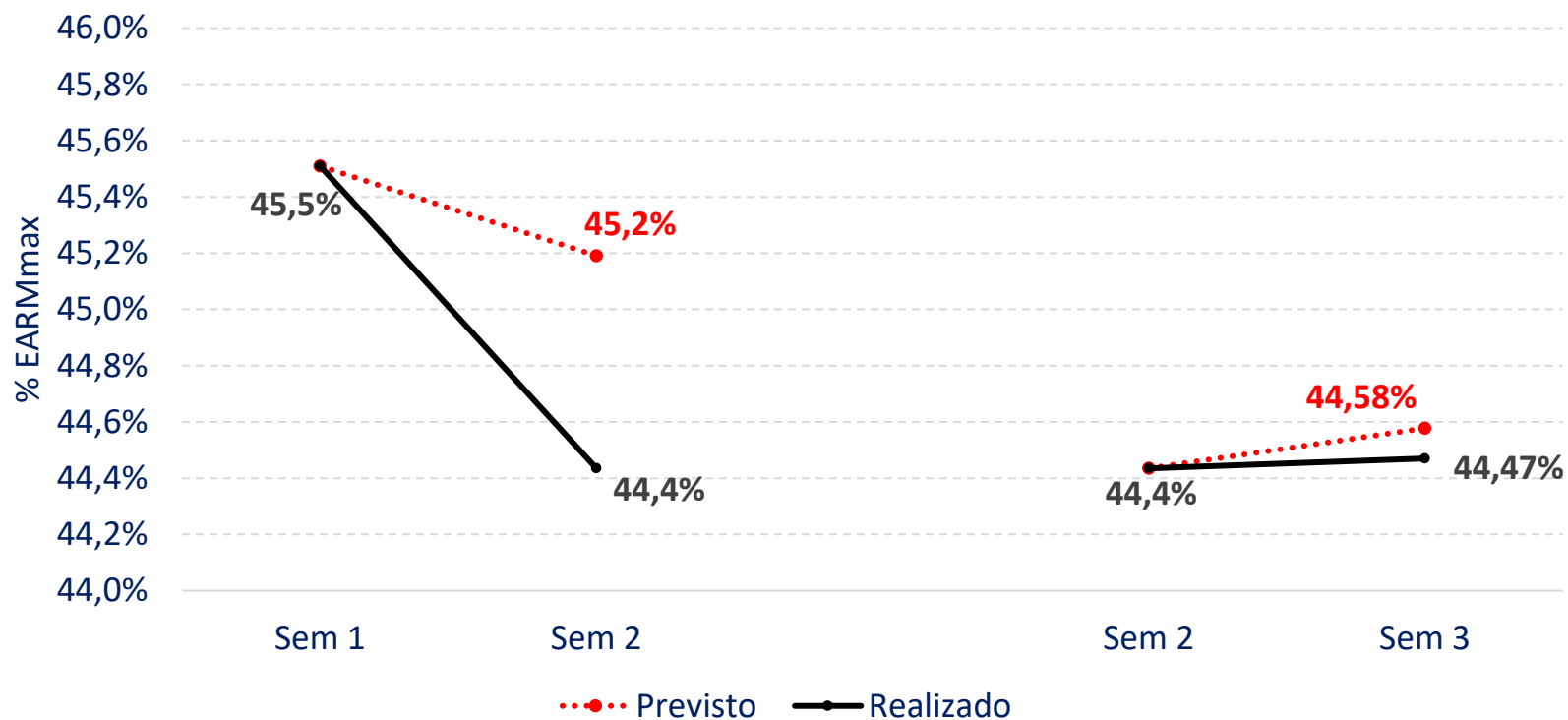
DECOMP

decomposição da FCF do Decomp – Sudeste/Centro-Oeste



armazenamento esperado x verificado

- o armazenamento no SIN ficou abaixo da expectativa em ambas as semanas, com reduções principalmente no submercado Sudeste/Centro-Oeste.



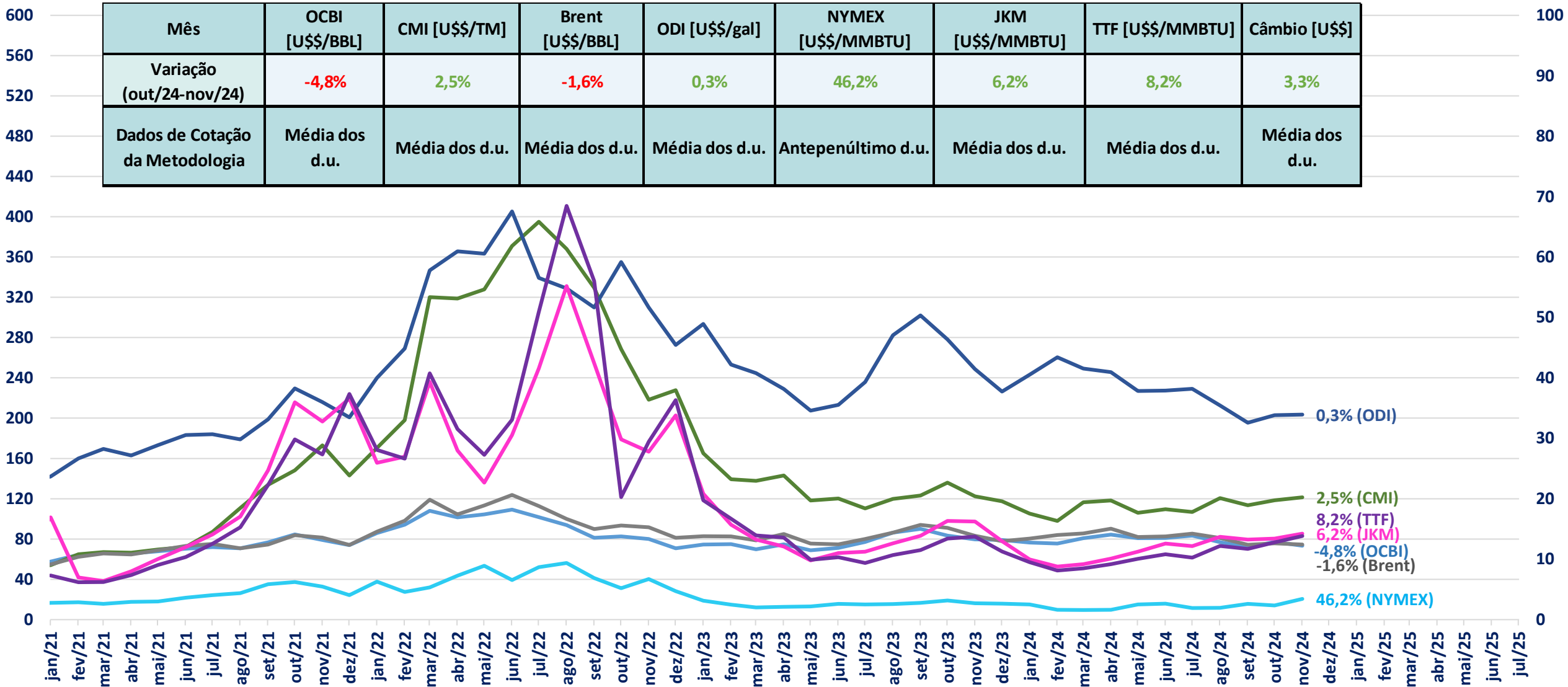
Semana	Submercado (MWmês)				SIN
	SE	S	NE	N	
2 ^a	-2 073	-143	52	-52	-2 216
3 ^a	-411	348	-362	110	-315

variação das cotações dos combustíveis: out/24 – nov/24



— OCBI [U\$/BBL]
 — Carvão Mineral [U\$/TM]
 — Brent [U\$/BBL]
 — Óleo Diesel [US\$/gal]

— NYMEX [U\$/MMBTU] - Eixo Secundário
 — JKM [U\$/MMBTU] - Eixo Secundário
 — TTF [U\$/MMBTU] - Eixo secundário

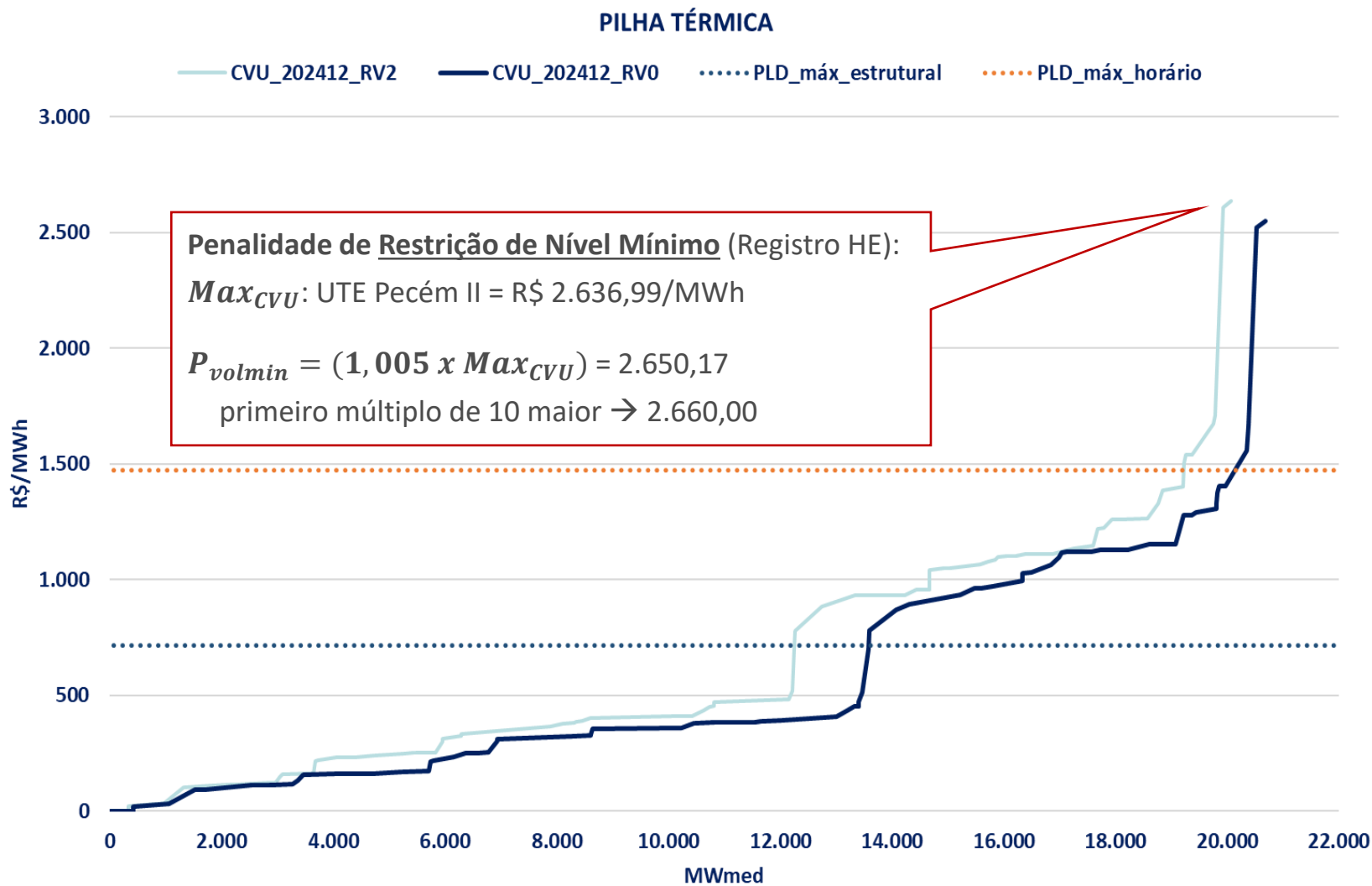


Fonte: S&P

variação da pilha térmica: atualização do CVU

Nº	UTE	Subm.	Comb.	Dez/24 RV0 (R\$/MWh)	Dez/24 RV2 (R\$/MWh)	Diferença
170	SUAPE II	NE	Oleo	1151,71	1132,68	-1,7%
98	PERNAMBUCO_3	NE	Oleo	971,69	955,76	-1,7%
57	MARACANAU	NE	Oleo	1097,23	1079,51	-1,6%
70	GERAMAR2	N	Oleo	1129,28	1111,35	-1,6%
73	GERAMAR1	N	Oleo	1129,28	1111,35	-1,6%
49	VIANA	SE/CO	Oleo	1129,31	1111,38	-1,6%
52	CAMPINA_GR	NE	Oleo	1129,32	1111,39	-1,6%
152	TERMOCABO	NE	Oleo	1115,5	1097,81	-1,6%
53	GLOBAL I	NE	Oleo	1279,83	1259,59	-1,6%
55	GLOBAL II	NE	Oleo	1279,83	1259,59	-1,6%
67	TERMONE	NE	Oleo	1120,5	1102,94	-1,6%
69	TERMOPB	NE	Oleo	1120,5	1102,94	-1,6%
64	CANOAS	S	Diesel	1331,27	1328,09	-0,2%
174	NORTEFLU 4	SE/CO	Gas	700,16	700,16	0,0%
172	NORTEFLU 2	SE/CO	Gas	130,34	130,34	0,0%
171	NORTEFLU 1	SE/CO	Gas	113,92	113,92	0,0%
173	NORTEFLU 3	SE/CO	Gas	250,96	250,96	0,0%
35	URUGUAIANA	S	Gas	1028,62	1040,92	1,2%
116	PARNAIBA_IV	N	Gas	511,16	517,49	1,2%
48	ARAUCARIA	S	Gas	870,16	881,72	1,3%
224	PSERGIPE I	NE	GNL	360,16	365,3	1,4%
236	M.AZUL	SE/CO	Gas	159,57	162,17	1,6%
334	W.ARJONA	SE/CO	Gas	1667,16	1711,18	2,6%
239	PARNAIBA_V	N	Gas	231,76	239,3	3,2%
235	C.MURICY 2	NE	Diesel	2523,12	2609,71	3,3%
162	PECEM 2	NE	Diesel	2549,46	2636,99	3,3%
163	P.PECEM2	NE	Carvao	389,33	409,76	5,0%
43	T.BAHIA	NE	Gas	1029,41	1084,2	5,1%
176	P. ITAQUI	N	Carvao	381,16	401,48	5,1%
167	P.PECEM1	NE	Carvao	383,85	405,42	5,3%
96	TERMOPE	NE	Gas	994,95	1065,05	6,6%
62	SEROPEDICA	SE/CO	Gas	1306,78	1401,33	6,7%
54	J.FORA	SE/CO	Gas	1290,48	1384,75	6,8%
63	IBIRITE	SE/CO	Gas	892,09	957,97	6,9%
110	NPIRATINGA	SE/CO	Gas	1555,64	1673,38	7,0%
68	T.LAGOAS	SE/CO	Gas	1064,7	1145,68	7,1%
241	PROSP_II	NE	Gas	356,68	386,71	7,8%
250	PORSUD II	SE/CO	Gas	1120,15	1221,04	8,3%
249	PORSUD I	SE/CO	Gas	1121,73	1223,52	8,3%
245	KARKEY 013	SE/CO	Gas	961,16	1050,14	8,5%
246	KARKEY 019	SE/CO	Gas	961,16	1050,14	8,5%
248	PAULINIA	SE/CO	Gas	1374,18	1504,38	8,7%
12	CUIABA CC	SE/CO	Gas	1153,49	1265,78	8,9%
247	LORM_PCS	SE/CO	Gas	1404,34	1541,06	8,9%
251	POVOACAO I	SE/CO	Gas	1404,34	1541,06	8,9%
253	VIANA I	SE/CO	Gas	1404,34	1541,06	8,9%
140	UTE MAUA 3	N	Gas	91,72	122,07	24,9%
201	APARECIDA	N	Gas	91,72	122,08	24,9%
21	MARANHAO V	N	Gas	160,48	232,61	31,0%
36	MARANHAO IV	N	Gas	160,48	232,61	31,0%
86	SANTA CRUZ	SE/CO	GNL	171,83	251,8	31,8%
211	BAIXADA FL*	SE/CO	Gas	168,61	247,89	32,0%
137	UTE GNA I*	SE/CO	Gas	322,58	482,6	33,2%
15	LUIZORMELO*	SE/CO	GNL	255,17	382,68	33,3%

- Divulgado no site da CCEE: 05/12/2024
- Utilizado no cálculo do PLD a partir da RV1 (a partir de 07/12/2024)



(*) DSP ANEEL autorizando o CVU merchant das UTEs W.Arjona (3.254), Uruguaiana (3.385) e Araucária (3.386) 146

[DSP ANEEL 2.743/2024](#) (DOU: 13/09): UTE Juiz de Fora

[DSP ANEEL 2.752/2024](#) (DOU: 13/09): UTE Canoas

[DSP ANEEL 2.760/2024](#) (DOU: 13/09): UTE Ibitiré

[DSP ANEEL 2.762/2024](#) (DOU: 13/09): UTE Nova Piratinga

[DSP ANEEL 2.763/2024](#) (DOU: 13/09): UTE Seropédica

[DSP ANEEL 2.863/2024](#) (DOU: 24/09): UTE Três Lagoas

[DSP ANEEL 2.880/2024](#) (DOU: 26/09): UTE Parnaíba IV

[DSP ANEEL 2.883/2024](#) (DOU: 26/09): UTE Termobahia

[DSP ANEEL 3.254/2024](#) (DOU: 29/10): UTE William Arjona

[DSP ANEEL 3.385/2024](#) (DOU: 06/11): UTE Uruguaiana

[DSP ANEEL 3.386/2024](#) (DOU: 06/11): UTE Araucária

[DSP ANEEL 3.572/2024](#) (DOU: 26/11): UTE Norte Fluminense



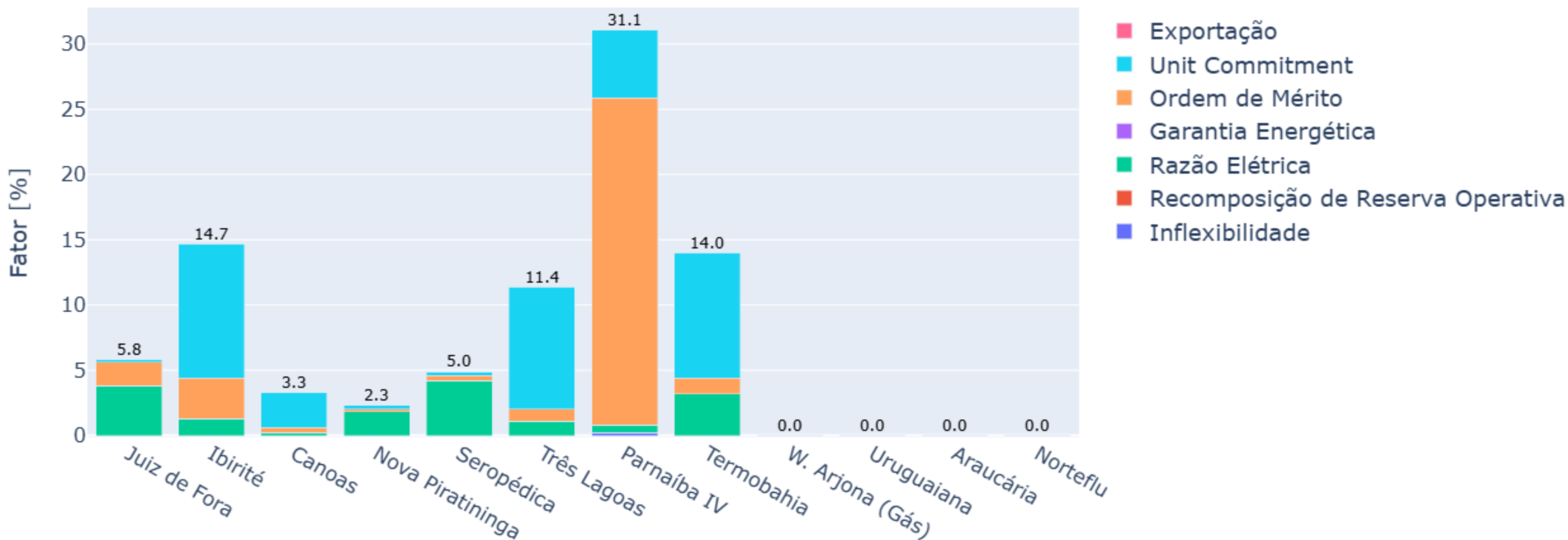
Custo Variável Unitário para UTEs Merchants - 12/2024

Código	Empreendimento	Combustível	Despacho	CVU SCF [R\$/MWh]	CVU CF [R\$/MWh]	Origem da cotação	Mês de referência da cotação
43	Termobahia	Gás natural não PPT	2.883/2024	770,77	1.084,20	Platts	nov/24
54	Juiz de Fora	Gás natural não PPT	2.743/2024	1.289,93	1384,75	Platts	nov/24
63	Ibitiré	Gás natural não PPT	2.760/2024	896,23	957,97	Platts	nov/24
64	Canoas	Gás natural não PPT	2.752/2024	1.008,41	1092,69	Platts	nov/24
64	Canoas	Óleo Diesel	2.752/2024	1.243,81	1328,09	ANP	out/24
110	Nova Piratinga	Gás natural não PPT	2.762/2024	1.548,65	1673,38	Platts	nov/24
68	Três Lagoas	Gás natural não PPT	2.863/2024	1.068,29	1.145,68	Platts	nov/24
62	Seropédica	Gás natural não PPT	2.763/2024	1.340,47	1401,33	Platts	nov/24
116	Parnaíba IV	Gás natural não PPT	2.880/2024	467,56	517,49	Platts	nov/24
334	W. Arjona	Gás natural não PPT	3.254/2024	1.670,51	1.711,18	Platts	nov/24
35	Uruguaiana	Gás natural não PPT	3.385/2024	895,33	1.040,92	Platts	nov/24
48	Araucária	Gás natural não PPT	3.386/2024	821,66	881,72	Platts	nov/24
60	Norte Fluminense	Gás natural não PPT	3.572/2024	1.199,96	1.322,17	Platts	nov/24

“[...] (iii) informar que o CVU acrescido de custos fixos da usina corresponde à soma do CVU mensal com a PCF e que sua adoção deverá observar a vigência e as condições definidas na Portaria Normativa nº 76/GM/MME, de 21 de maio de 2024, do Ministério de Minas e Energia; e (iv) determinar que o CVU e o CVU acrescido de custos fixos, respeitado o item “iii”, deverão ser aplicados a partir da publicação deste Despacho e por um período de 12 meses: (iv.a) pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para consideração nos processos de Planejamento e Programação da Operação; e (iv.b) pela CCEE, para Contabilização e Liquidação da energia elétrica produzida pela usina no período.”

acompanhamento da recuperação dos custos fixos com base na Portaria MME nº 76/2024 (07/05/24-30/04/25)

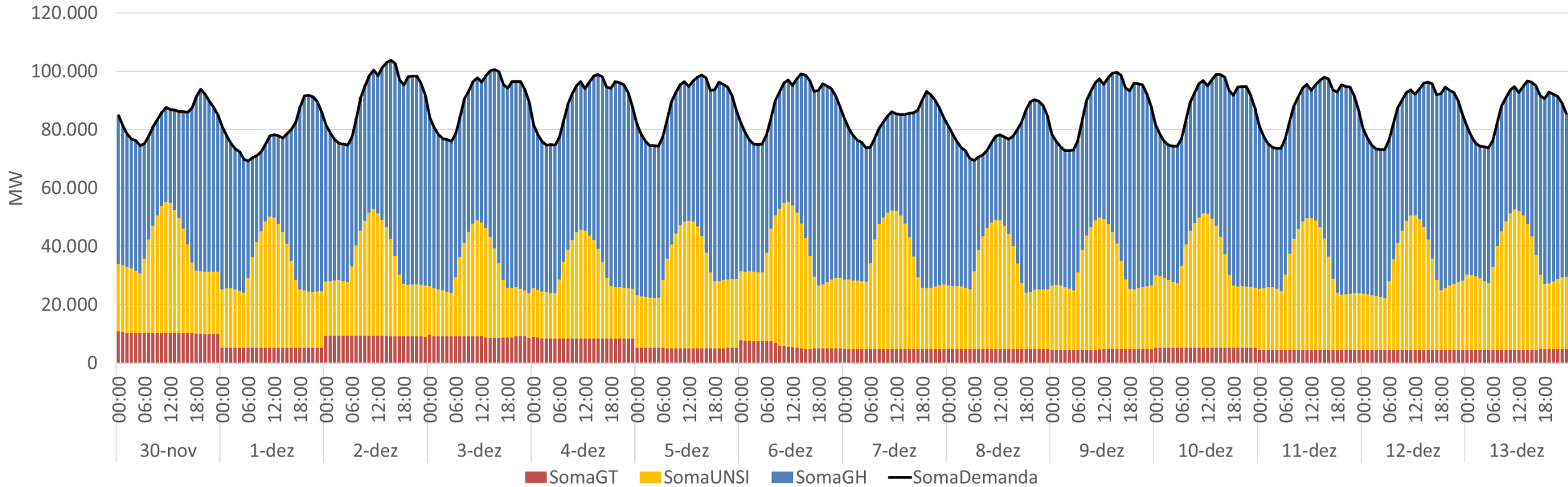
% de atingimento do custo fixo das UTEs Merchant



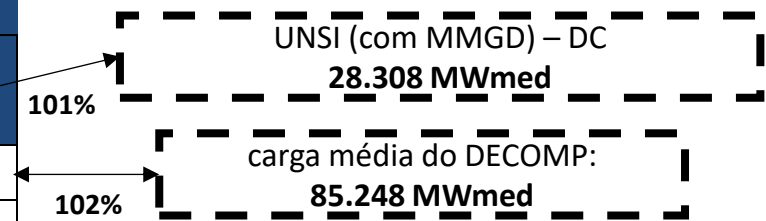
*Dados de geração consolidados até 30/11 e preliminares disponibilizados pelo ONS até o dia 15/12

DESSEM

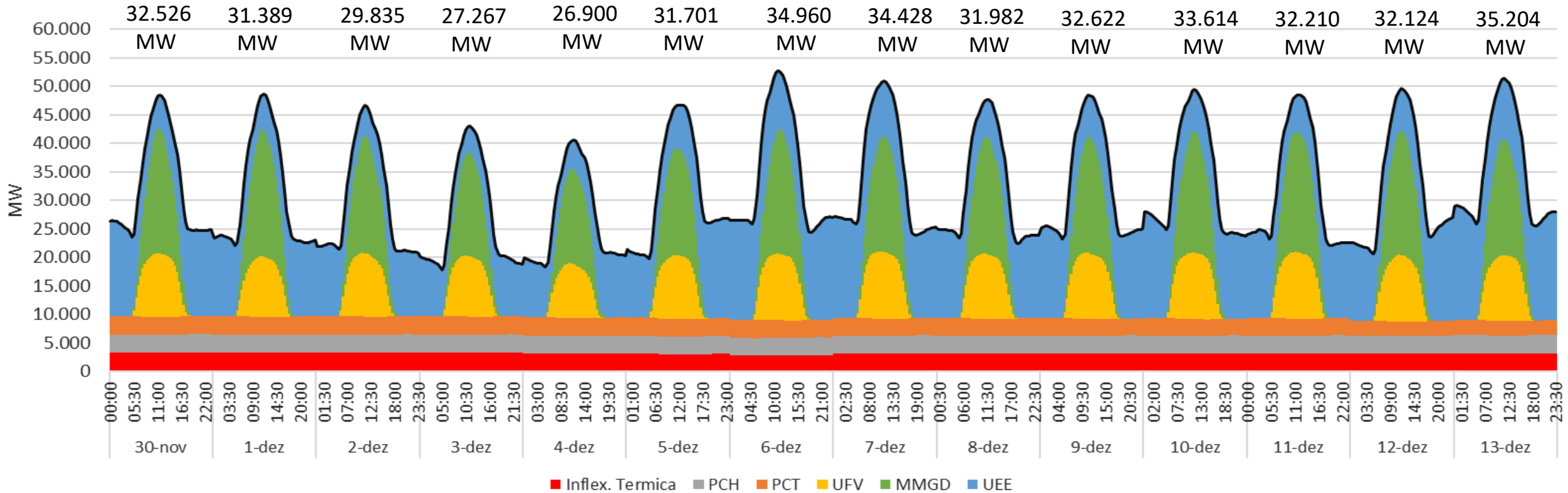
balanço energético do SIN



Balanço Energético do SIN [MWmed]				
GH	GT		UNSI (com MMGD)	Carga
	Inflex.	Total		
51.871	3.189	6.123	28.723	86.718
60%	9%		31%	100%

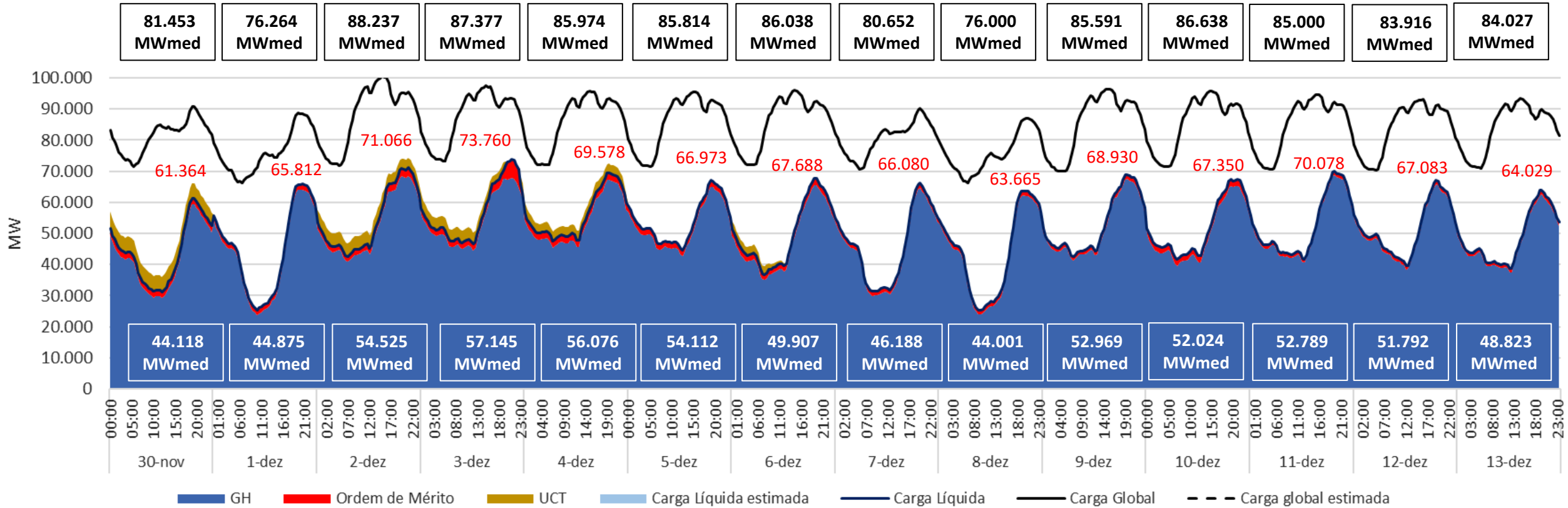


geração de UNSI + MMGD + Inflexibilidade Termelétrica do SIN

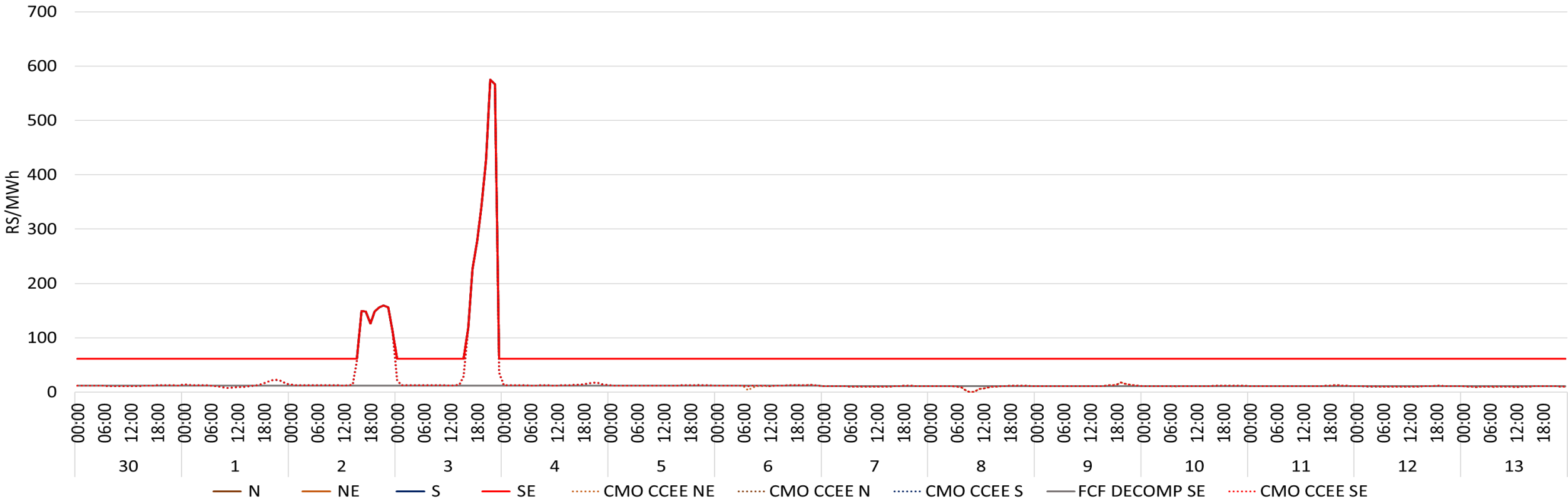


Geração de UNSI + MMGD [MWmed]							
Semana	PCH	PCT	UFV	UEE	MMGD	INFLEX UTE	Total
1	3.126	3.169	4.088	10.783	6.293	3.195	30.654
	9%	10%	12%	39%	21%	10%	
2	3.118	2.877	4.461	12.897	6.634	3.183	33.169
	10%	10%	13%	35%	21%	10%	

carga líquida SIN

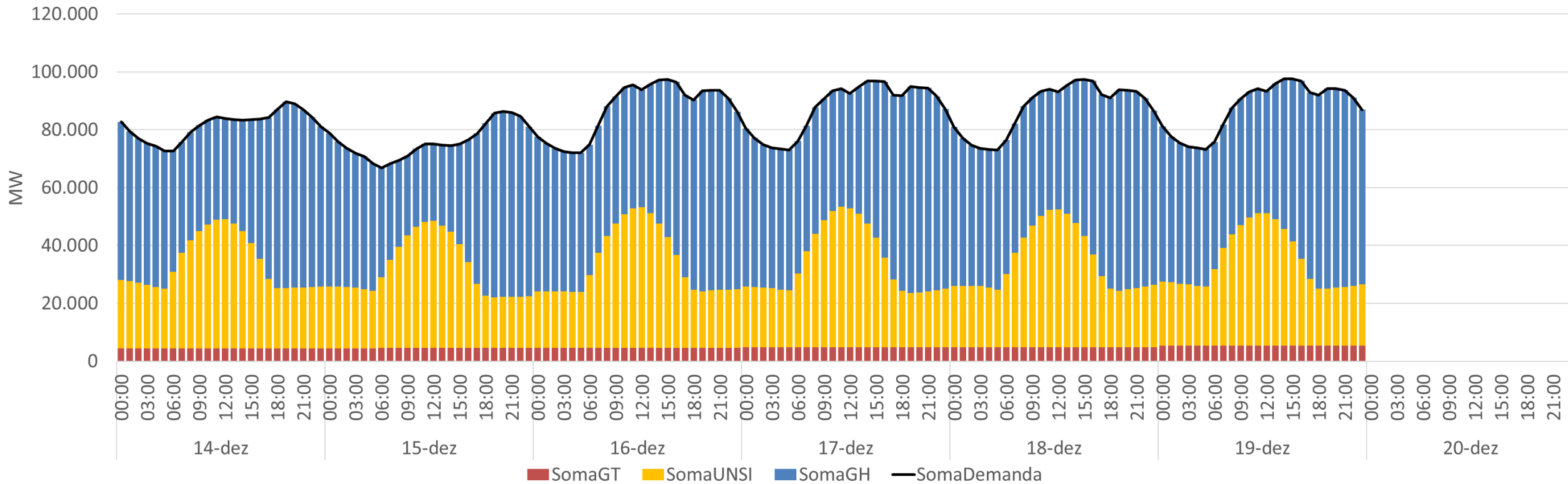


PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte

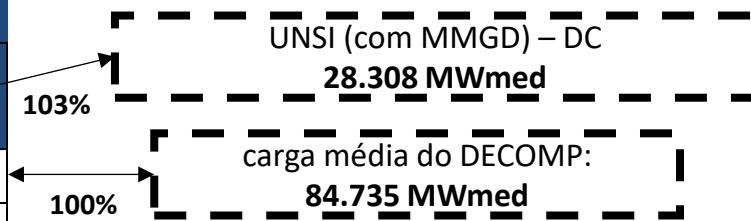


	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE/CO	11,41	22,35	69,33	575,43	61,07
S	11,41	22,34	69,33	575,43	61,07
NE	11,41	22,29	69,33	575,41	61,07
N	11,41	22,36	69,33	575,43	61,07

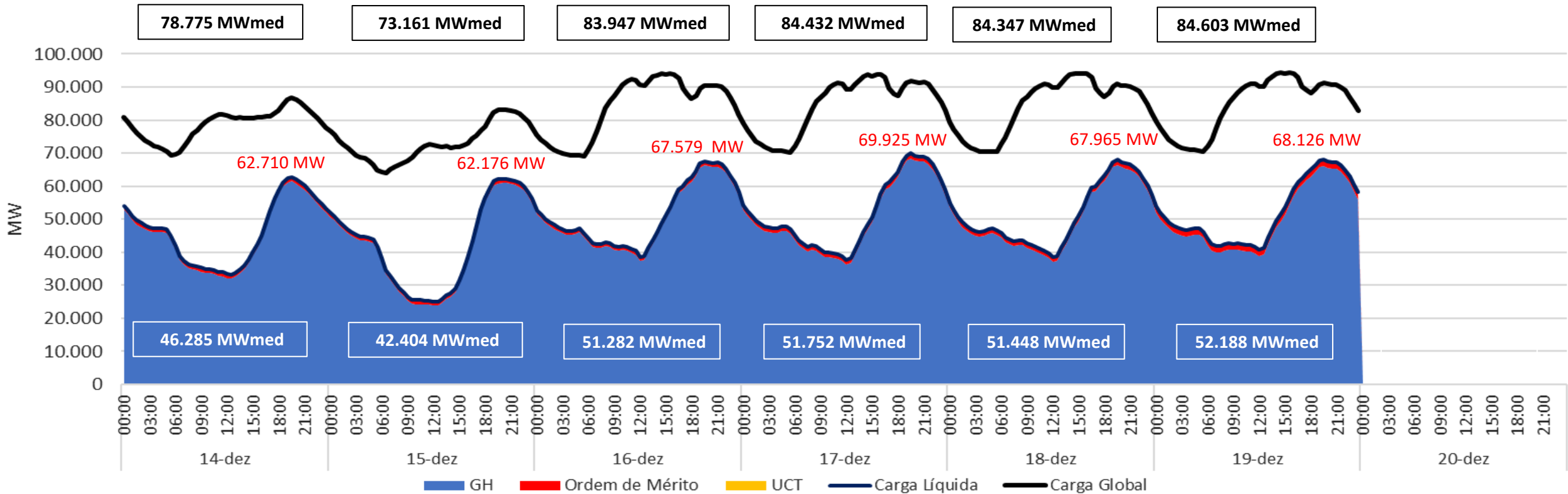
balanço energético do SIN



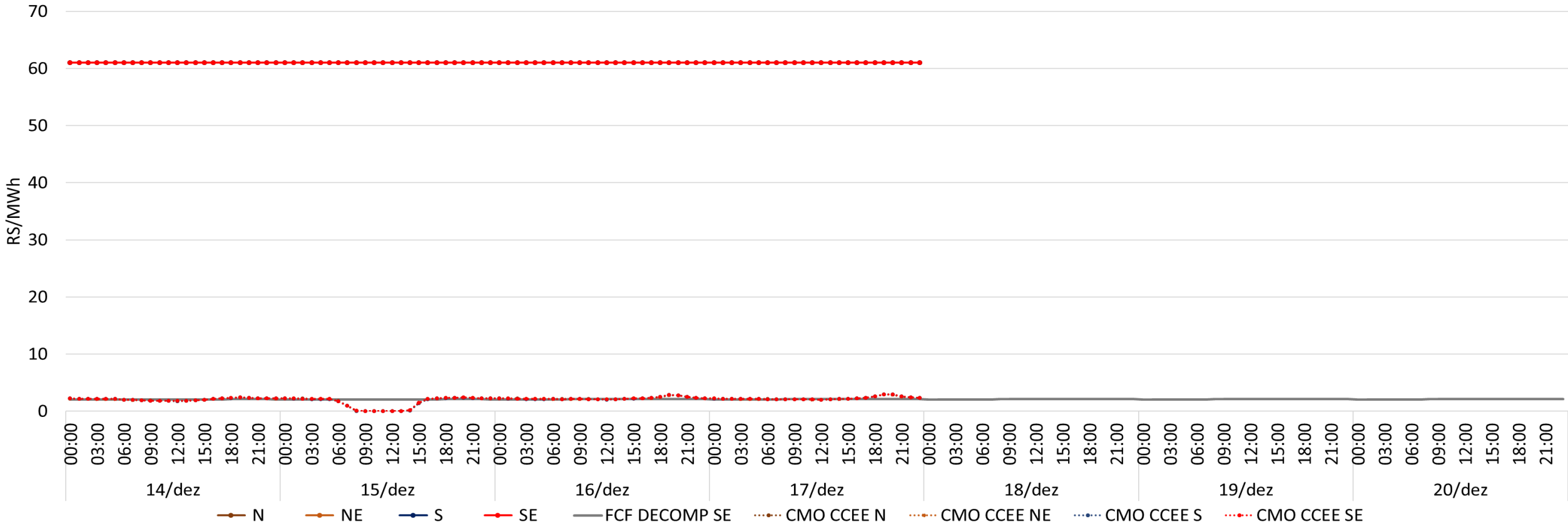
Balanço Energético do SIN [MWmed]				
GH	GT		UNSI (com MMGD)	Carga
	Inflex.	Total		
50.739	3.288	4.773	29.030	84.541
60%	6%		34%	100%



carga líquida SIN



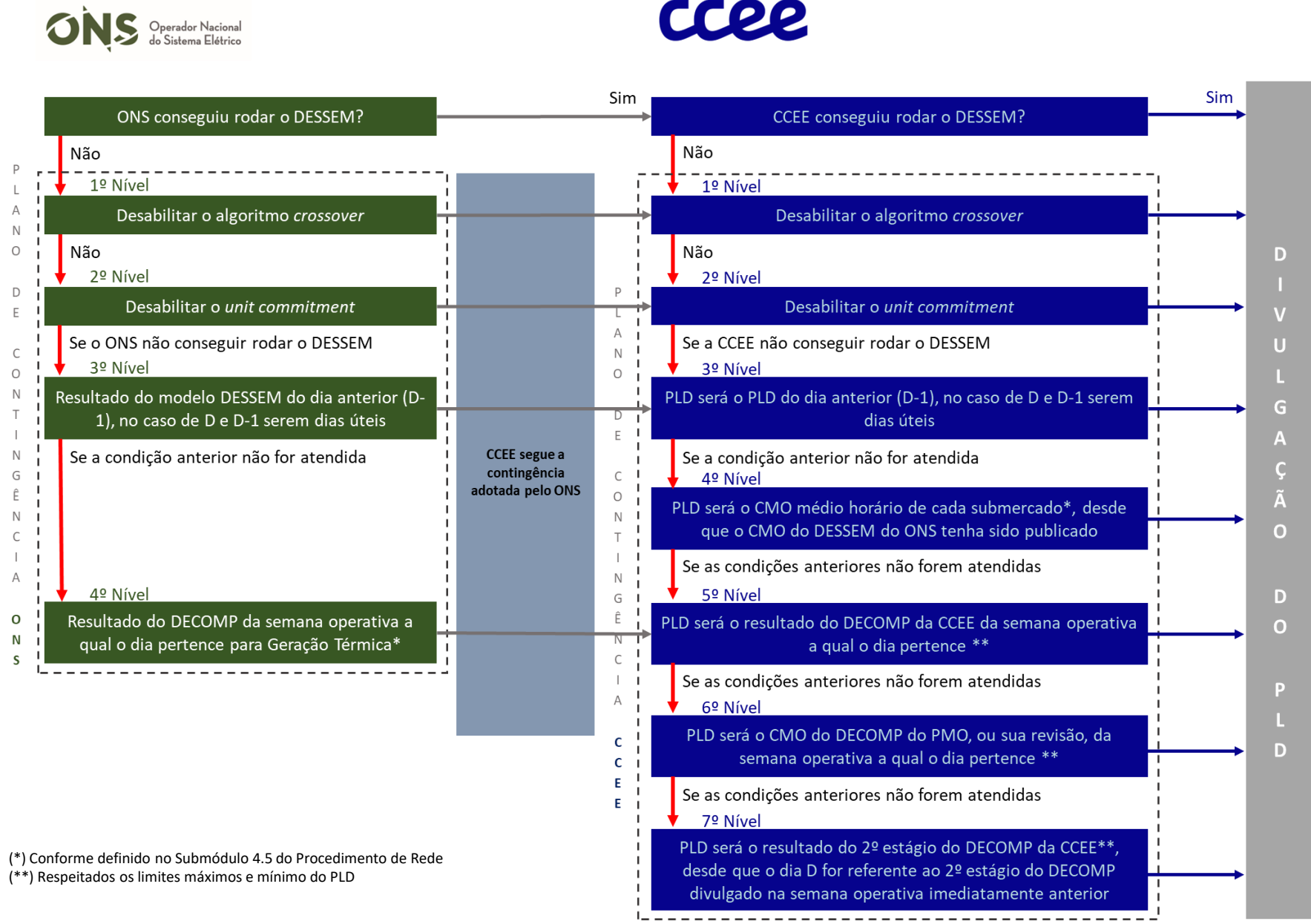
PLD horário – sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte



	FCF DECOMP	CMO CCEE	Variação do PLD [R\$/MWh]		
			Média	Máximo	Mínimo
SE/CO	2,17	2,04	61,07	61,07	61,07
S	2,17	2,03	61,07	61,07	61,07
NE	2,17	2,02	61,07	61,07	61,07
N	2,17	2,06	61,07	61,07	61,07

análise do preço horário – acompanhamento de contingências

Contingência	ONS	CCEE
09/nov		
10/nov		
11/nov		
12/nov		
13/nov		
14/nov		
15/nov		
16/nov		
17/nov		
18/nov		
19/nov		
20/nov		
21/nov		
22/nov		
23/nov		
24/nov		
25/nov		
26/nov		
27/nov		
28/nov		
29/nov		
30/nov		
01/dez	2º Nível	2º Nível
02/dez		
03/dez		
04/dez		
05/dez	2º Nível	2º Nível
06/dez		
07/dez		
08/dez	1º Nível	1º Nível
09/dez	2º Nível	2º Nível
10/dez		
11/dez		
12/dez		
13/dez		
14/dez		
15/dez		
16/dez		
17/dez		
18/dez		



- O FSARH 5771 de Taxa de Variação Máxima de Redução da Vazão Turbinada da UHE Machadinho estabelece que, estando a vazão turbinada entre 300 e 910 m³/s, todas as reduções de vazão turbinada devem ter acompanhamento das equipes de campo. Dessa forma, por questões de segurança, nos períodos entre 0h e 8h e entre 16 e 24h, não é possível este acompanhamento. Além disso, o FSARH 5907 da UHE Machadinho, estabelece que, nos períodos já mencionados, não sejam realizadas elevações de geração que exijam partidas ou reversões de compensador síncrono para gerador das unidades geradoras. No modelo DESSEM, esses FSARHs são representados a partir das restrições 99220 e 99221 no arquivo OPERUH.DAT. A restrição 99220 representa, exclusivamente, o primeiro dia do deck, enquanto a restrição 99221 é utilizada para representar todos os dias dentro do horizonte de estudo. Nos decks dos dias 07/12 a 11/12/2024, equivocadamente, o dia 12/12/2024 não foi considerado na restrição 99221.

OFICIAL – 11/12

```

-----
&PERUH REST Ind T Descricao VL Inicial
&XXXXXX XXXXXX xxxxxx x xxxxxxxxxxxxxxx xxxxxxxxxxxx
-----
&
&Modelagem simplificada do FSARH 5771
&Condicionada a vazão defluente total <= 2500 m3/s
&Vazão defluente no NP = 801.00
OPERUH REST 99221 V RHV 780.
OPERUH ELEM 99221 91 MACHADINHO 7 1.0
OPERUH VAR 9922111 08 0 11 16 0 260
OPERUH VAR 9922111 16 0 23 08 0 0
OPERUH VAR 9922123 08 0 23 16 0 260
OPERUH VAR 9922123 16 0 13 08 0 0
OPERUH VAR 9922113 08 0 13 16 0 260
OPERUH VAR 9922113 16 0 F 0
    
```

REVISADO – 11/12

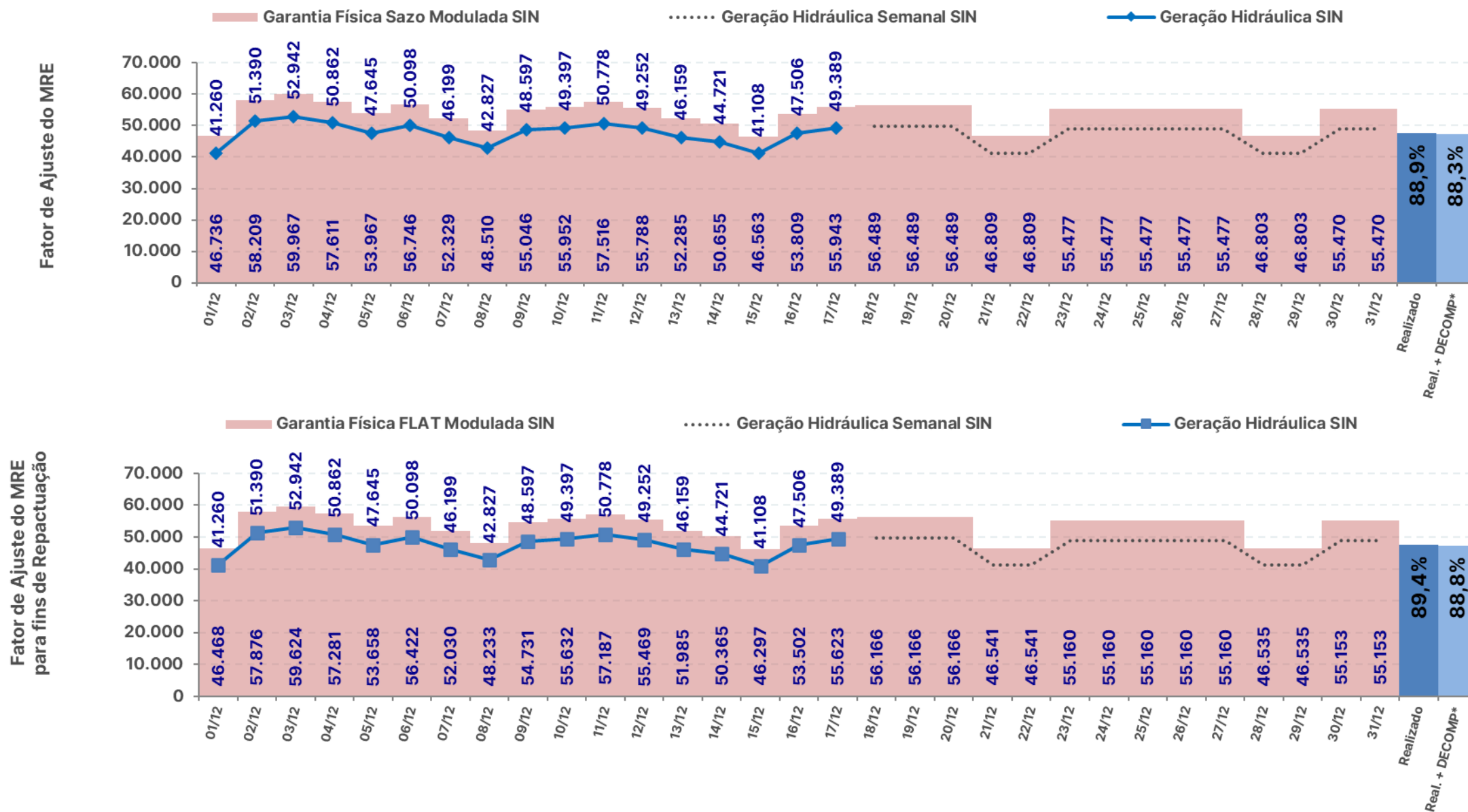
```

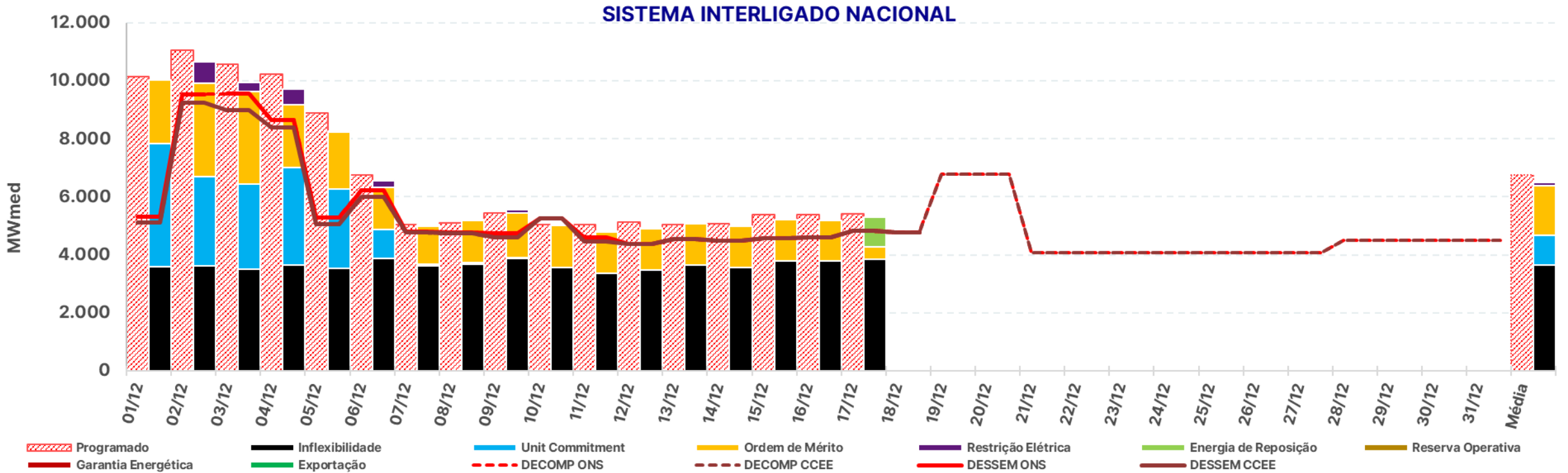
-----
&PERUH REST Ind T Descricao VL Inicial
&XXXXXX XXXXXX xxxxxx x xxxxxxxxxxxxxxx xxxxxxxxxxxx
-----
&
&Modelagem simplificada do FSARH 5771
&Condicionada a vazão defluente total <= 2500 m3/s
&Vazão defluente no NP = 801.00
OPERUH REST 99221 V RHV 780.
OPERUH ELEM 99221 91 MACHADINHO 7 1.0
OPERUH VAR 9922111 08 0 11 16 0 260
OPERUH VAR 9922111 16 0 12 08 0 0
OPERUH VAR 9922112 08 0 12 16 0 260
OPERUH VAR 9922112 16 0 13 08 0 0
OPERUH VAR 9922113 08 0 13 16 0 260
OPERUH VAR 9922113 16 0 F 0
    
```

➤ **Impacto no PLD**

- *Não houve impacto no PLD.*

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**



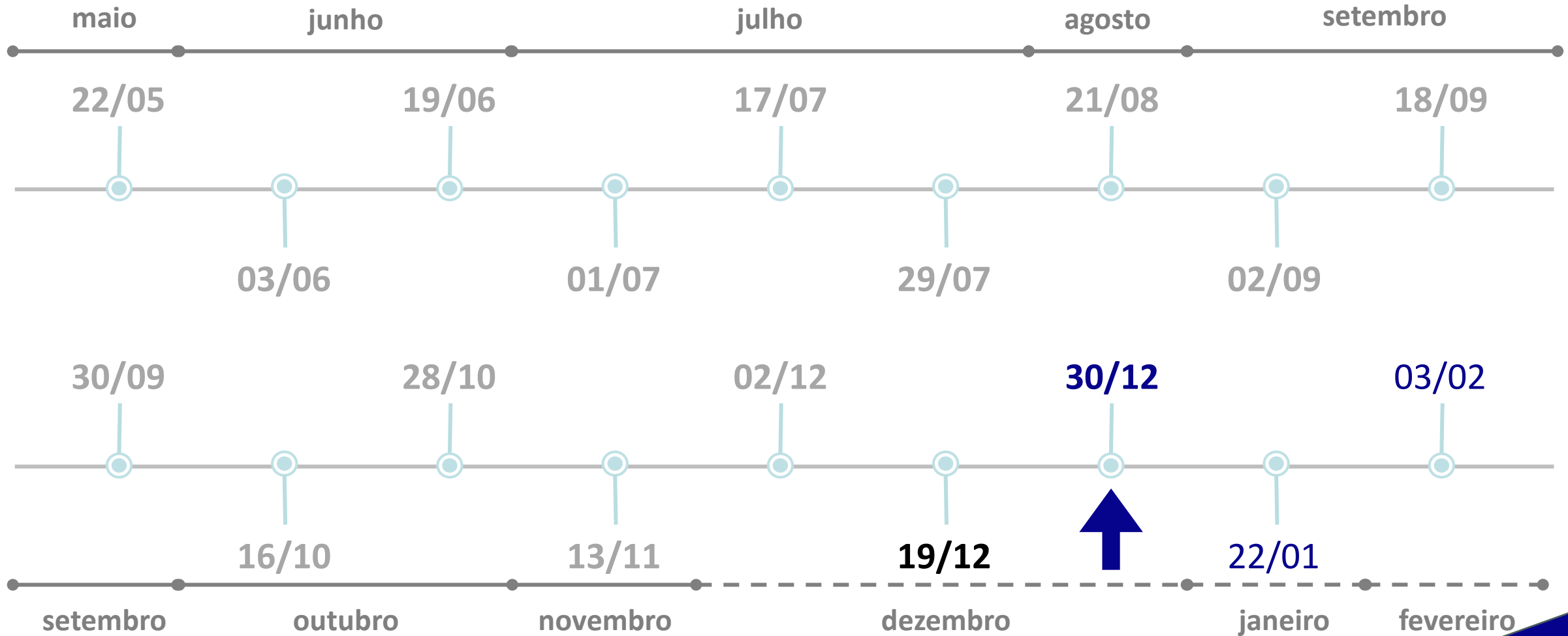


Modalidade	[MM R\$]
Restrição Elétrica (Constrained-on)	16,8
Reserva Operativa	0,0
Segurança Energética	0,0
Unit Commitment	86,8
Resposta da Demanda	0,1
Constrained-off	0,4
Importação	10,3
Total	114,4
Custo de Descolamento entre CMO e PLD	13,6

* Expectativa atualizada em 18/12, considerando geração verificada até dia 17/11 e última revisão do DECOMP

- **balanço do PLD horário (2021-2024)**
 - comportamento do PLD (DECOMP vs DESSEM)
 - Encargos de Serviços do Sistema
- **avaliação da adequabilidade do PLD e resposta do DESSEM (set/2023 a dez/2024)**
 - diagnóstico: possíveis aprimoramentos no cálculo do PLD (dados de entrada e modelo DESSEM)
- **principais alterações para 2025**
 - NEWAVE híbrido (PLD e contabilização sombra)
 - carga PLAN 2025-2029
 - WEOL mensal
 - CVU estrutural
- **projeção do PLD com sensibilidade: NEWAVE híbrido; carga PLAN 2025-2029 e CVU estrutural**
- **pontos de destaque**
- **análise do comportamento do PLD de dezembro de 2024**
- **análise da operação eletroenergética**
- **próximos encontros do PLD**

próximas datas do encontro do PLD



obrigado

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos
19/12/2024



ccee.org.br



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



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



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



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



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



ccee

apoio

ccee

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos

19/12/2024



metodologia de projeção da ENA

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.

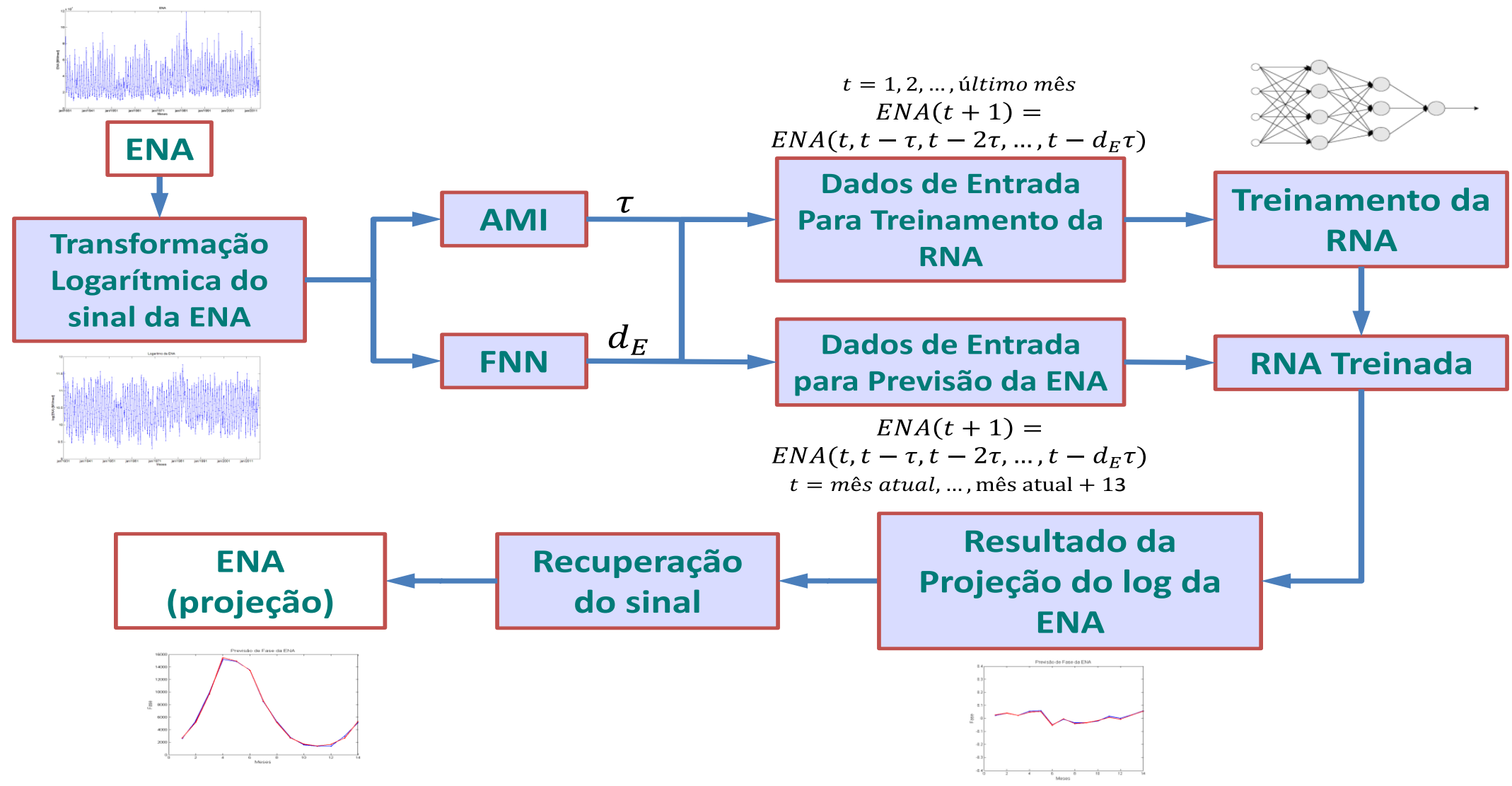
metodologia de projeção de ENA:

- projeção de ENA por redes neurais artificiais
- transformação logarítmica

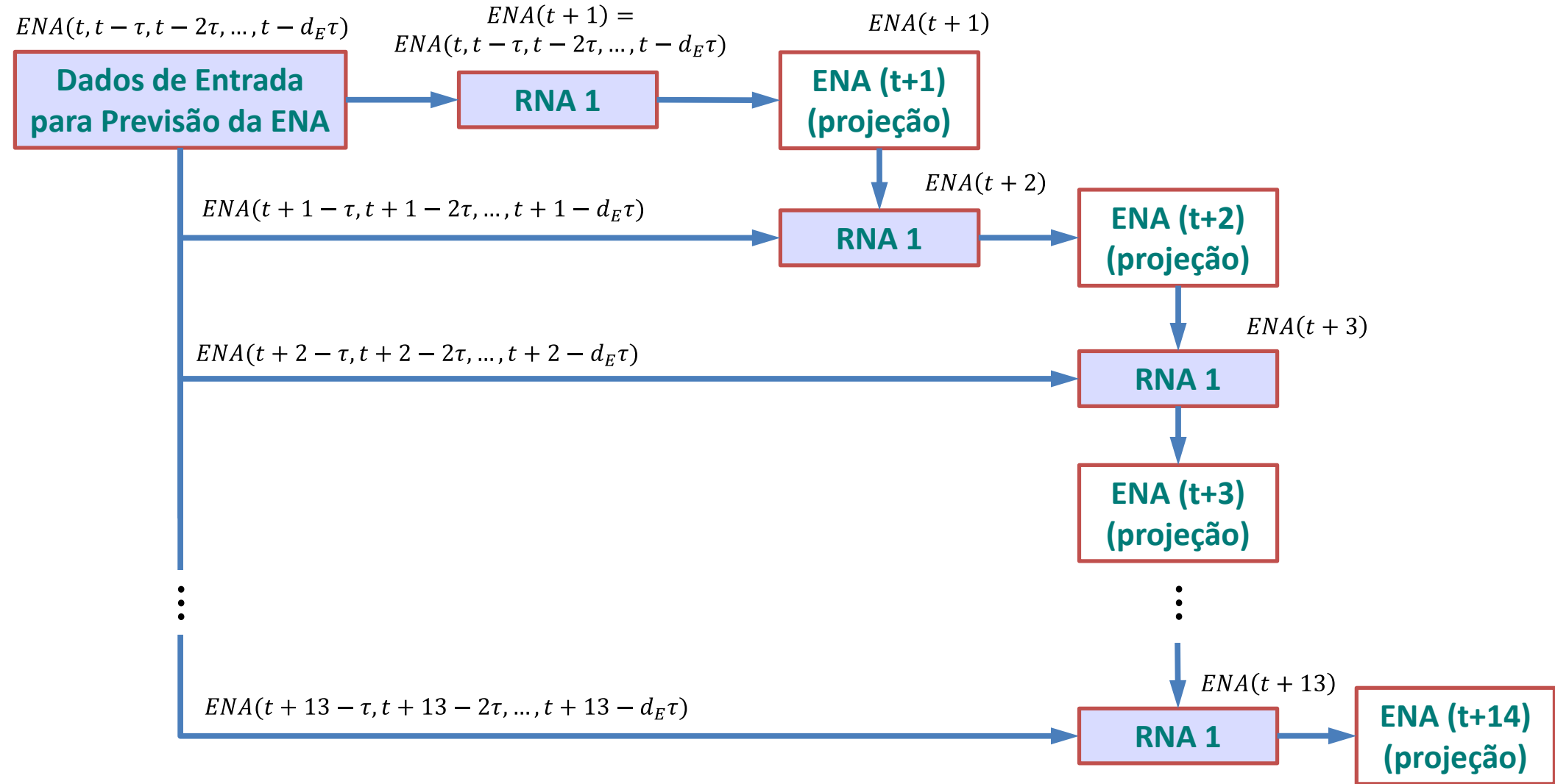
metodologia de simulação:

- simulação encadeada Newave e Decomp

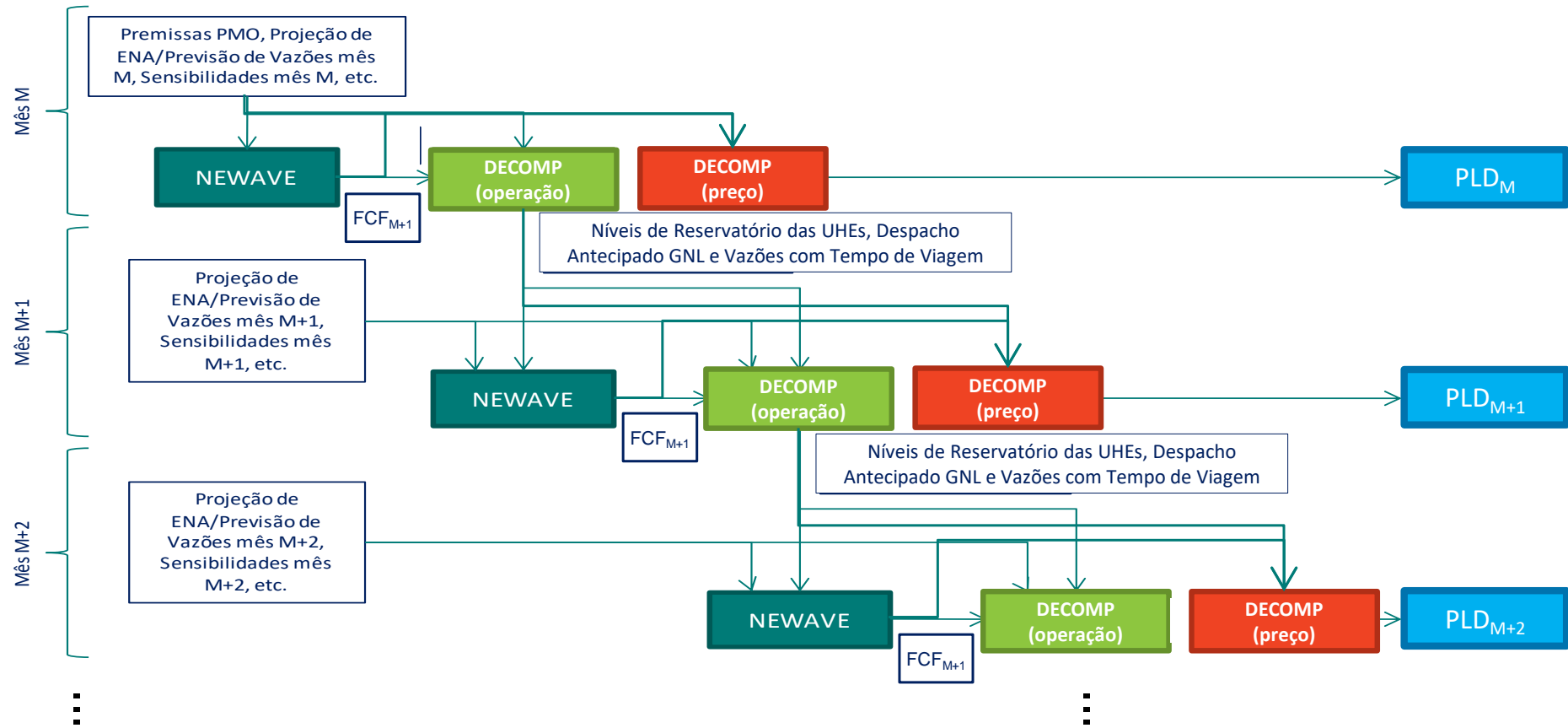
transformação logarítmica



encadeamento da rede neural artificial



- descrição: com o objetivo de melhor emular o procedimento de cálculo do PLD, para cada mês que se deseja projetar o PLD são processados um Newave e dois Decomps (um de operação, com premissas de geração térmica por segurança energética, e um de preço) de forma sequencial, encadeando o processo para todo o horizonte de projeção.



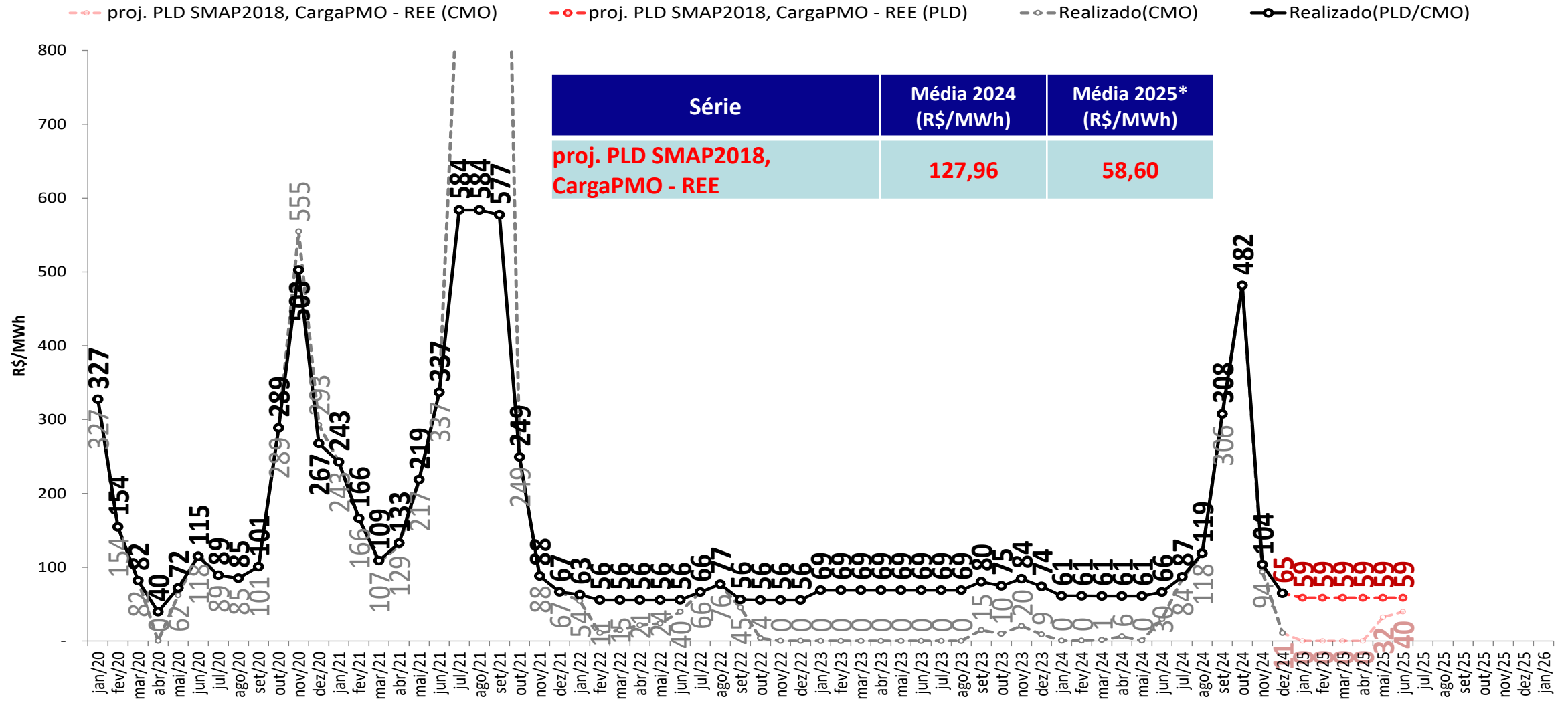
são processados vários Newaves e Decomps que consultam várias Funções de Custo Futuro atualizadas!

projeção do PLD

- **projeção do PLD:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PMO dez/2024 e Newave REE
- **sensibilidade 1:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PMO dez/2024 e Newave Híbrido
- **sensibilidade 2:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PLAN 2025/2029 e Newave Híbrido
- **sensibilidade 3:**
 - projeção de ENA via SMAP estendido considerando a precipitação observada de janeiro a junho de 2018 (similaridade climatológica), carga do PLAN 2025/2029, CVU Estrutural e Newave Híbrido
- **sensibilidade 4:**
 - projeção de ENA via redes neurais (log da ENA), carga do PLAN 2025/2029, CVU Estrutural e Newave Híbrido
- **todos os casos consideram:**
 - simulação encadeada Newave e Decomp
 - despacho térmico por ordem de mérito
 - método de representação de diretrizes operativas

projeção do PLD – SE/CO

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE

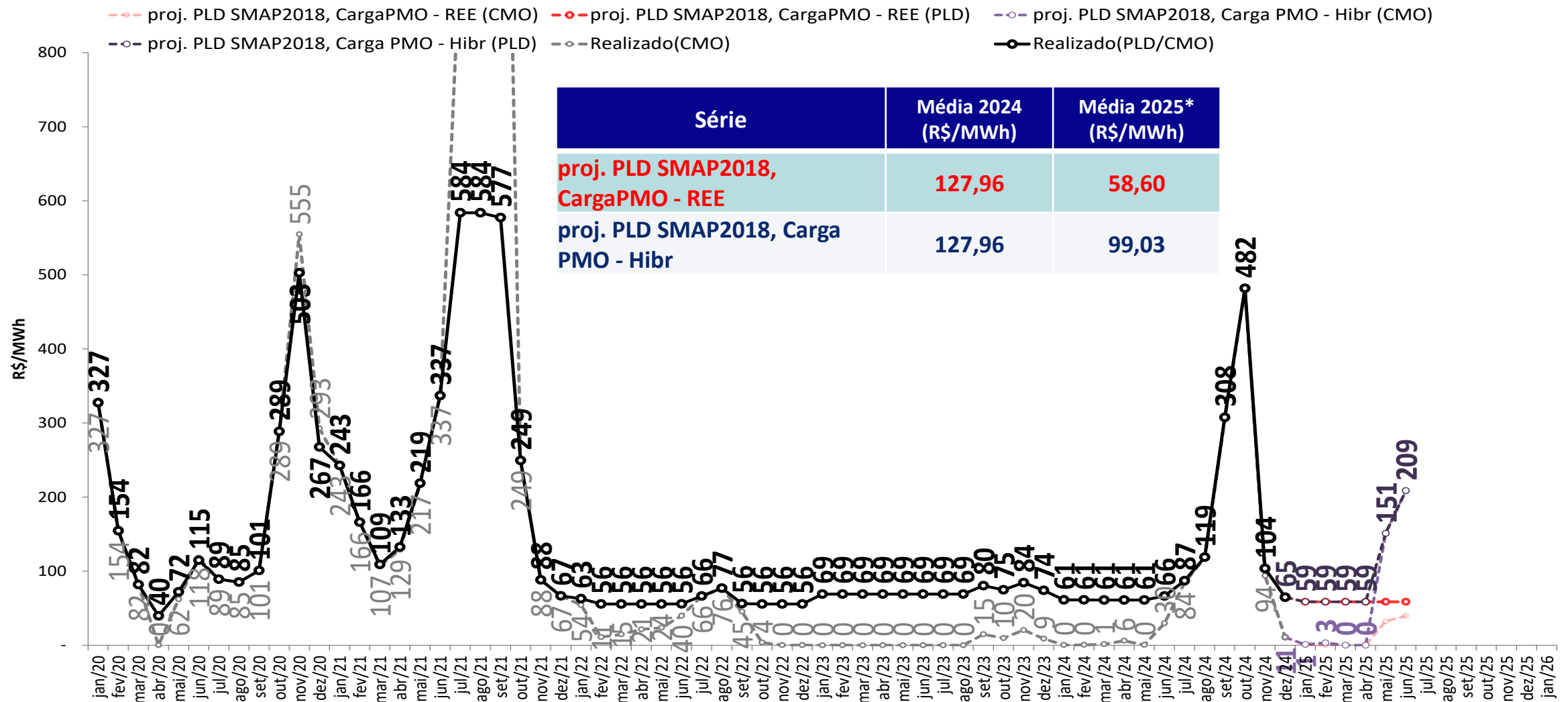


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – SE/CO



sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

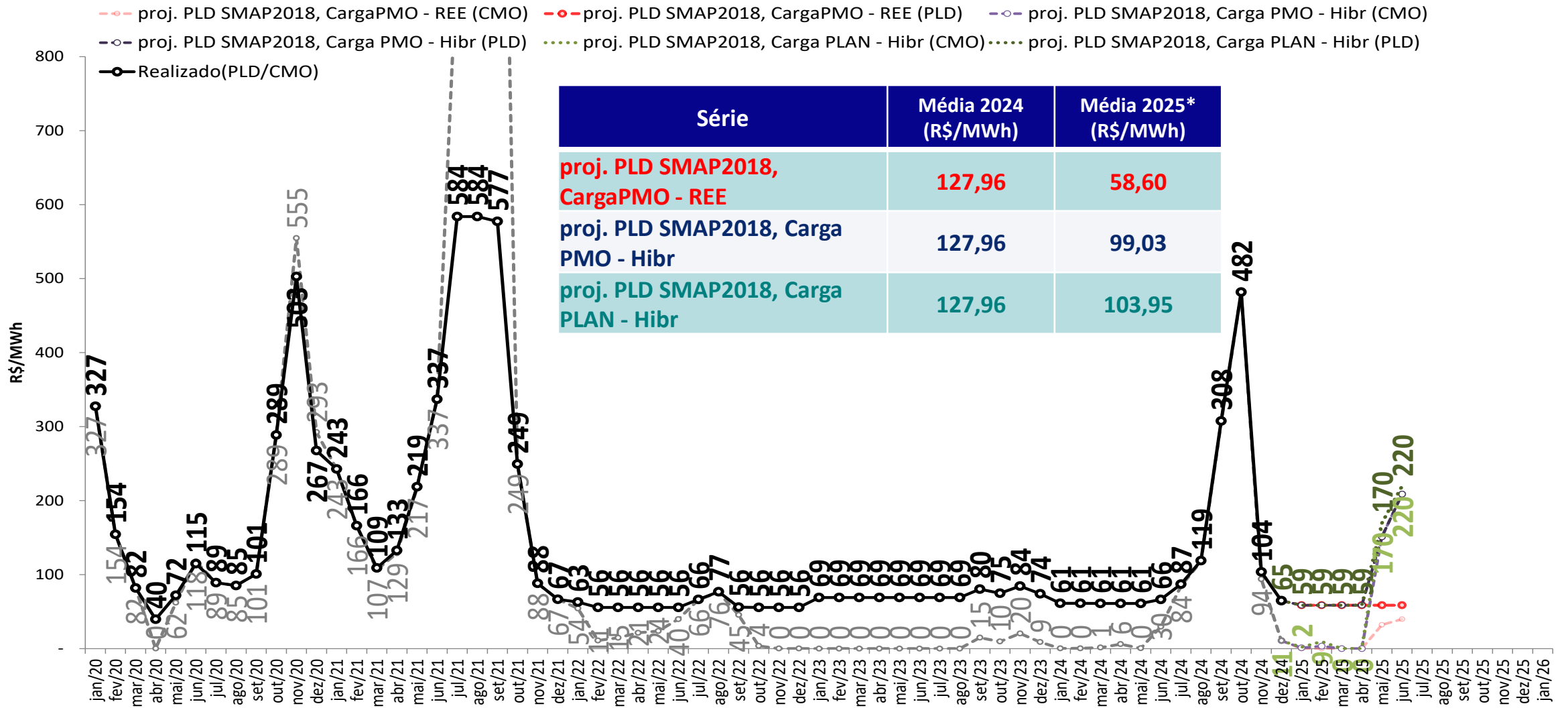


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

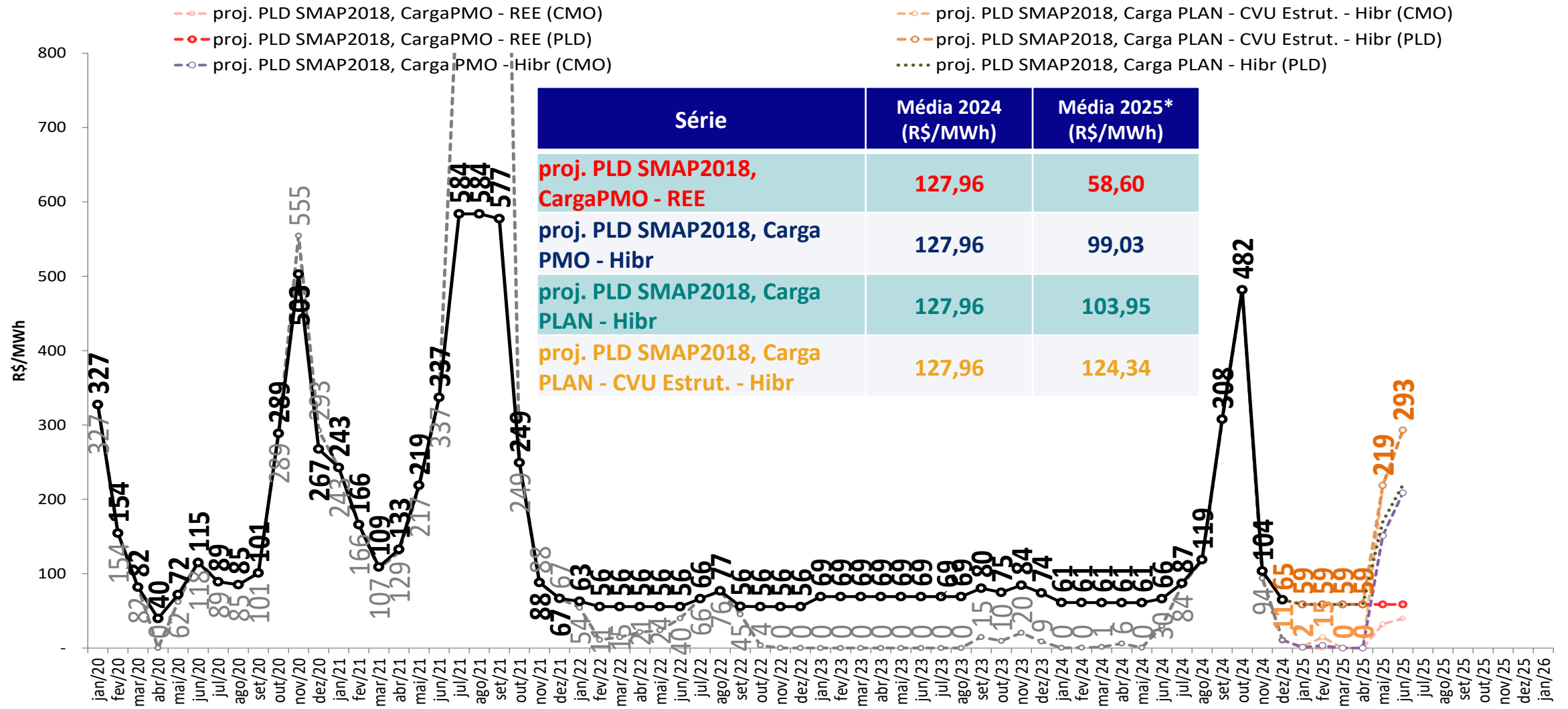
projeção do PLD – SE/CO



sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



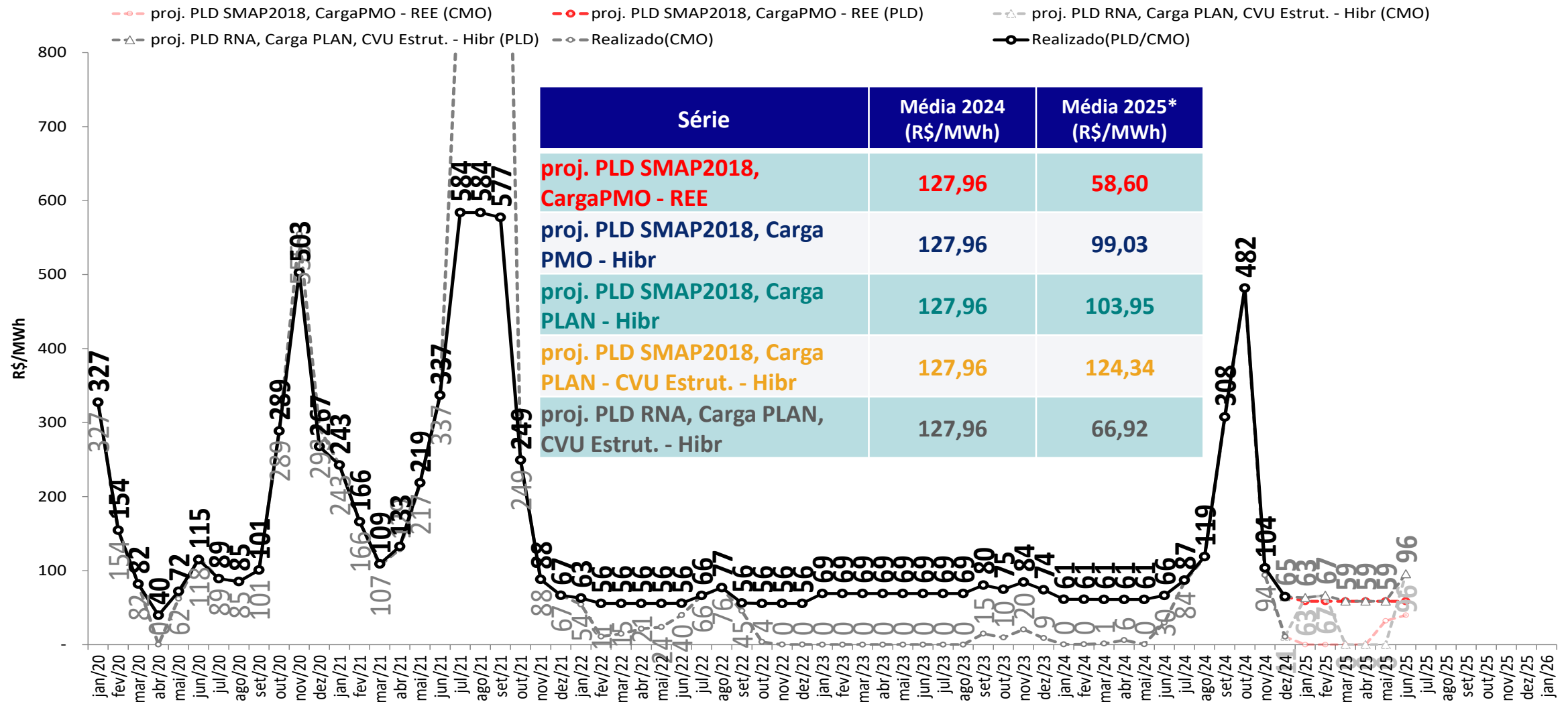
- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025



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

projeção do PLD – SE/CO

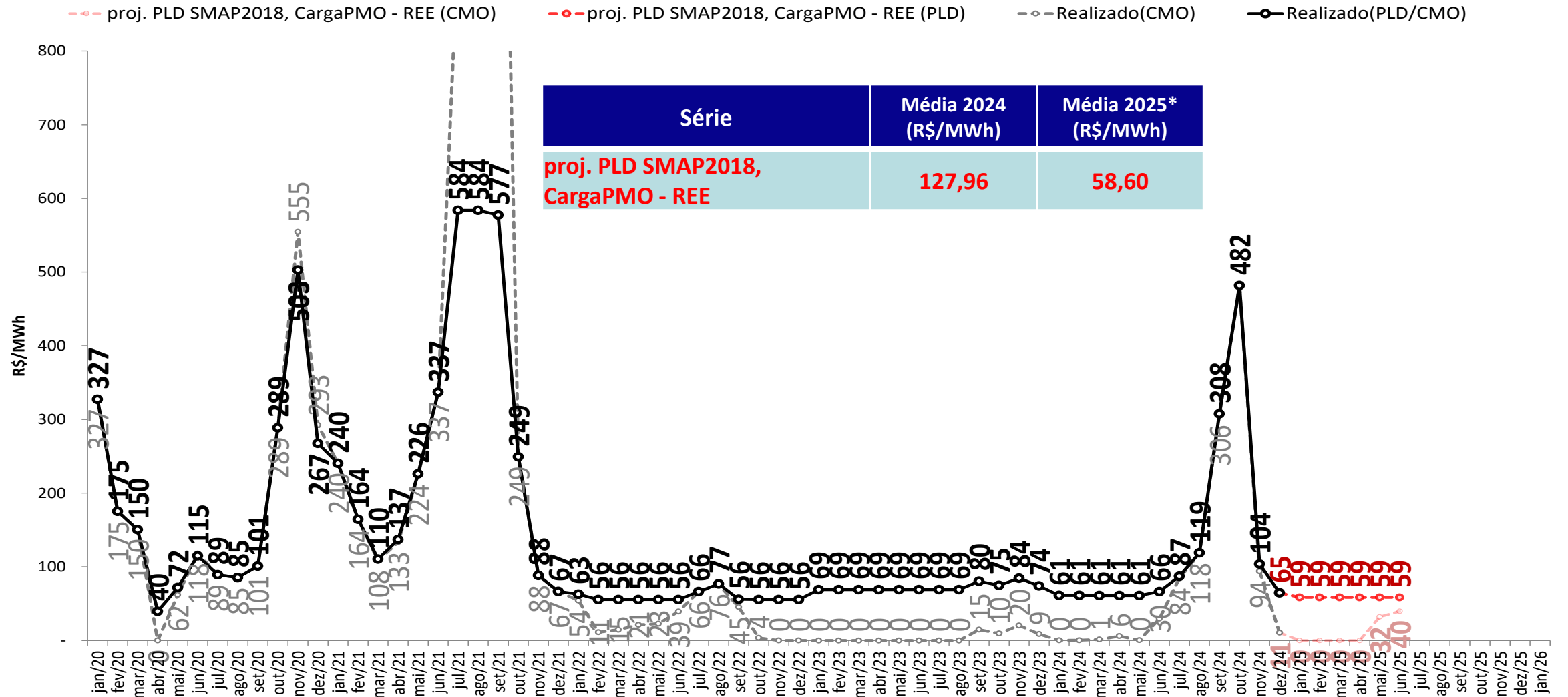
sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



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

projeção do PLD – Sul

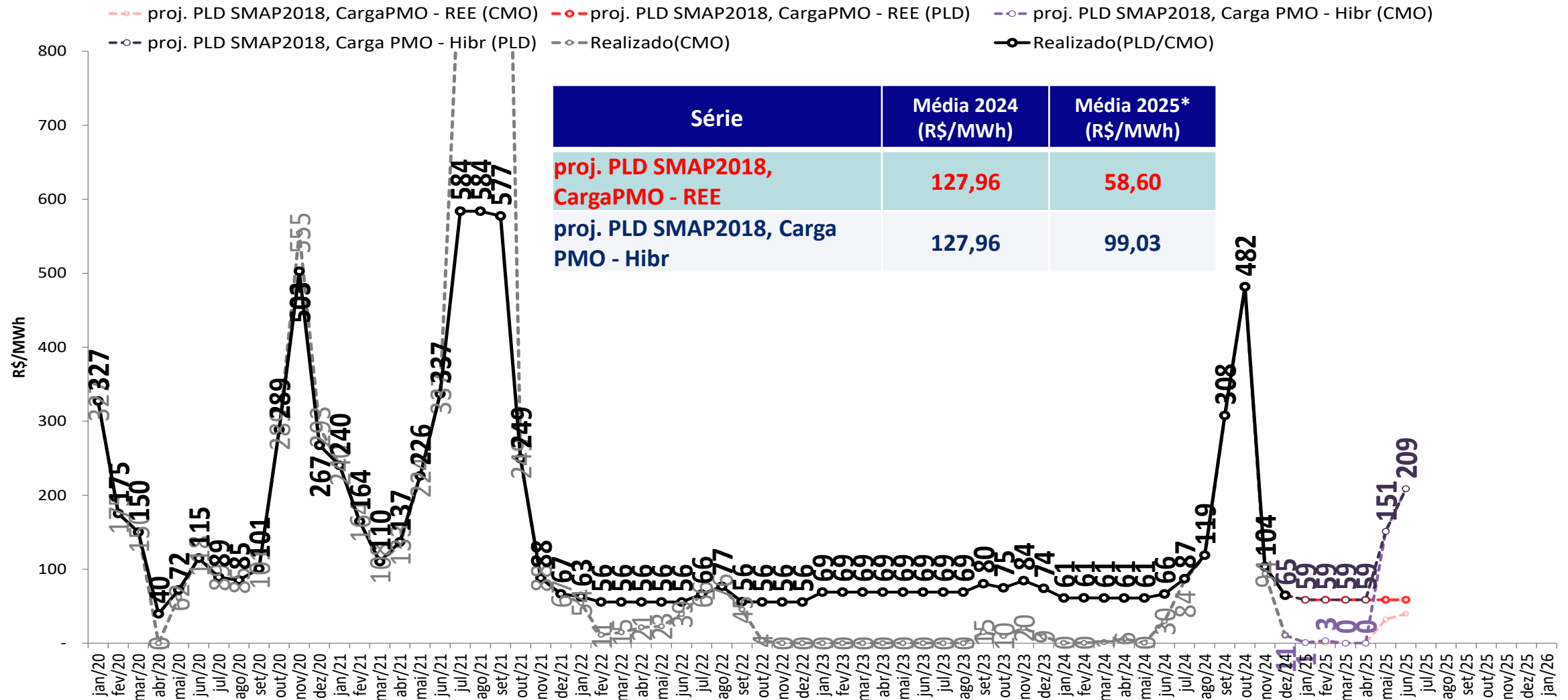
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



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

projeção do PLD – Sul

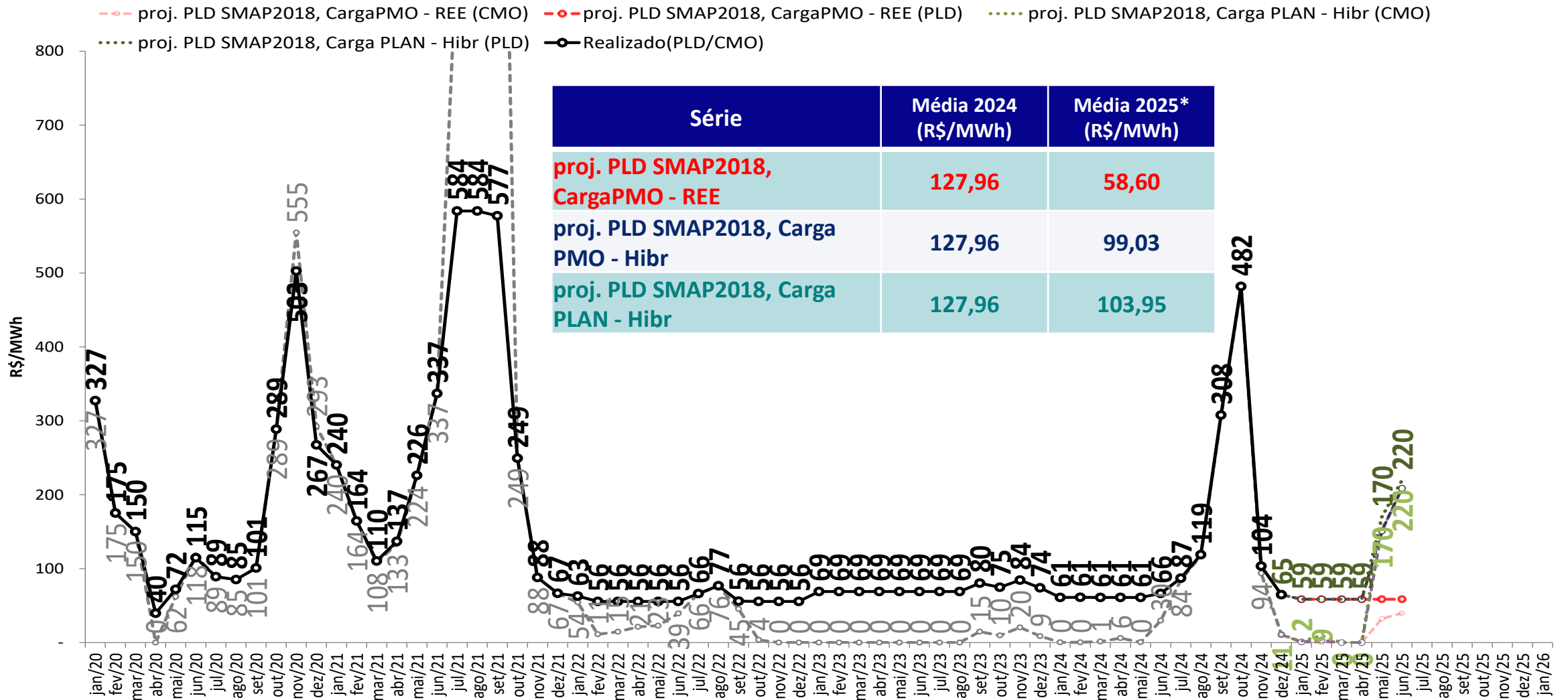
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



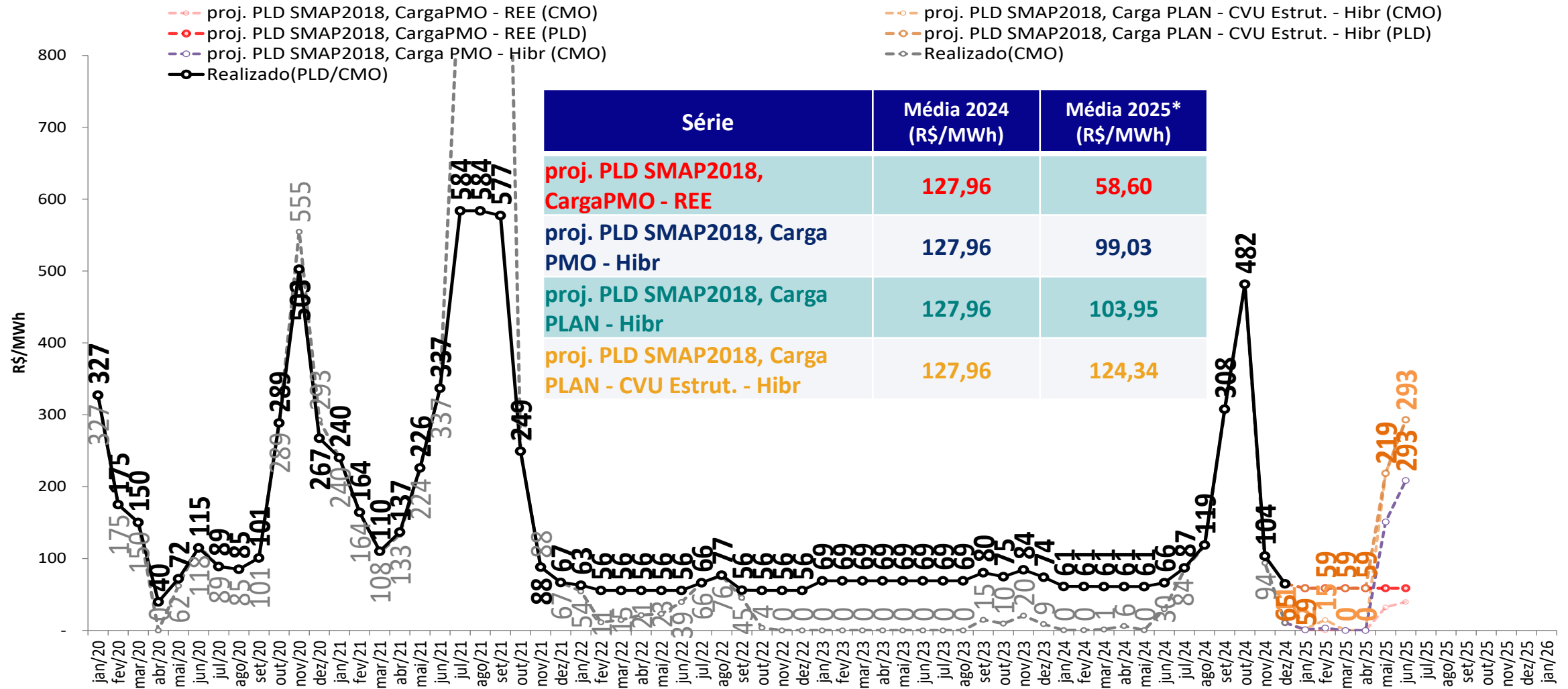
- Foram considerados:
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 - * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Sul

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



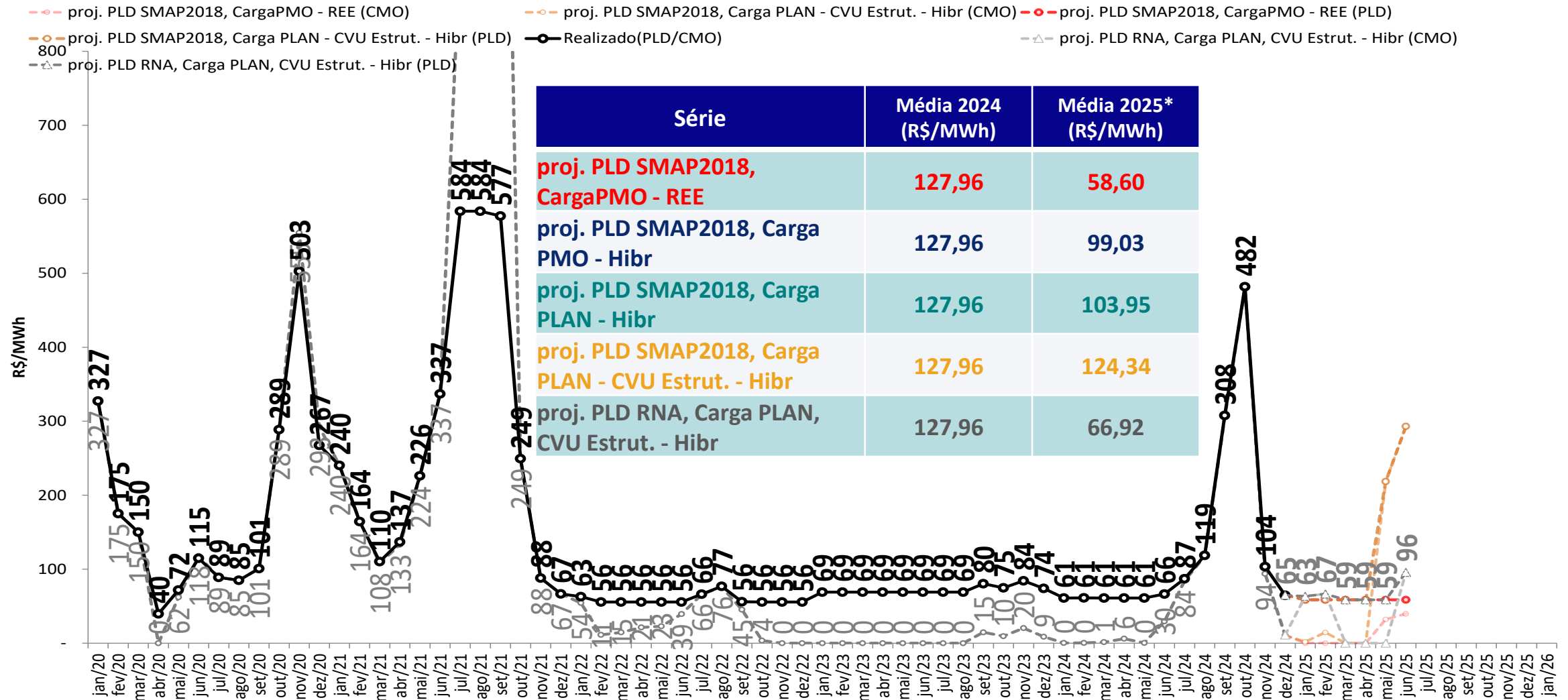
- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025



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

projeção do PLD – Sul

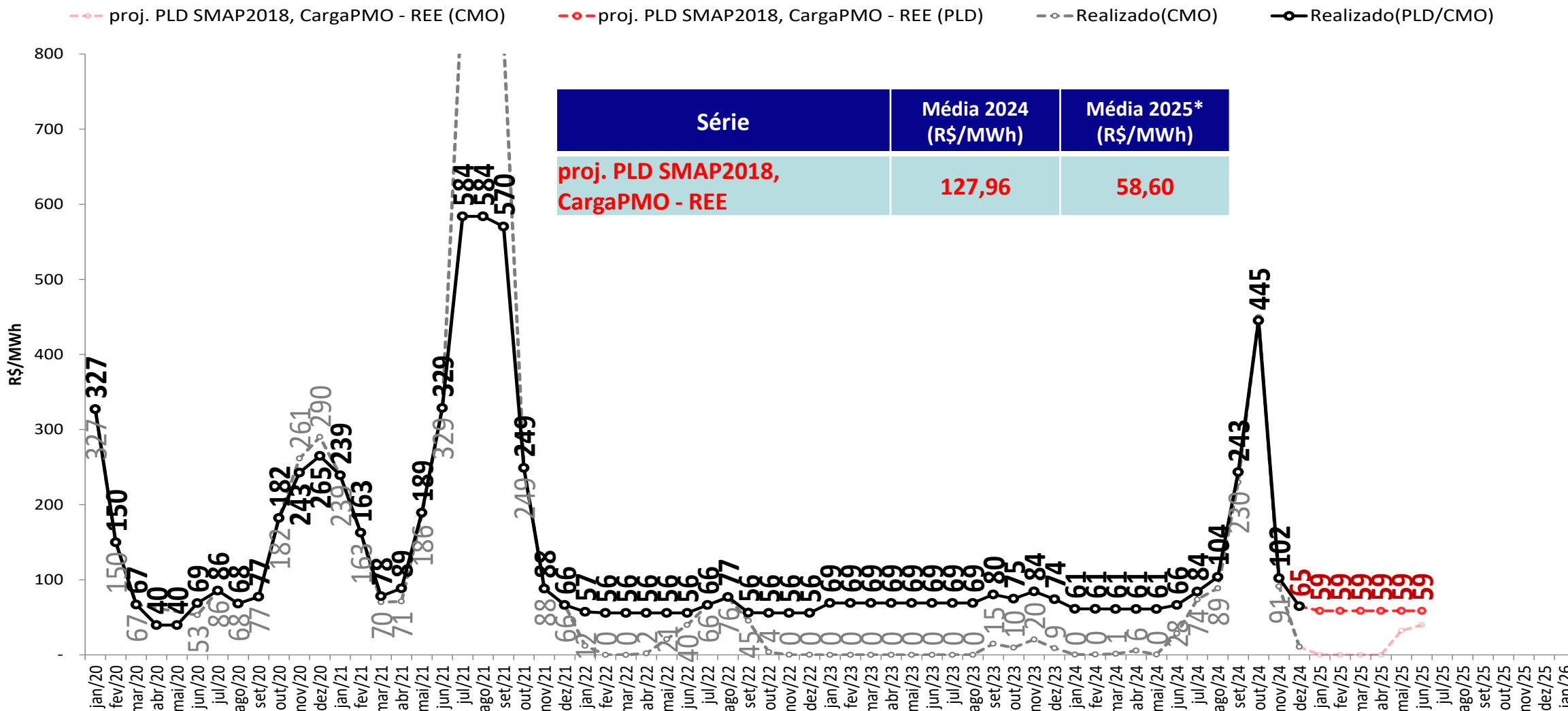
sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



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

projeção do PLD – Nordeste

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE

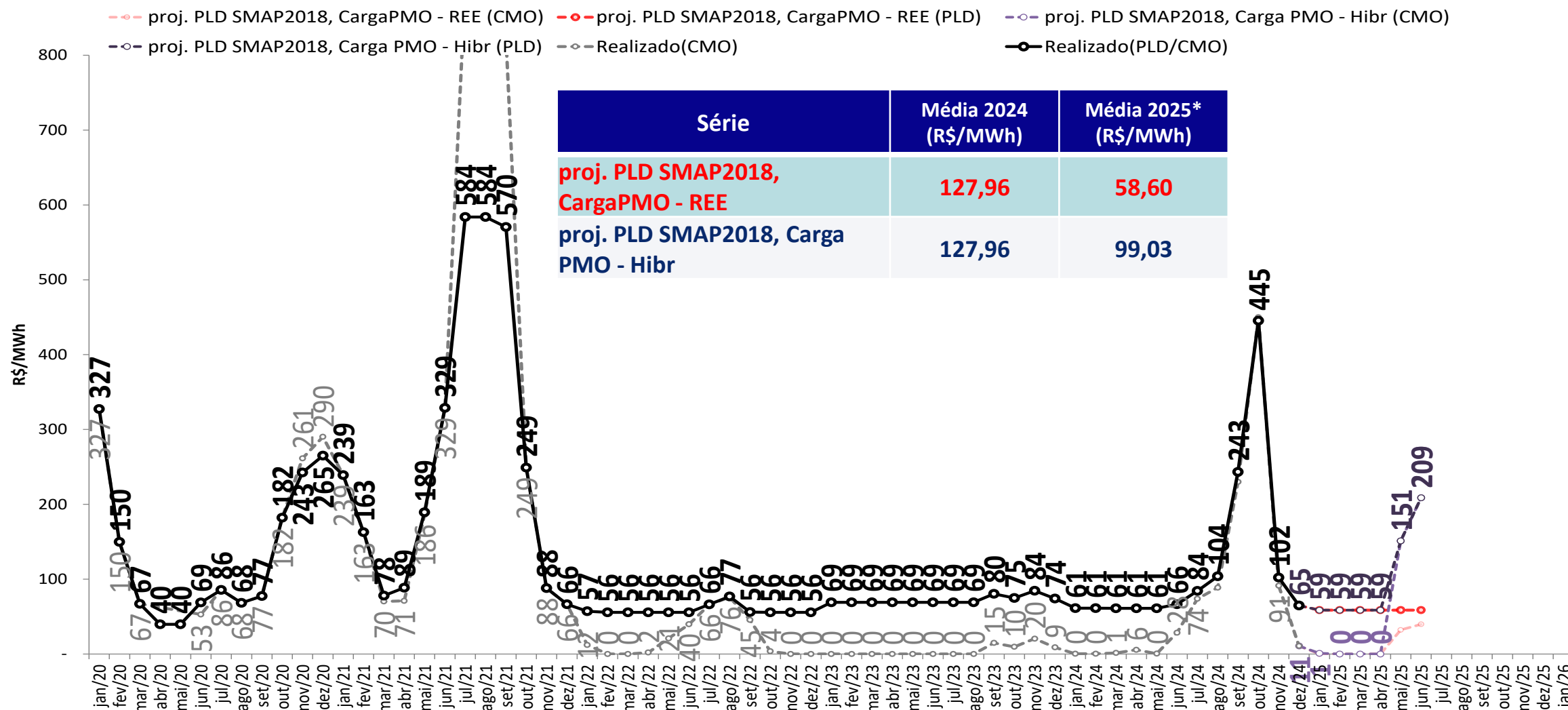


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * **Média 2025:** Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Nordeste



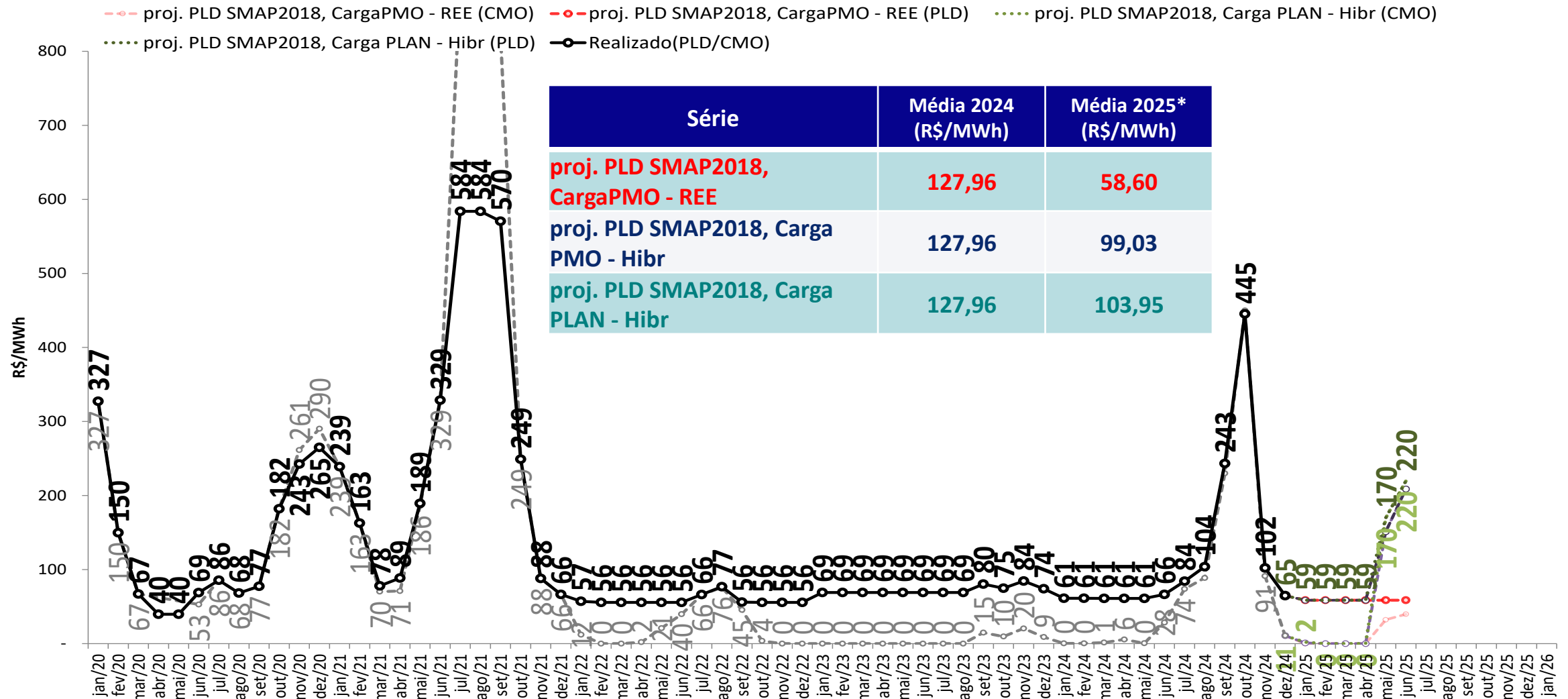
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



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

projeção do PLD – Nordeste

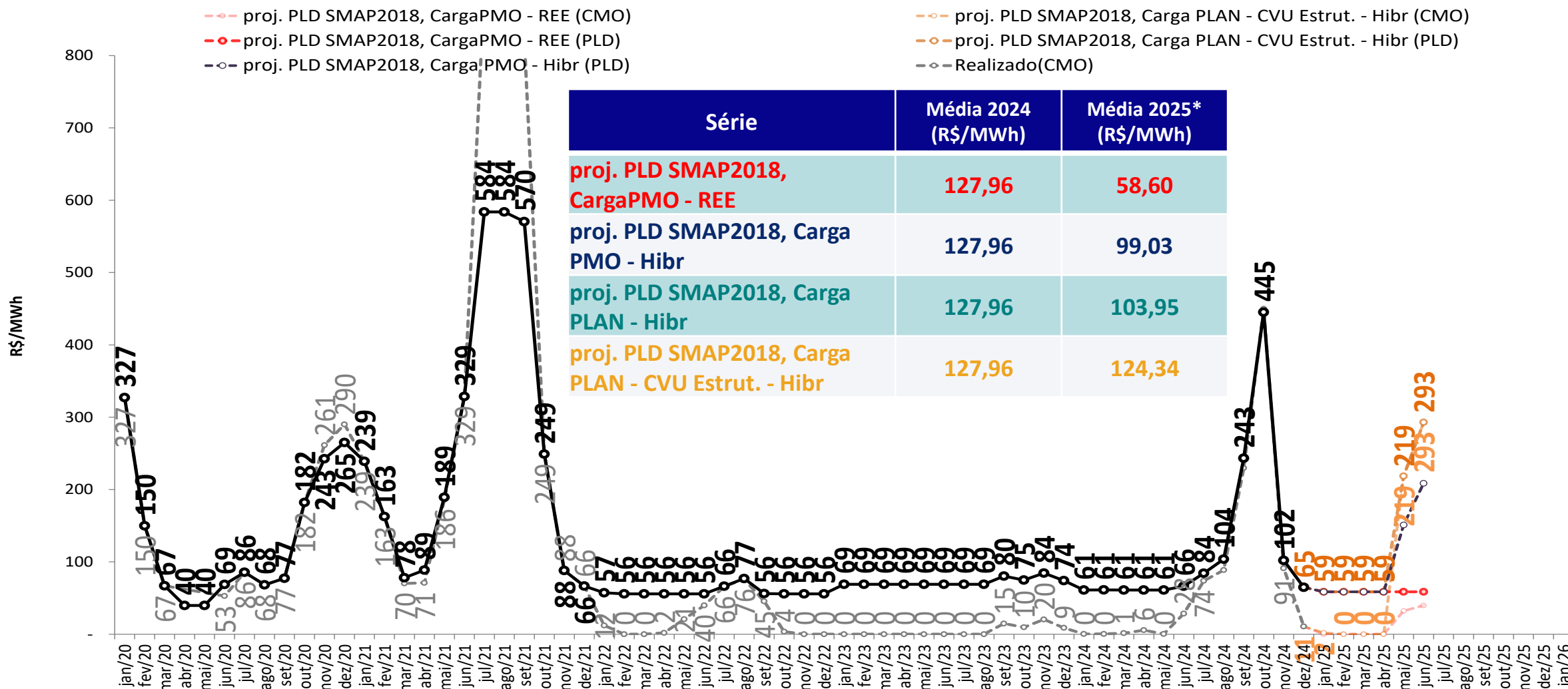
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



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

projeção do PLD – Nordeste

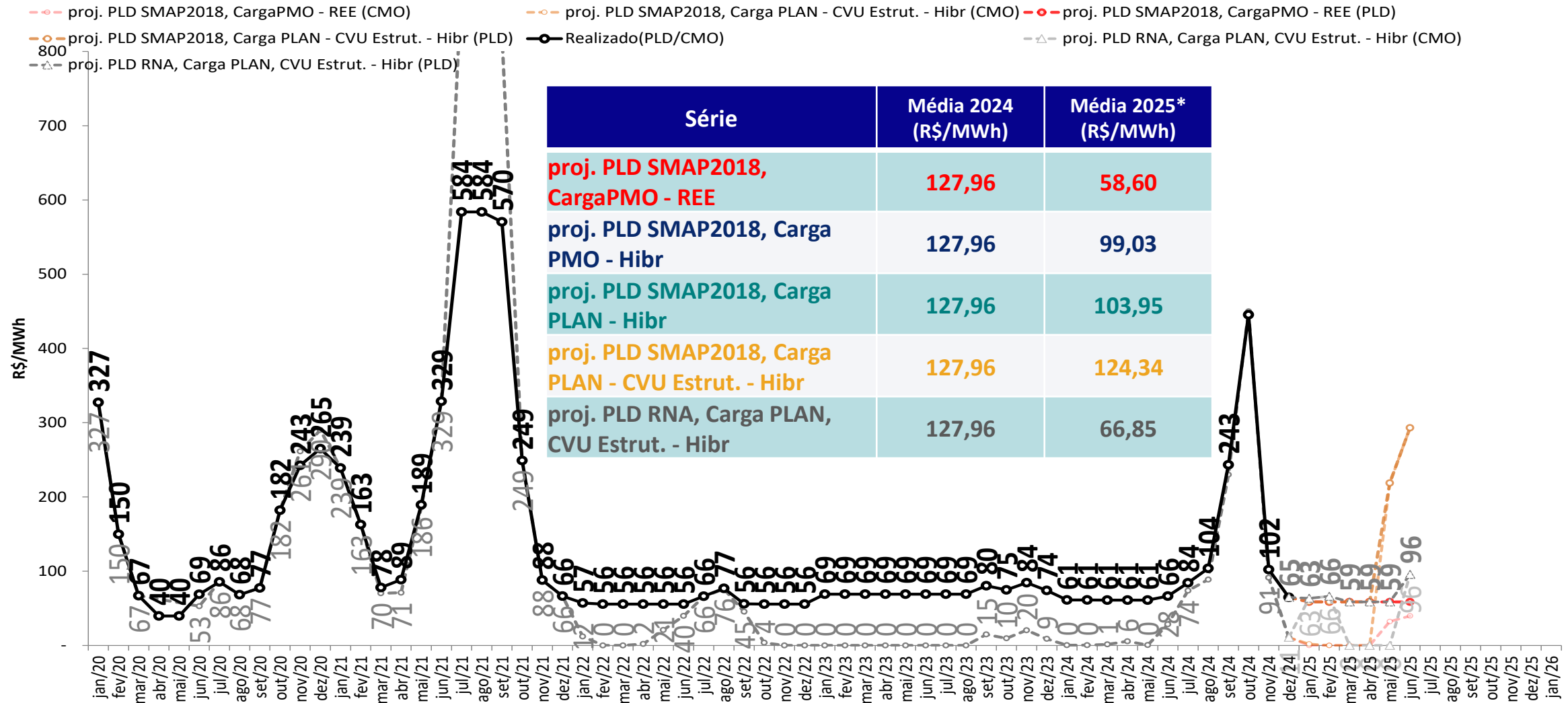
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



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

projeção do PLD – Nordeste

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr

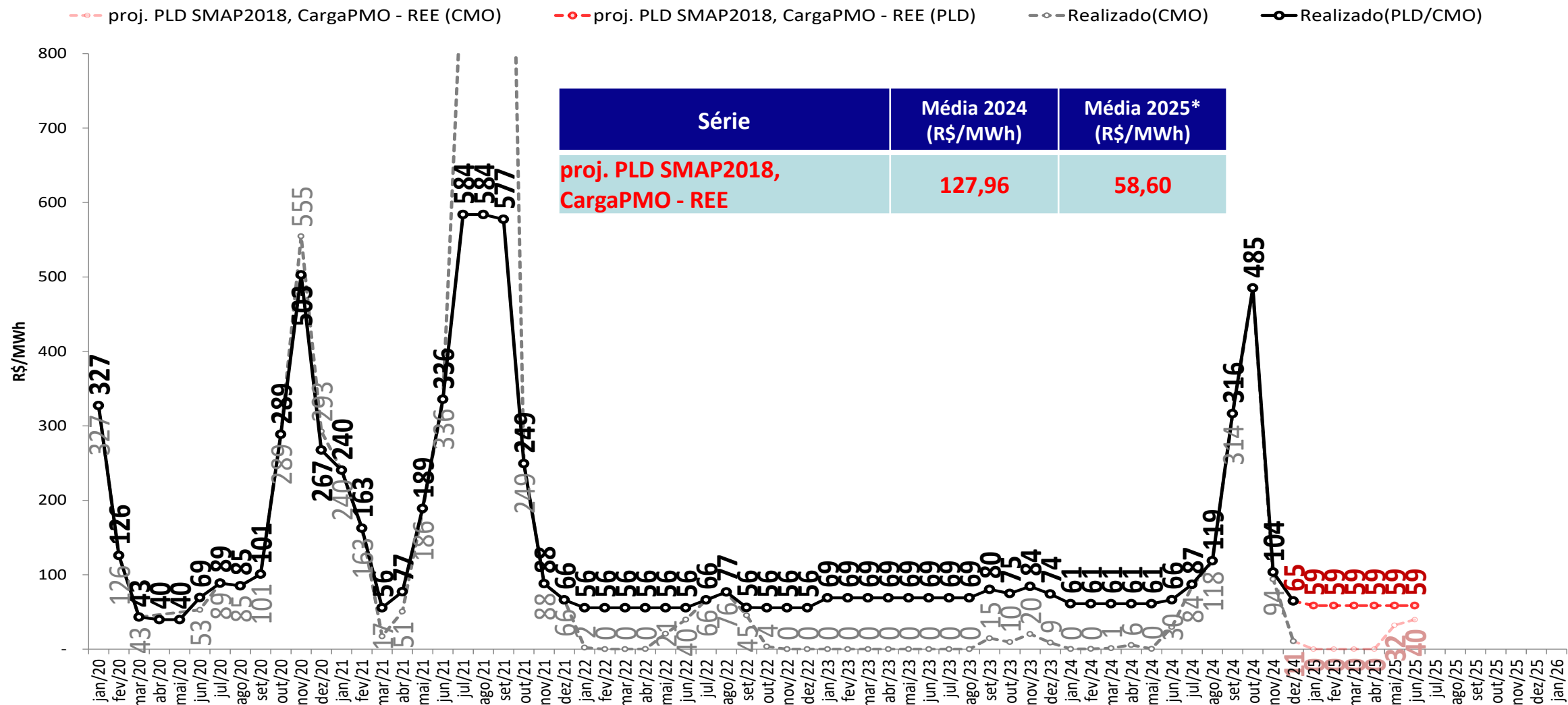


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

* Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Norte

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



• Foram considerados:

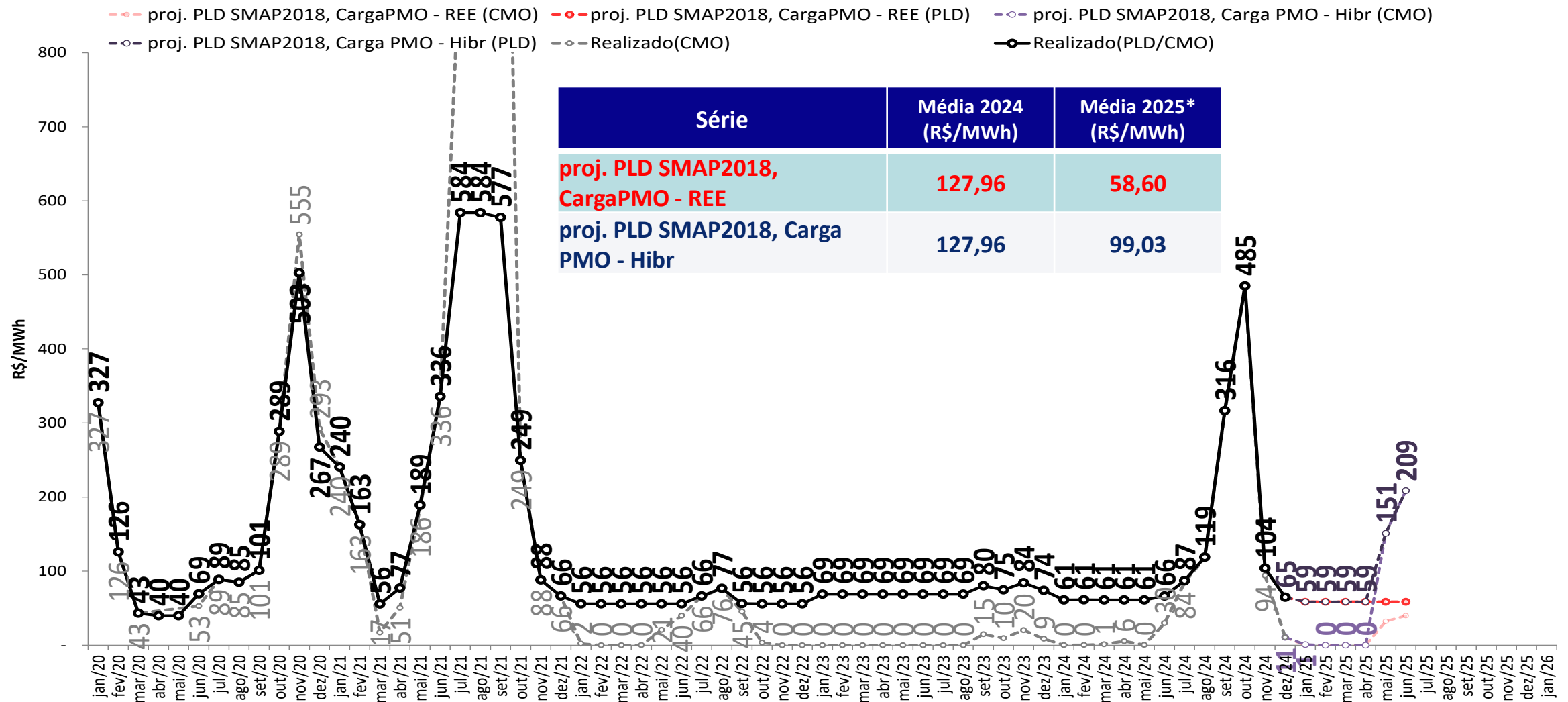
- 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$

* Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Norte



sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

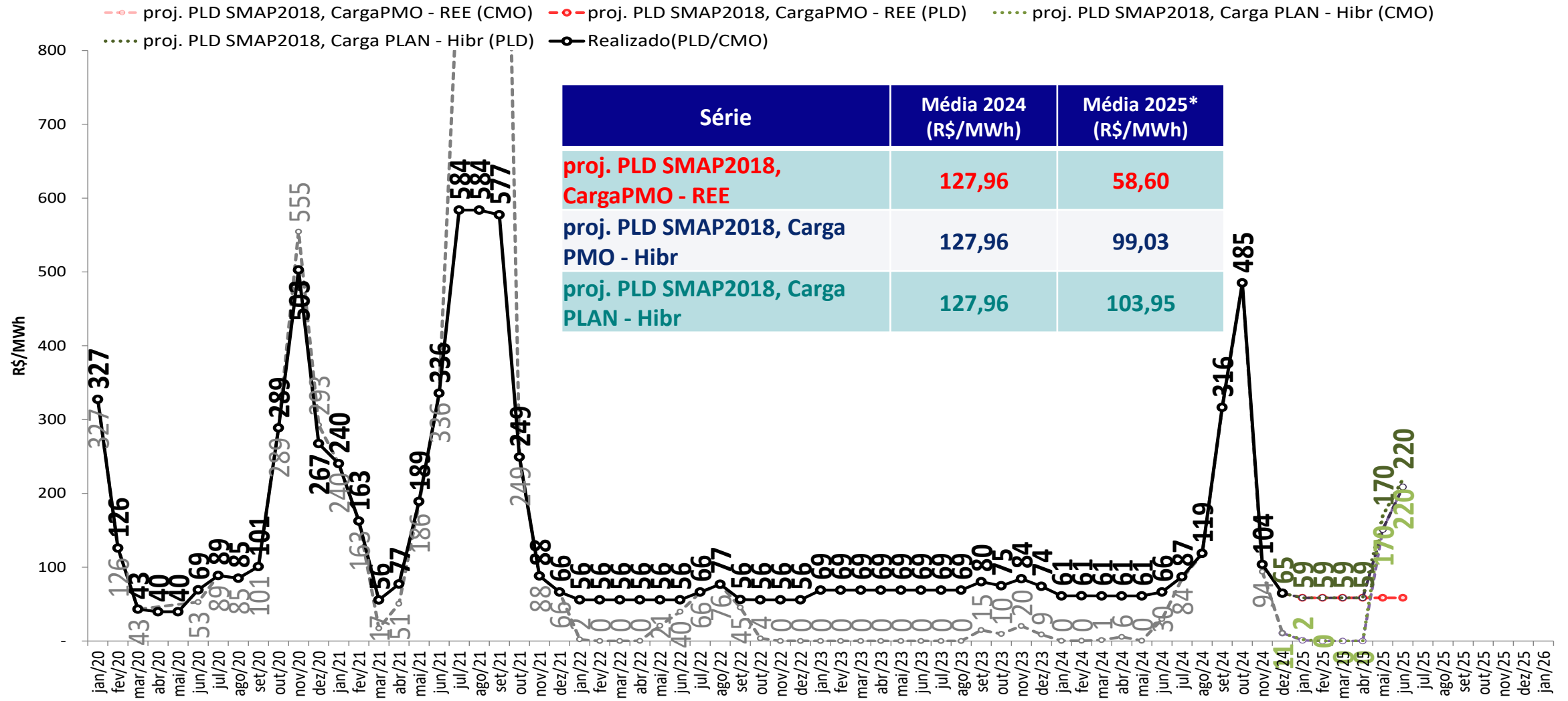


- Foram considerados:
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
 - * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Norte



sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr

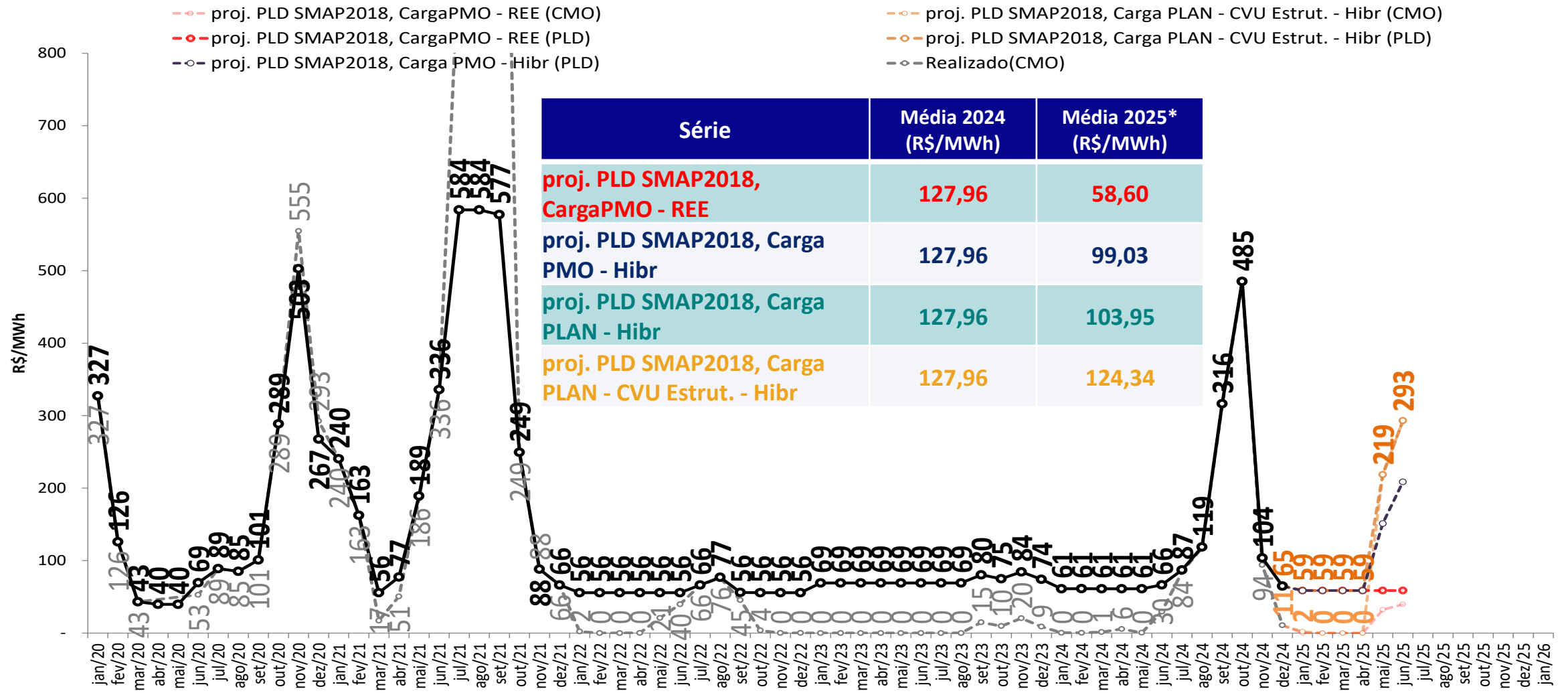


- Foram considerados:
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Norte



sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr

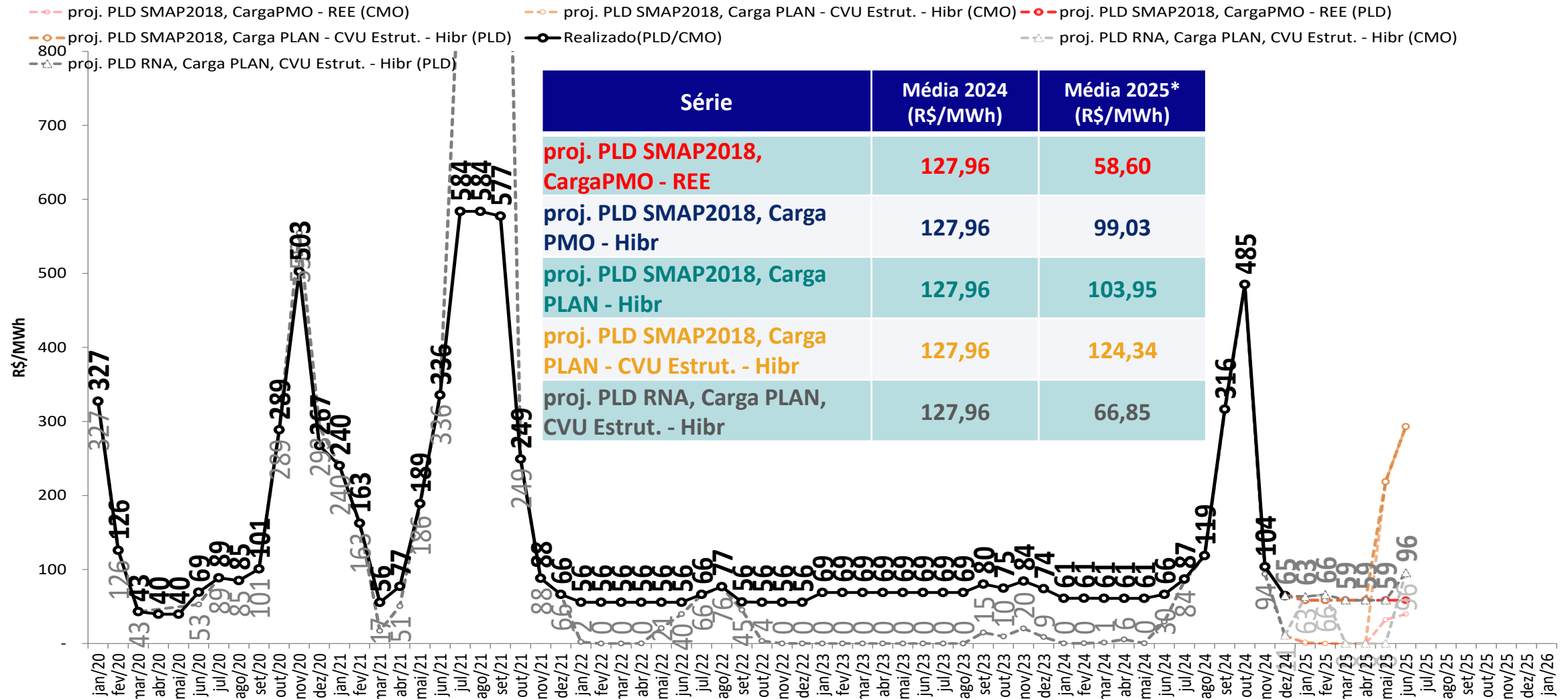


- **Foram considerados:**
 - 2025: $PLD_{MAX} = R\$ 751,73/MWh$, $PLD_{MIN} = R\$ 58,60/MWh$
- * Média 2025: Média dos meses de janeiro a junho de 2025

projeção do PLD – Norte



sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



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

tabela resumo da projeção do PLD



SE/CO	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	65	59	59	59	59	59	59							
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	65	59	59	59	59	151	209							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	65	59	59	59	59	170	220							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	65	59	59	59	59	219	293							
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	65	63	67	59	59	59	96							

S	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	65	59	59	59	59	59	59							
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	65	59	59	59	59	151	209							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	65	59	59	59	59	170	220							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	65	59	59	59	59	219	293							
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	65	63	67	59	59	59	96							

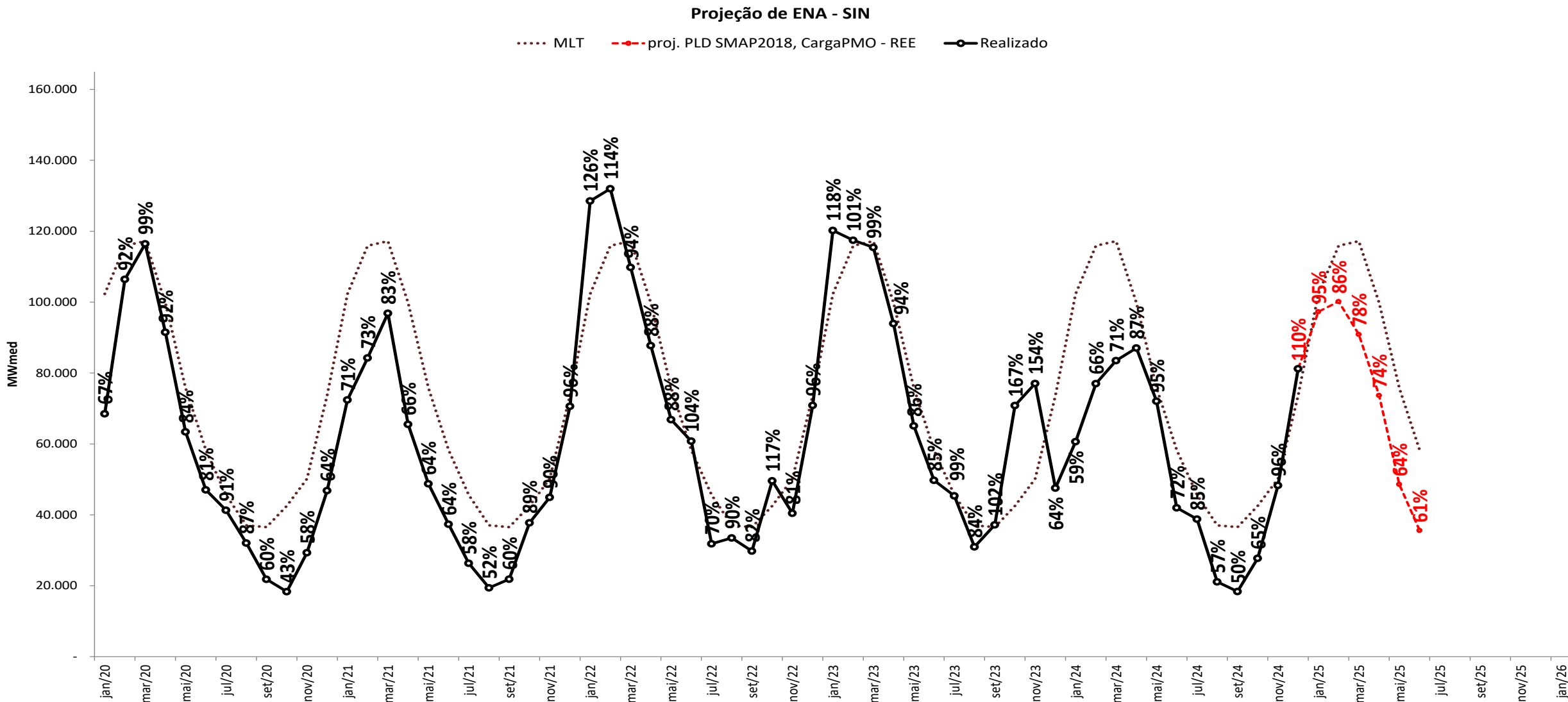
NE	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	65	59	59	59	59	59	59							
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	65	59	59	59	59	151	209							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	65	59	59	59	59	170	220							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	65	59	59	59	59	219	293							
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	65	63	66	59	59	59	96							

N	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	65	59	59	59	59	59	59							
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	65	59	59	59	59	151	209							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	65	59	59	59	59	170	220							
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	65	59	59	59	59	219	293							
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	65	63	66	59	59	59	96							

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

projeção de energia natural afluyente

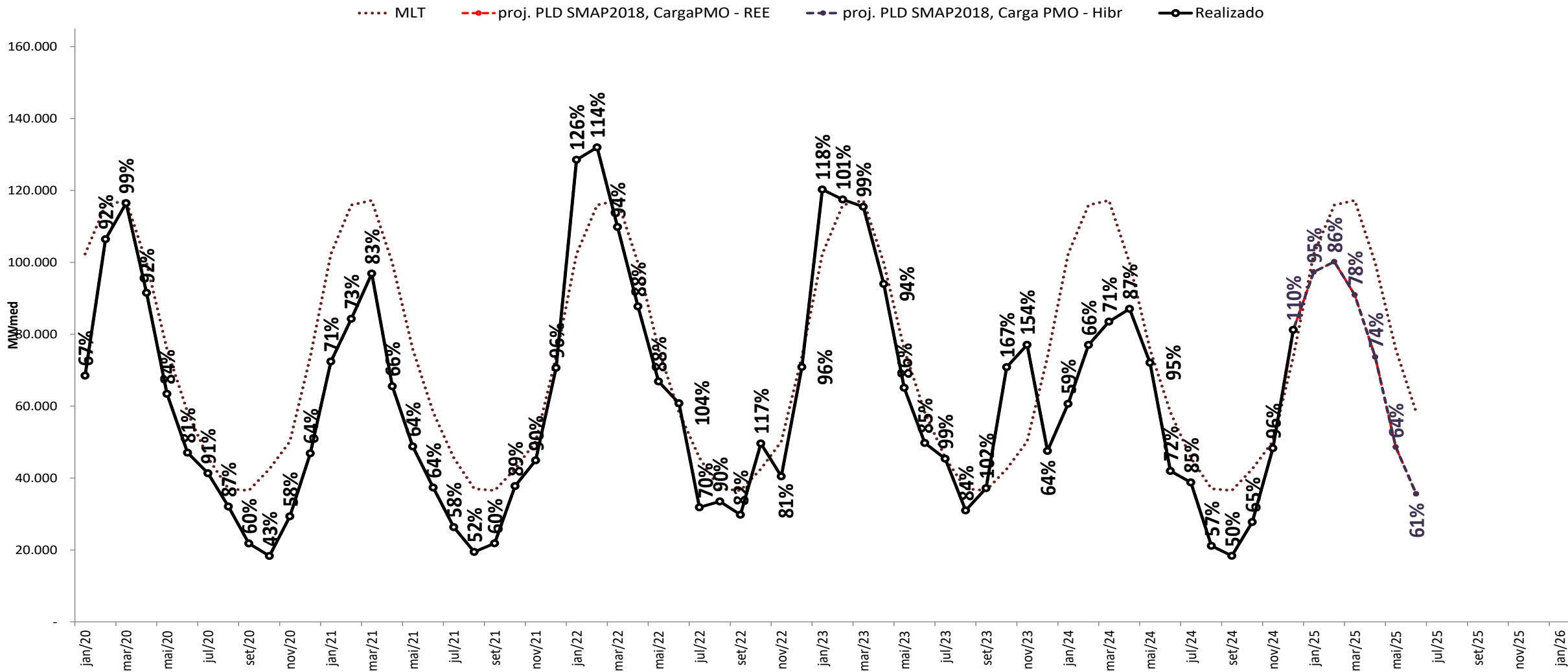
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



projeção de energia natural afluyente

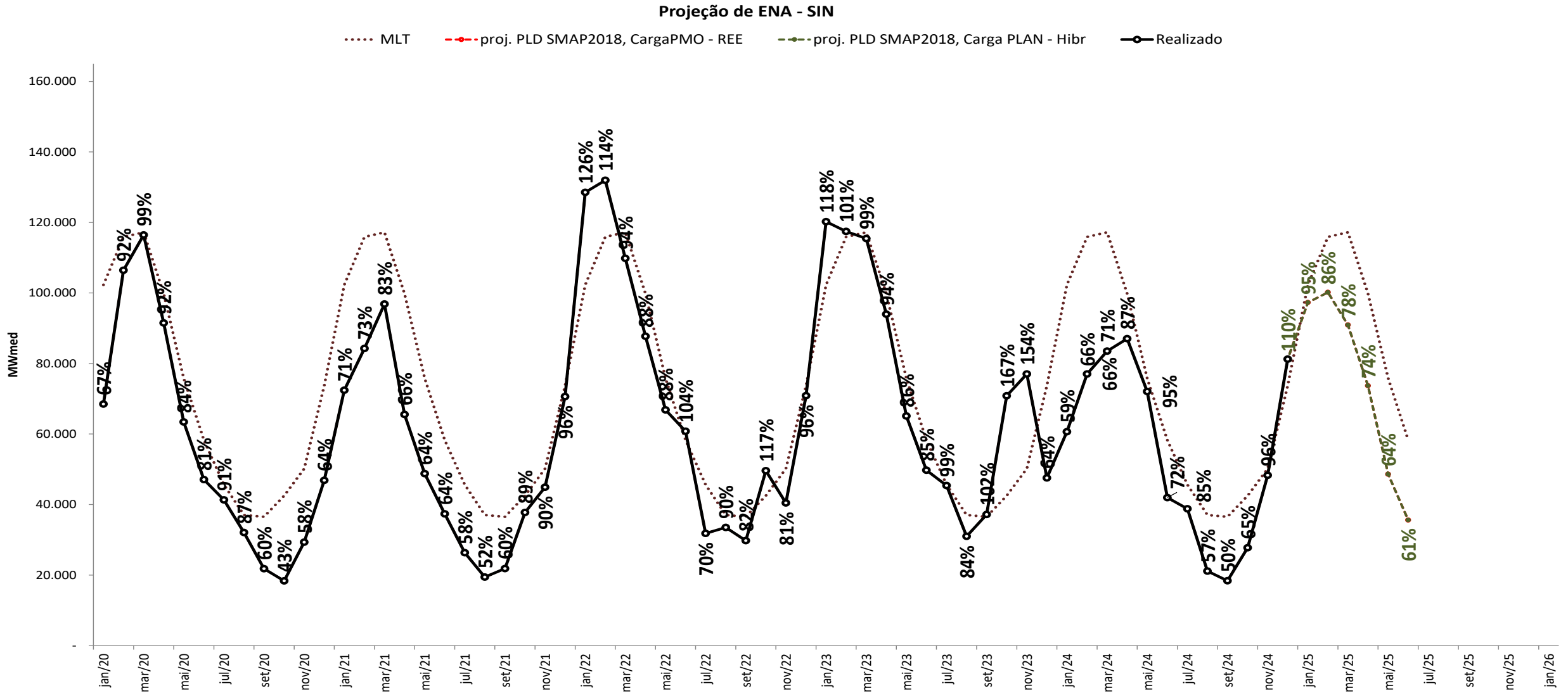
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

Projeção de ENA - SIN



projeção de energia natural afluyente

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



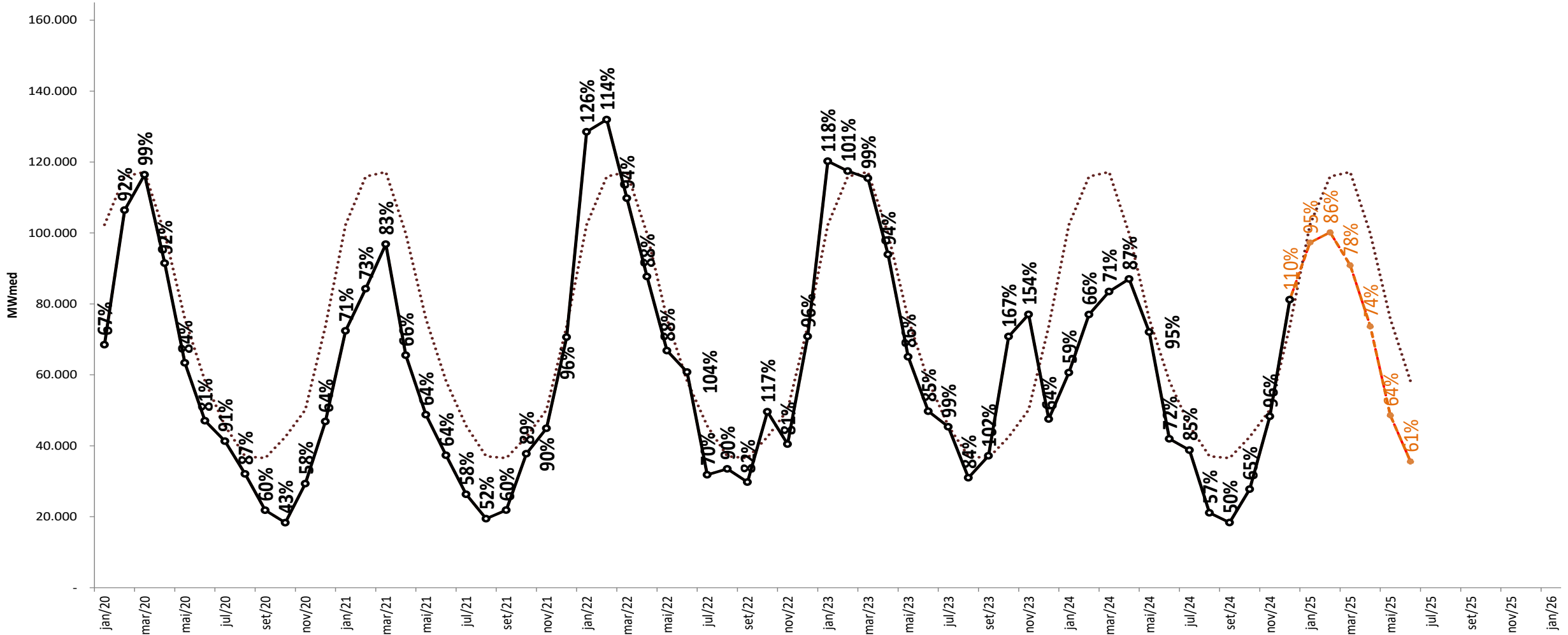
projeção de energia natural afluyente

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



Projeção de ENA - SIN

..... MLT - - - - - proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE - - - - - proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr —●— Realizado

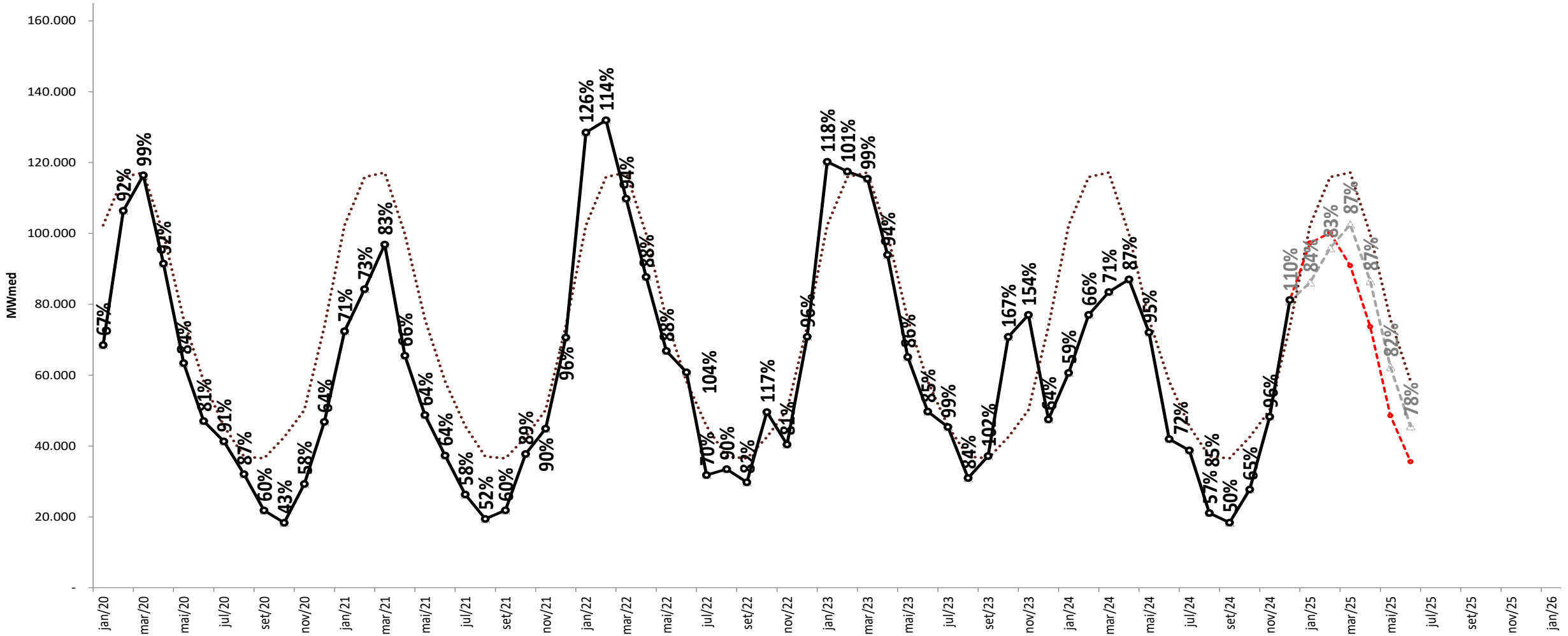


projeção de energia natural afluyente

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr

Projeção de ENA - SIN

MLT proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr Realizado

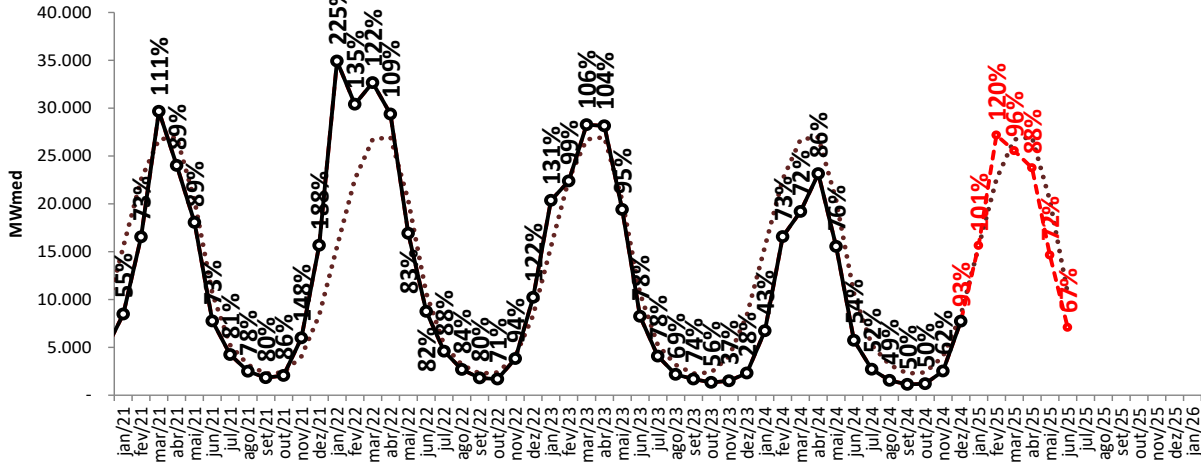


projeção de energia natural afluente

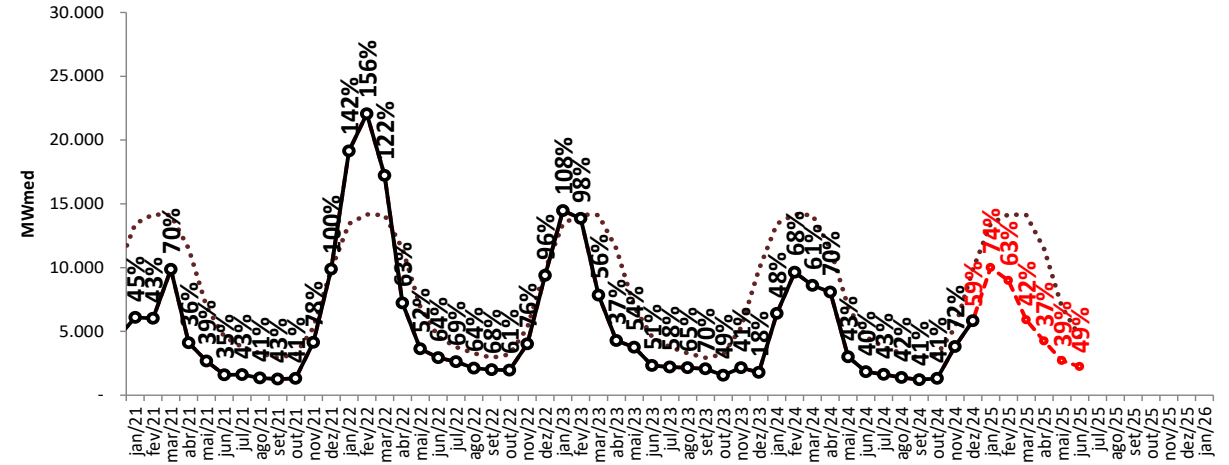
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



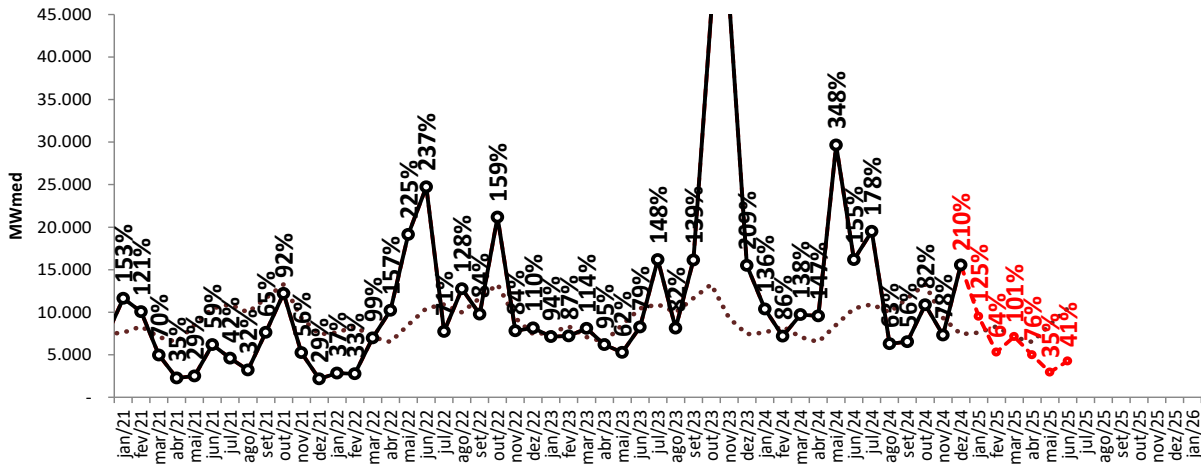
Projeção de ENA - N



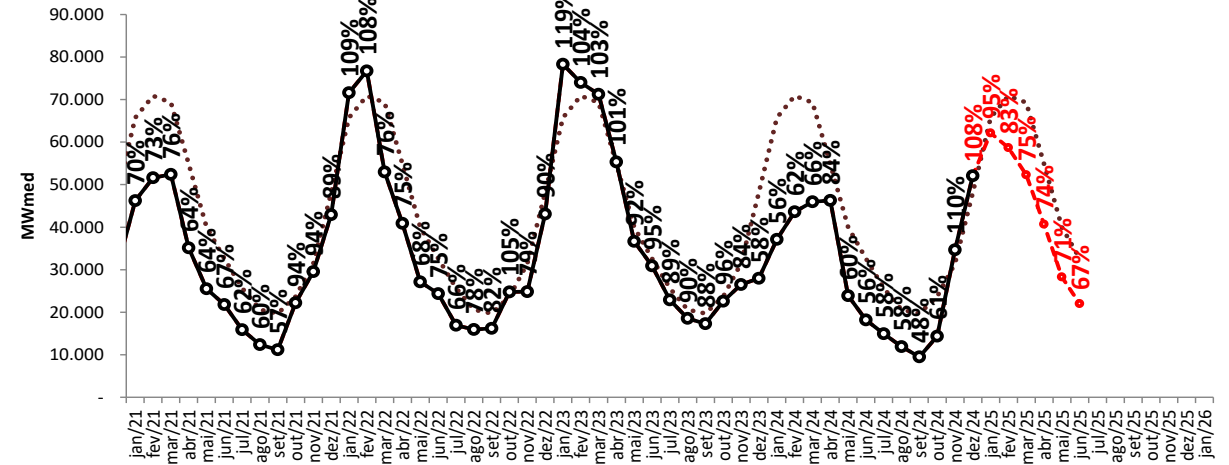
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



..... MLT

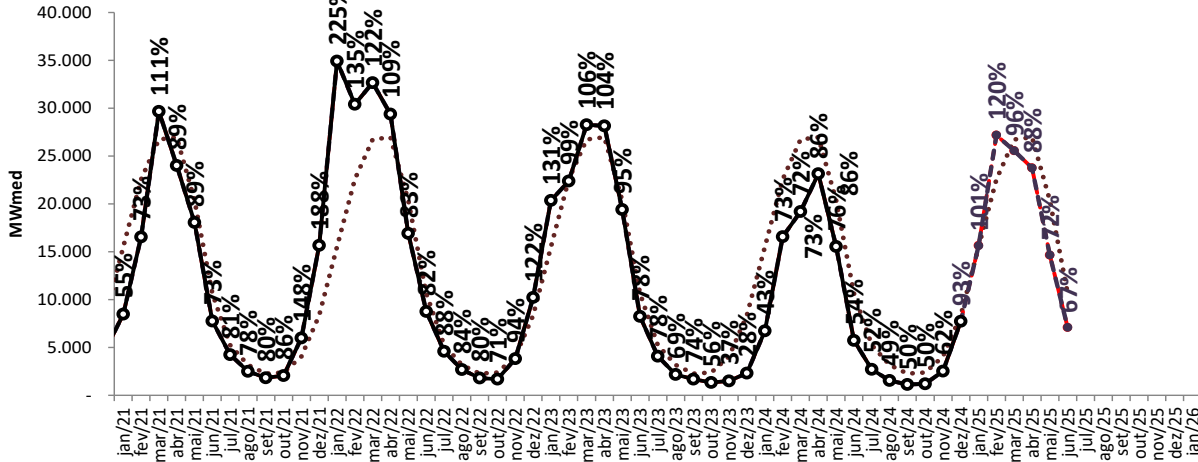
—●— Realizado

- - -●- ENA RNA

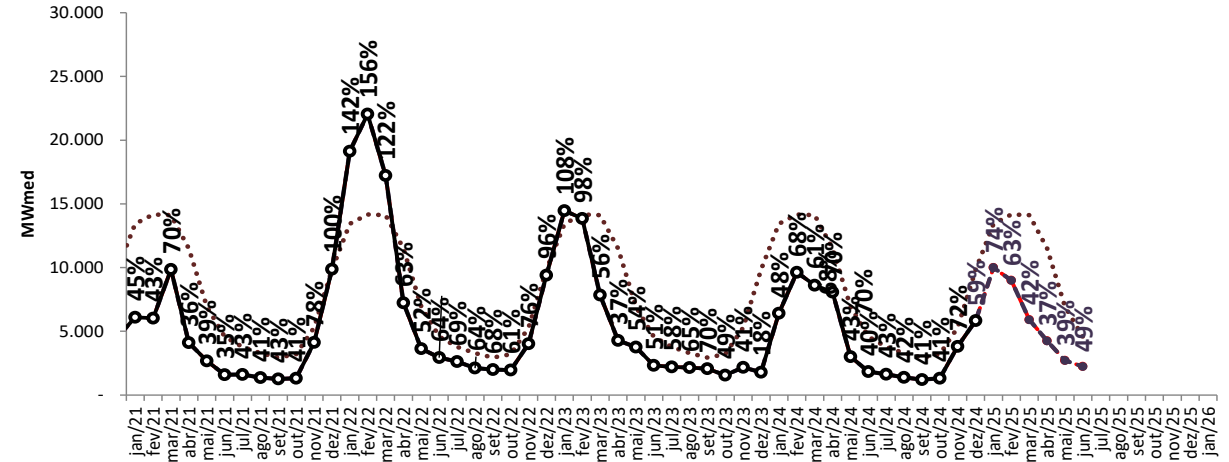
projeção de energia natural afluente

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

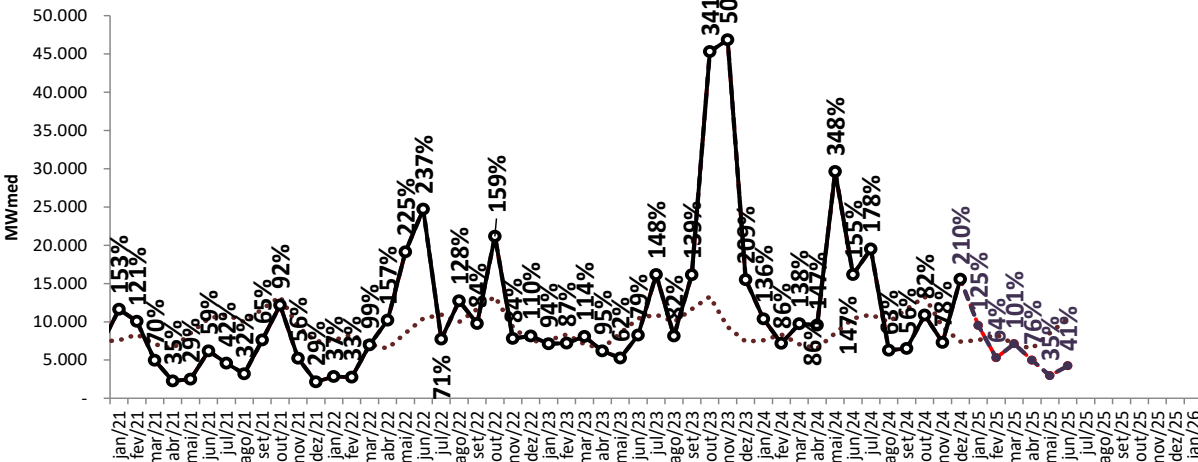
Projeção de ENA - N



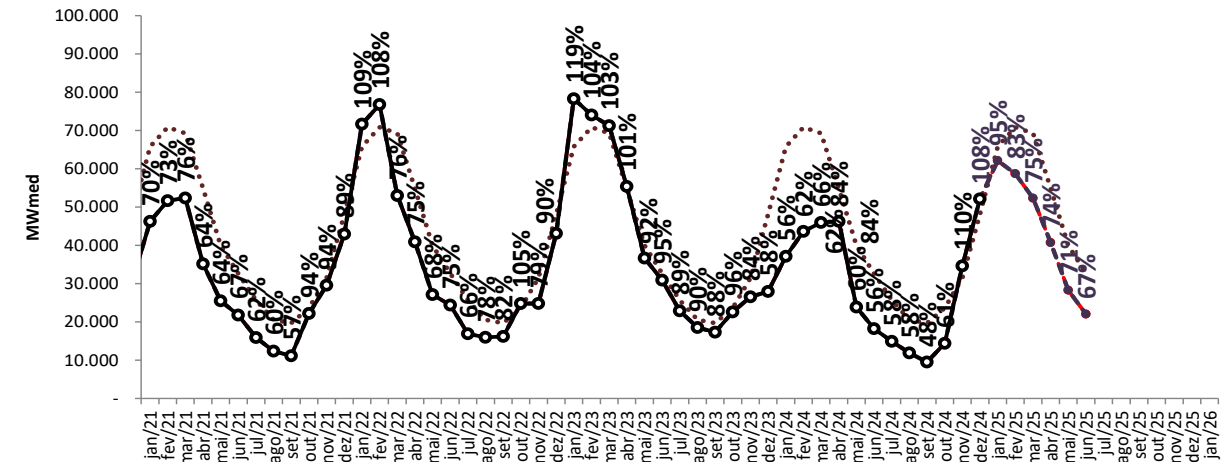
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S



Projeção de ENA - SE/CO



..... MLT

—○— Realizado

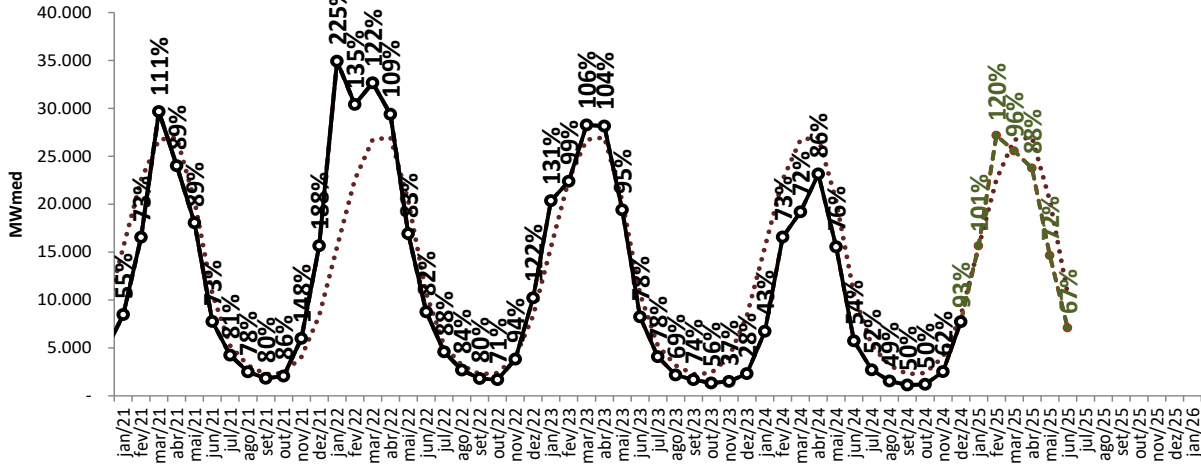
-♦- ENA RNA

-♦- proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

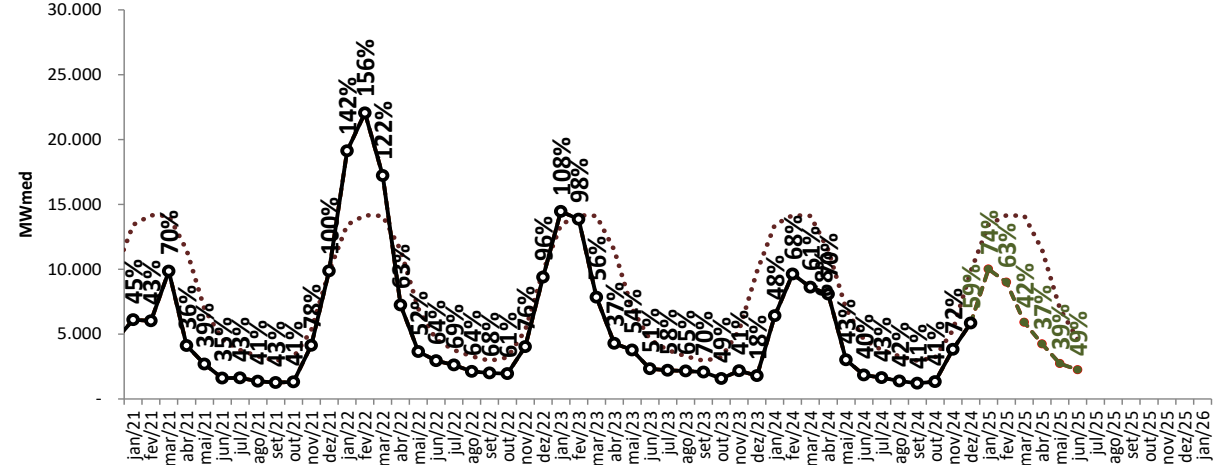
projeção de energia natural afluente

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr

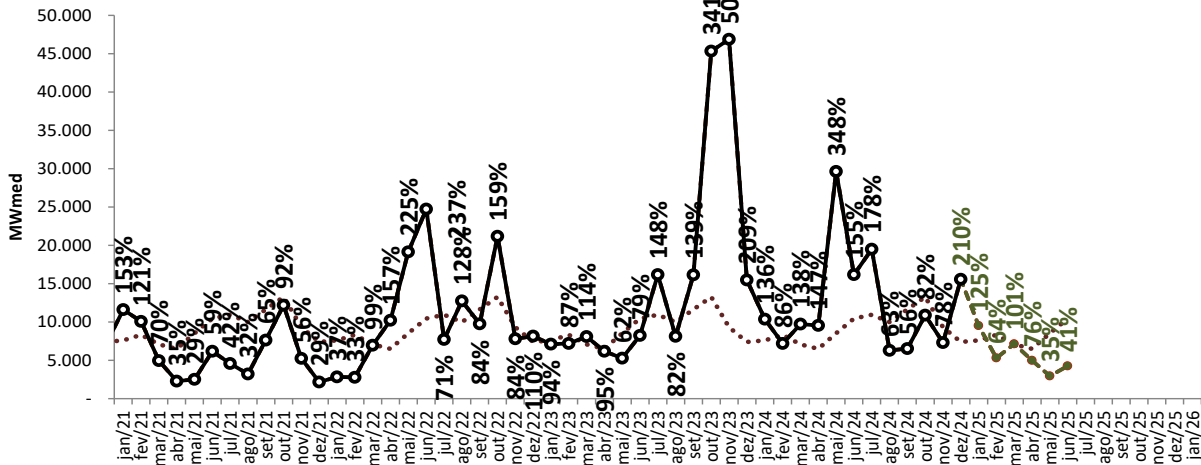
Projeção de ENA - N



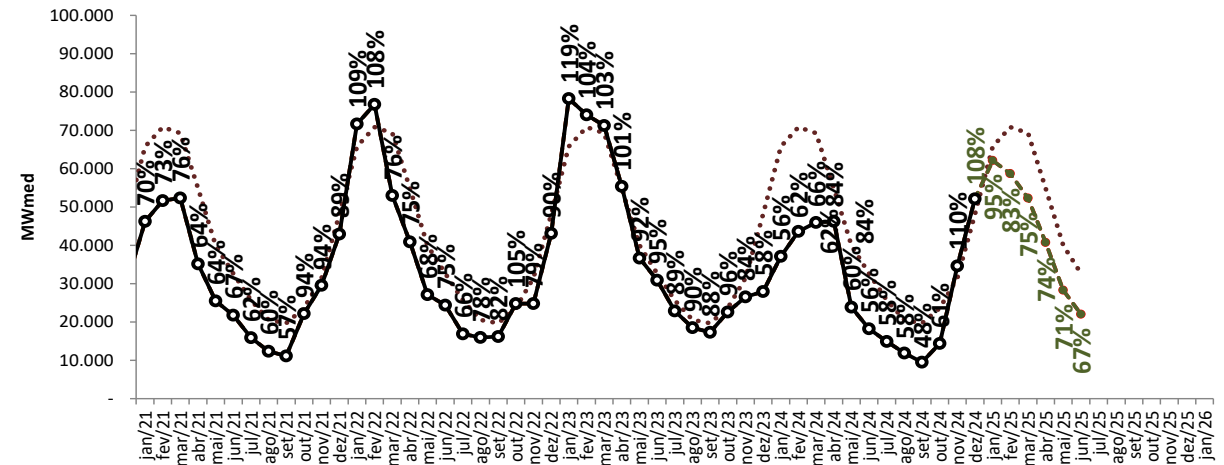
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S/CO



Projeção de ENA - SE/CO



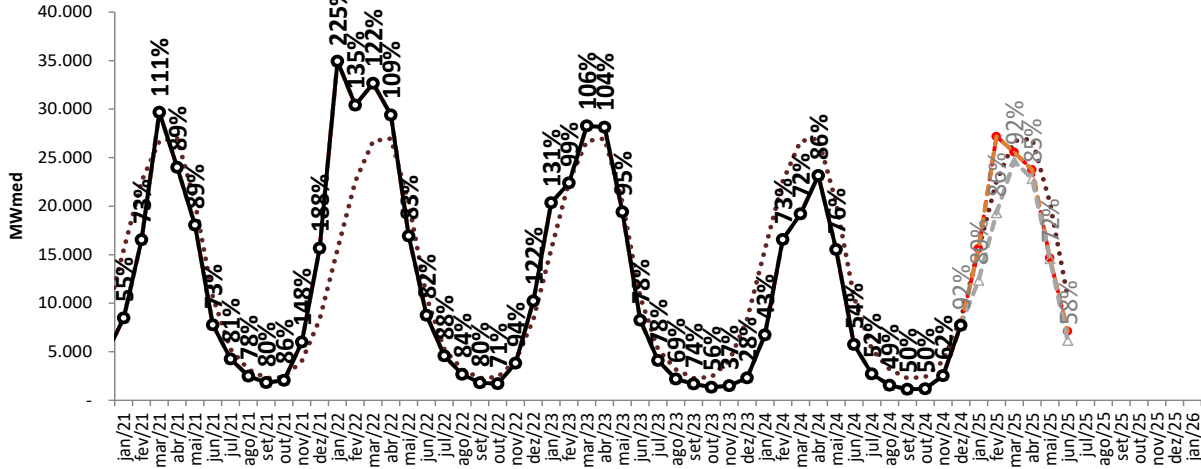
..... MLT
 —○— Realizado
 -●- ENA RNA
 -●- proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr
 -●- proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr

projeção de energia natural afluyente

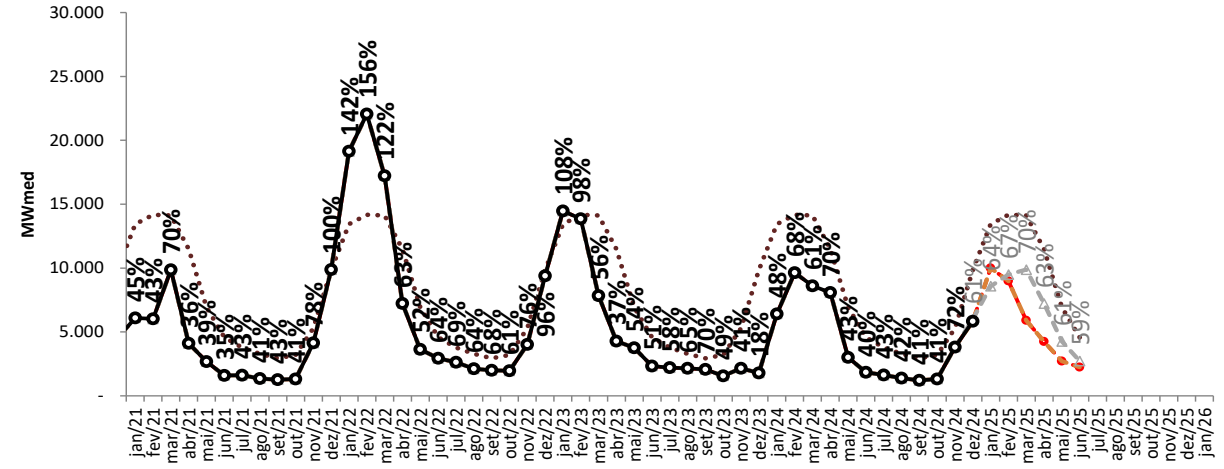
sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



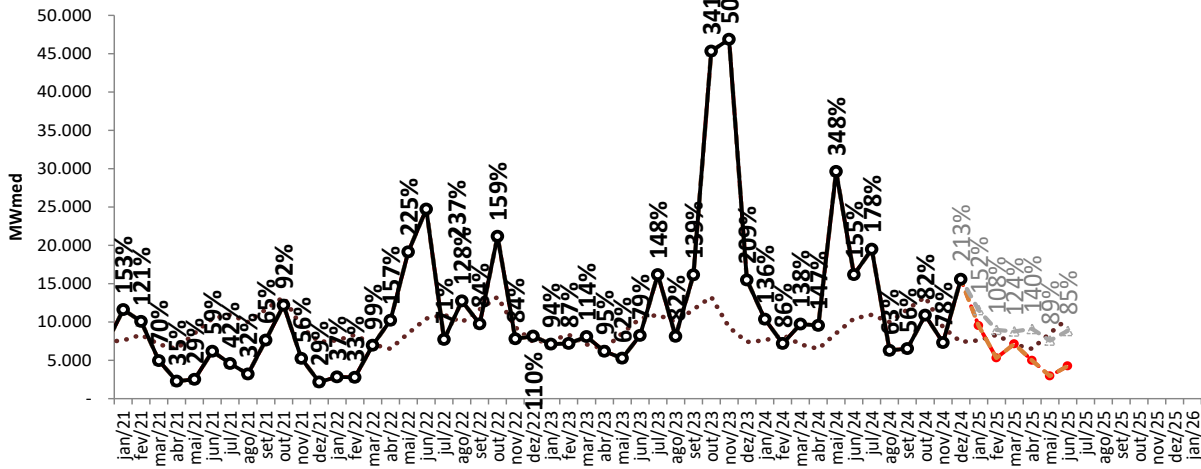
Projeção de ENA - N



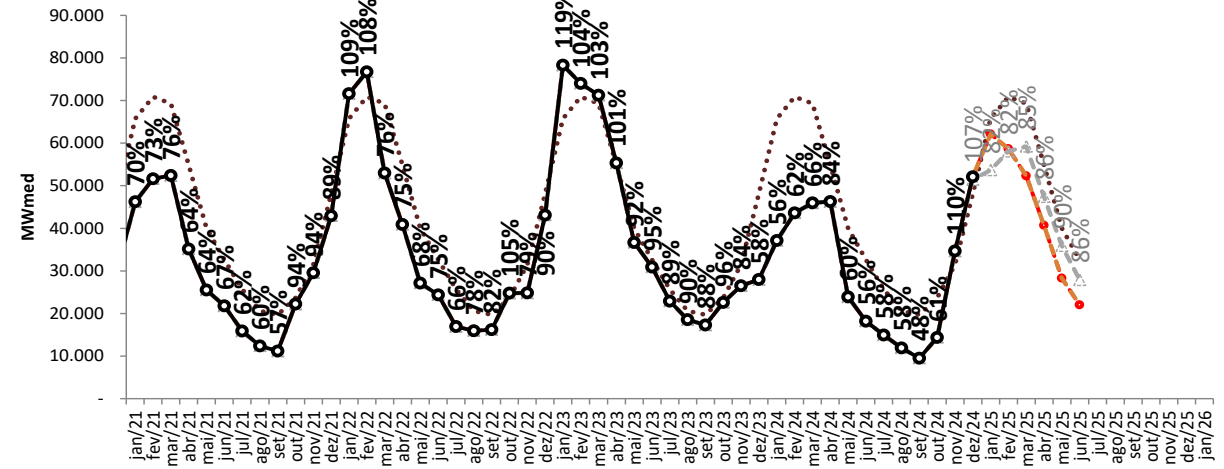
Projeção de ENA - NE



Projeção de ENA - S/CO

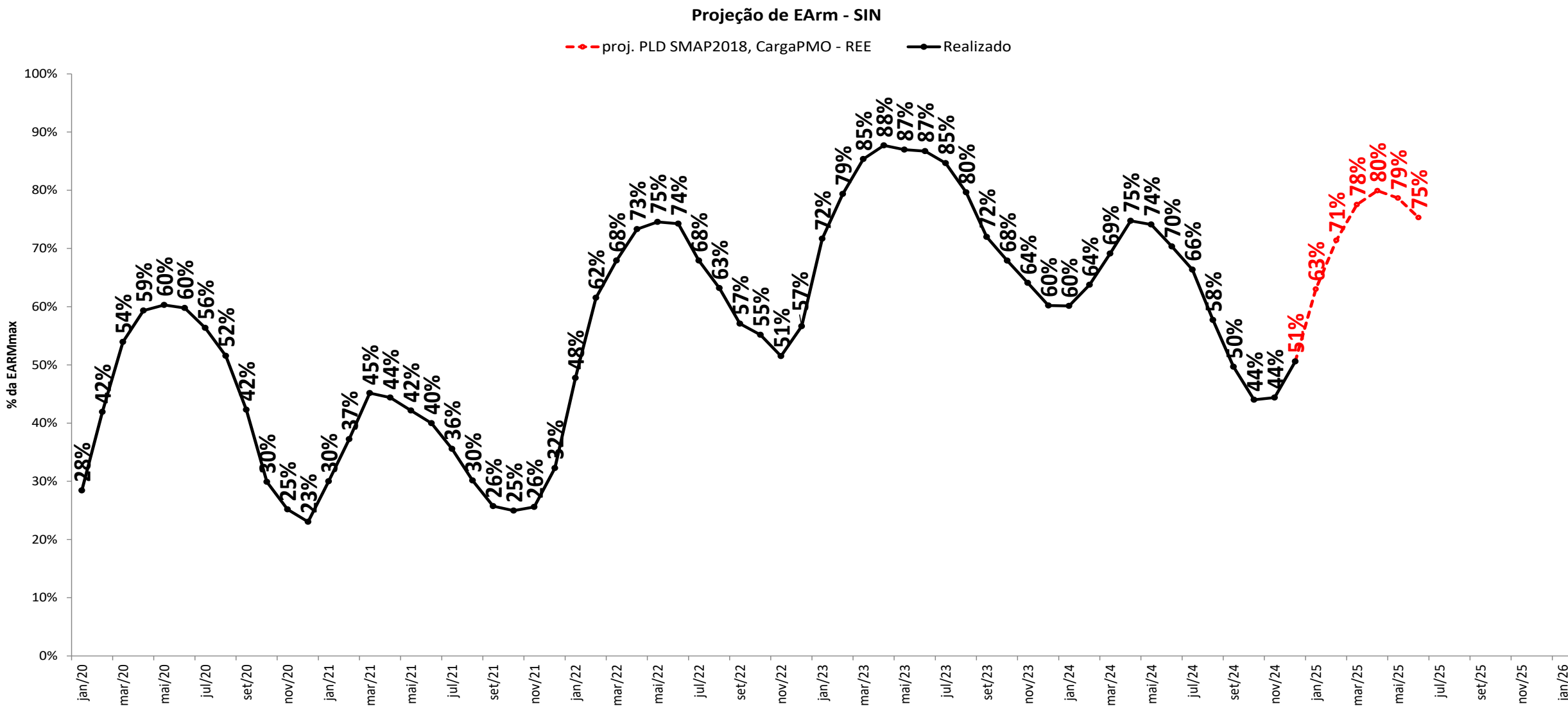


Projeção de ENA - SE/CO



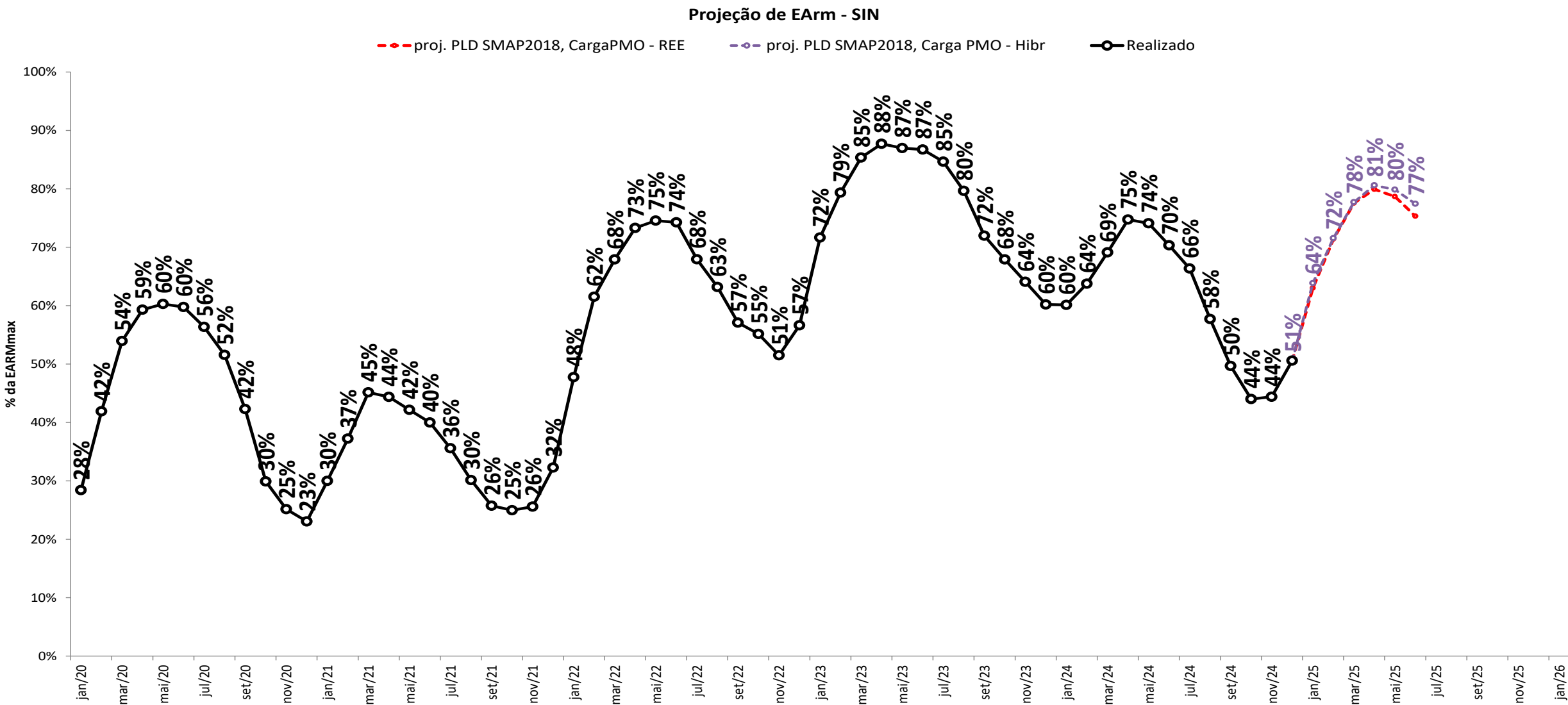
..... MLT —○— Realizado —●— ENA RNA —●— proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr —●— proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr

projeção de energia armazenada
 proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



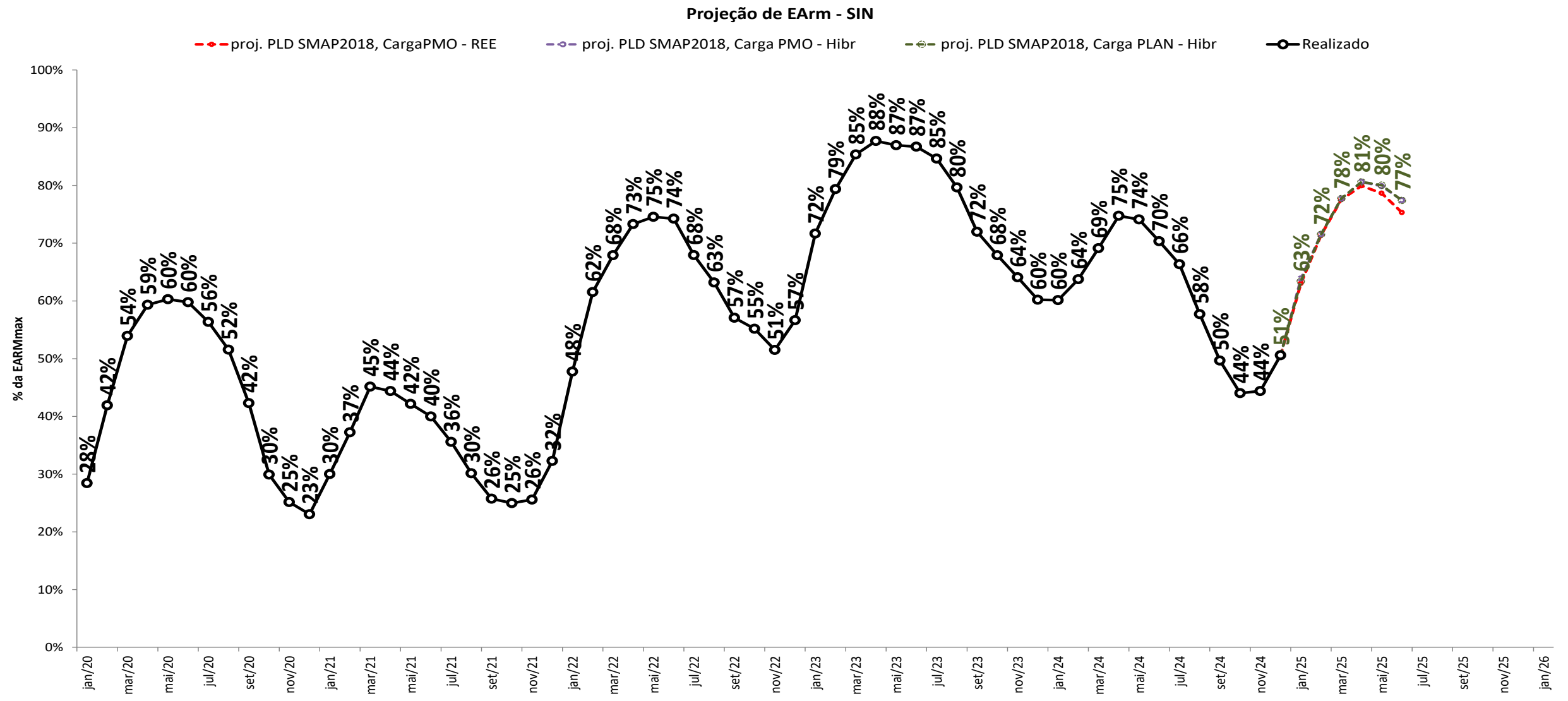
projeção de energia armazenada

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



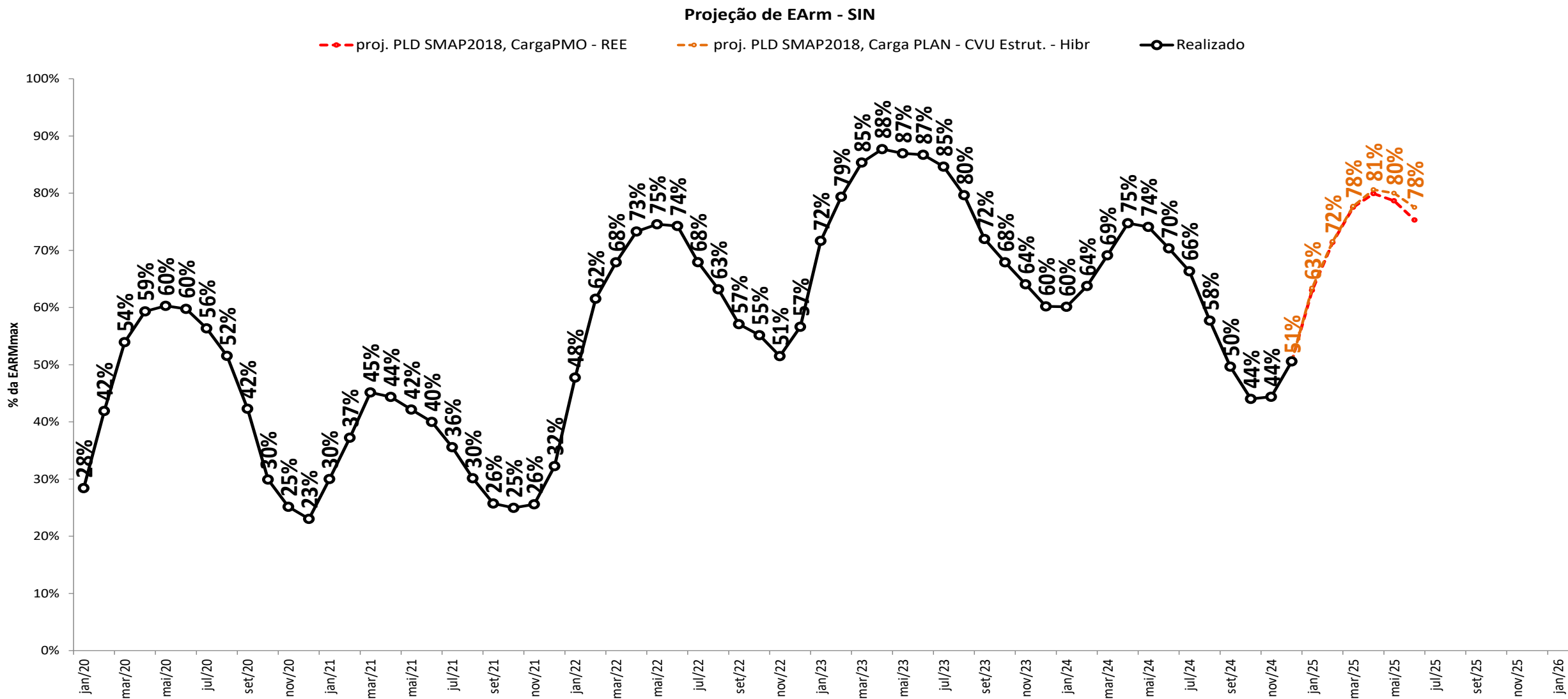
projeção de energia armazenada

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



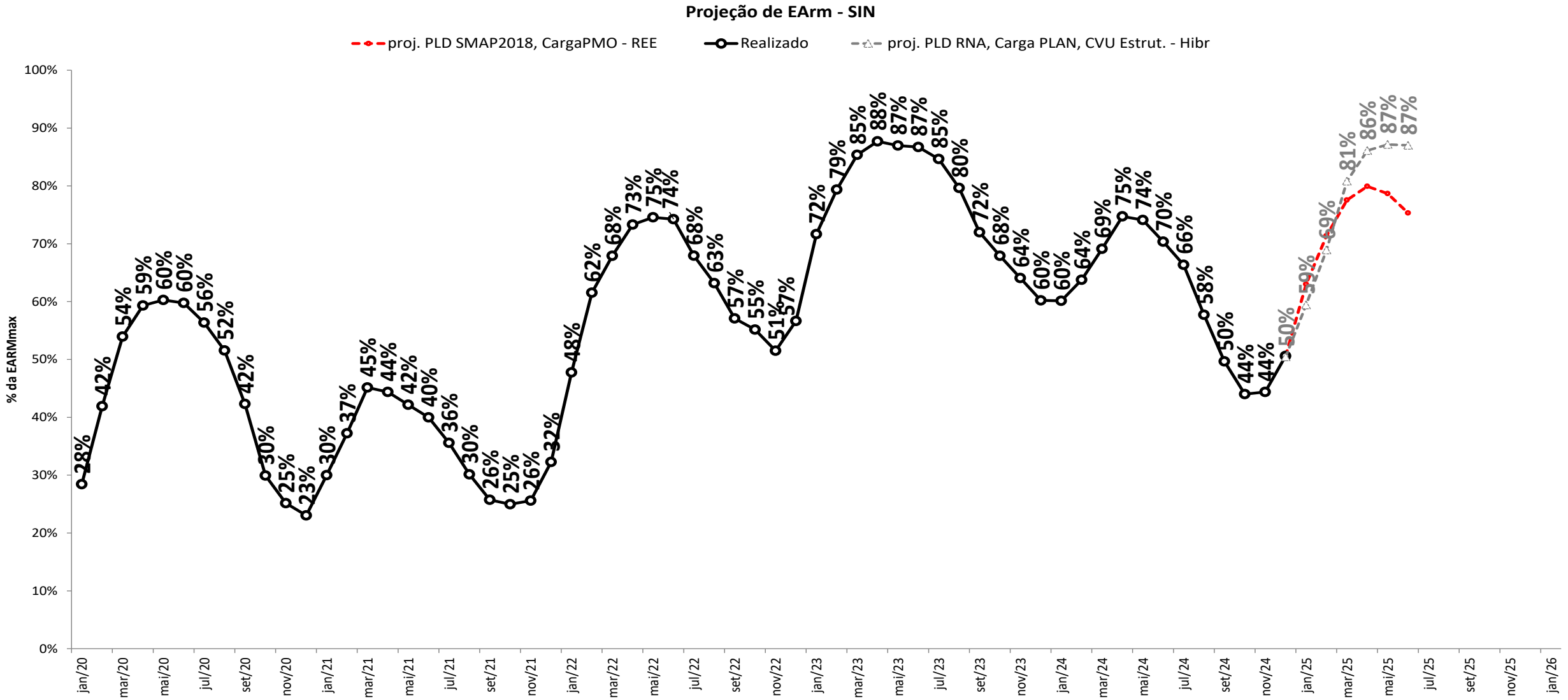
projeção de energia armazenada

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



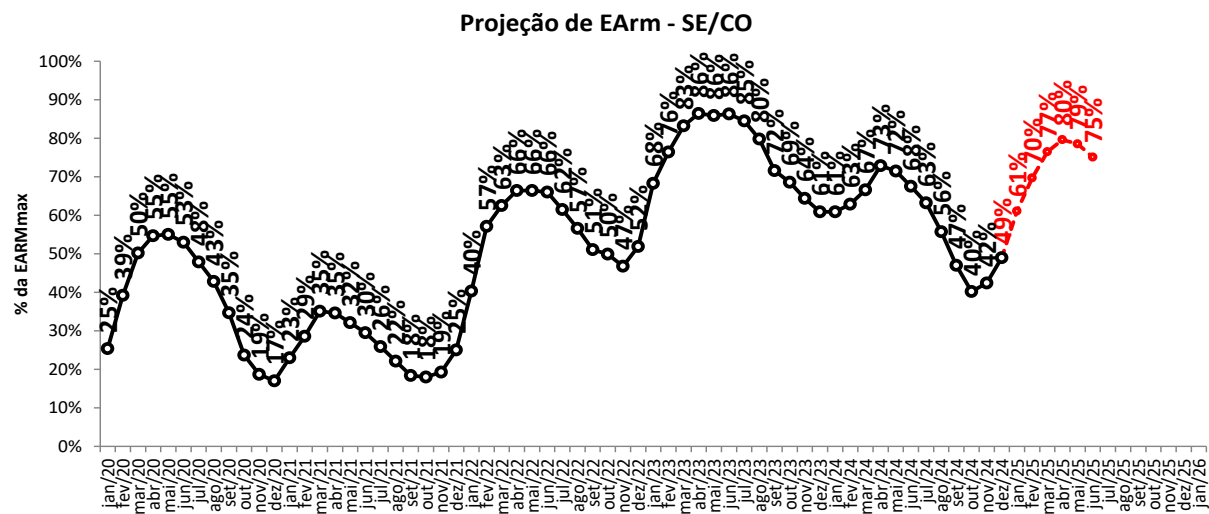
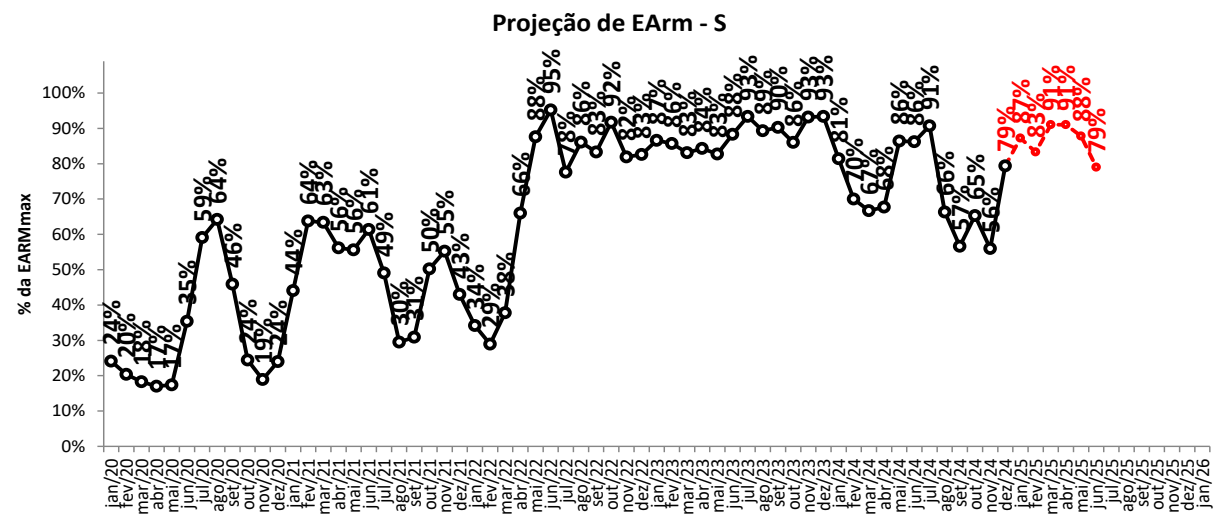
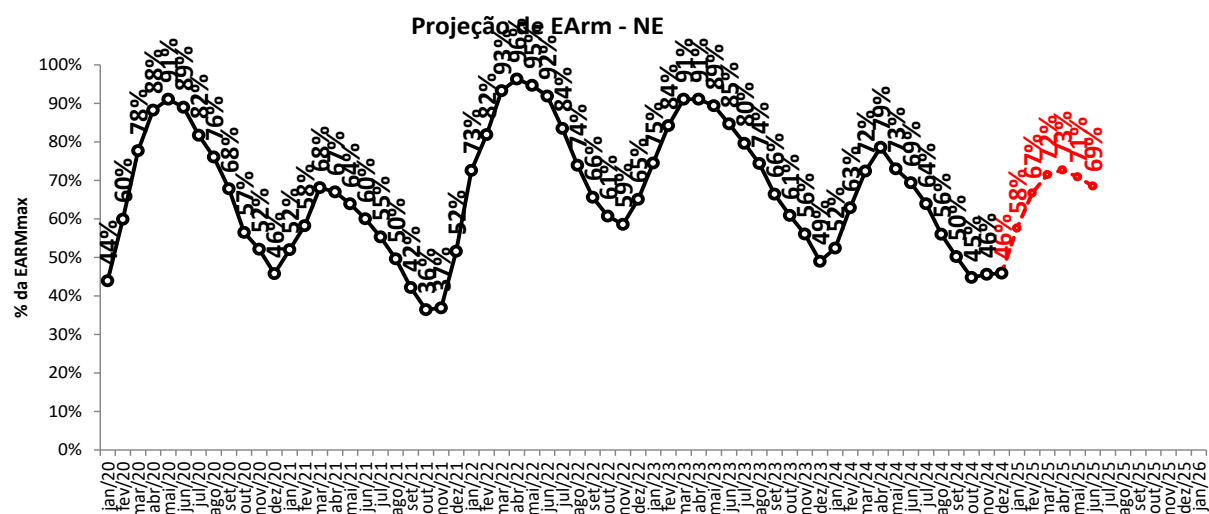
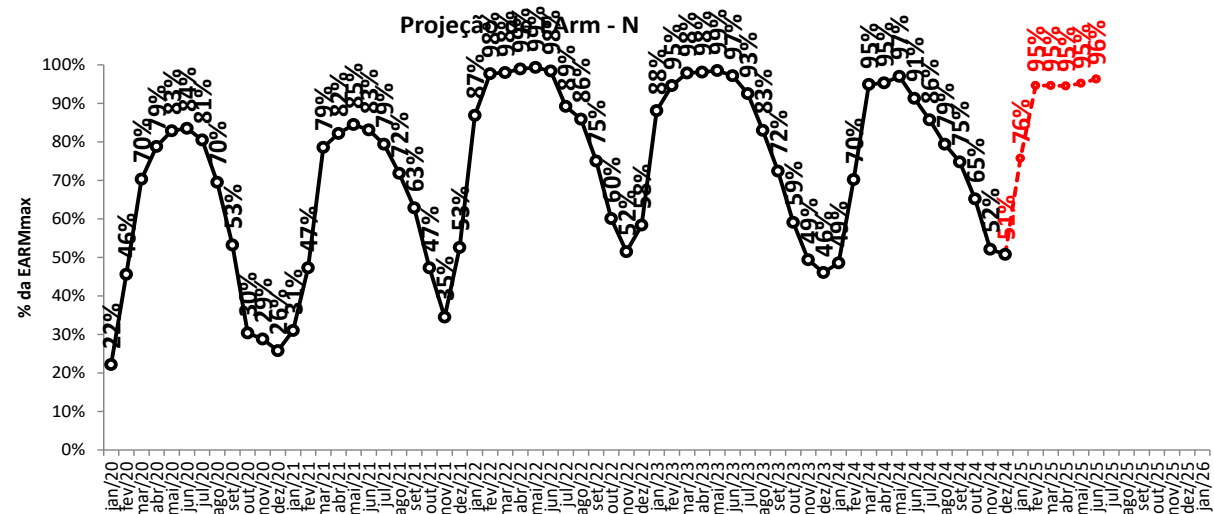
projeção de energia armazenada

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



projeção de energia armazenada

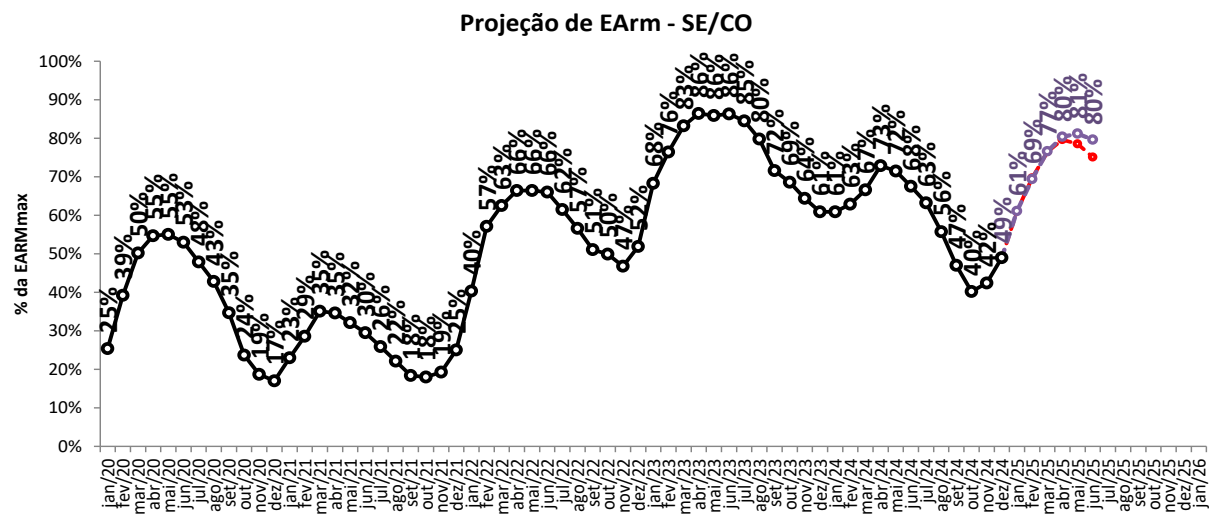
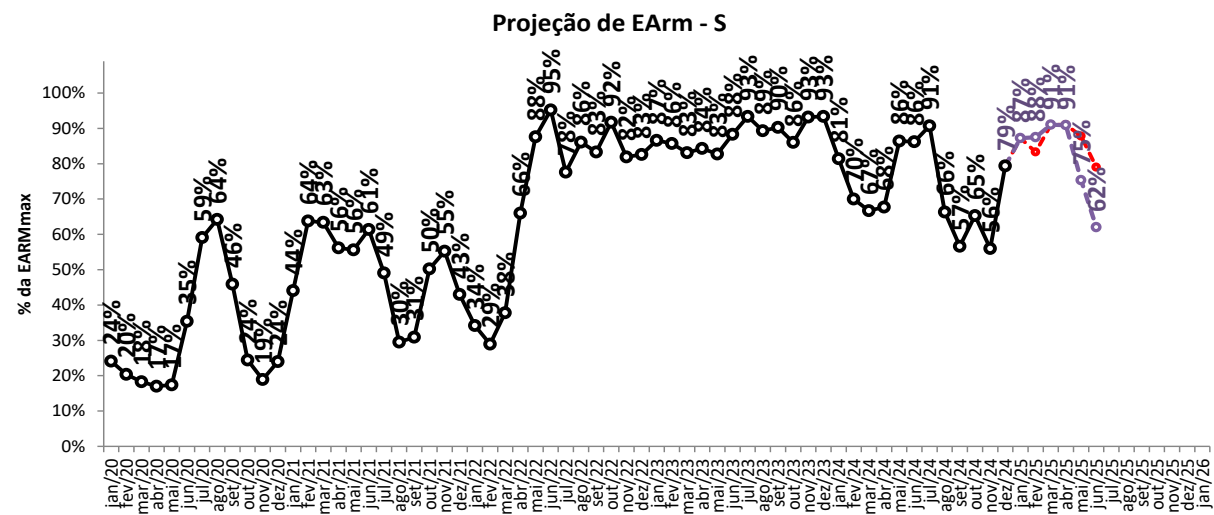
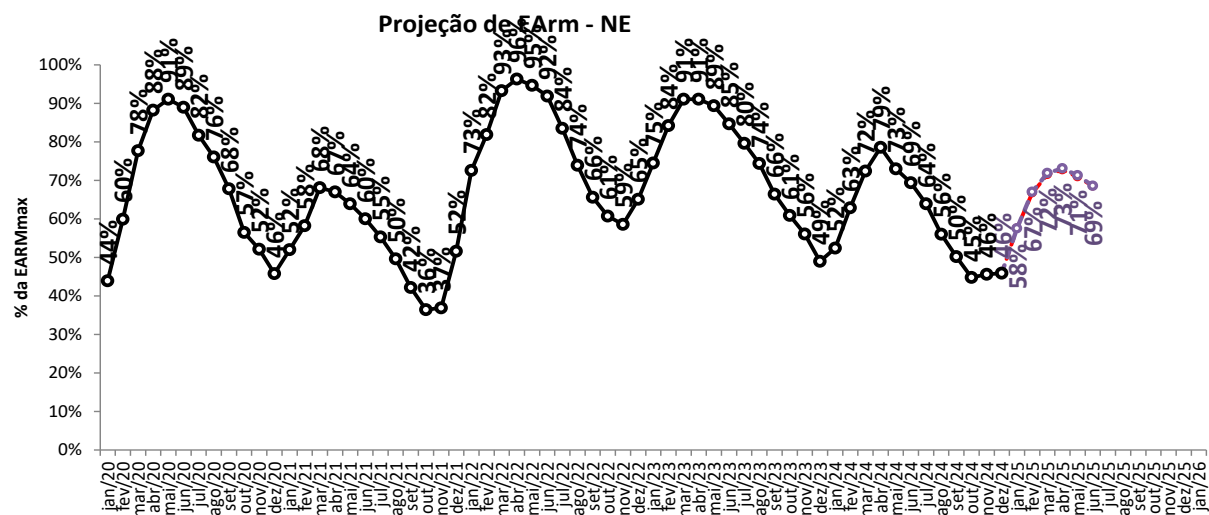
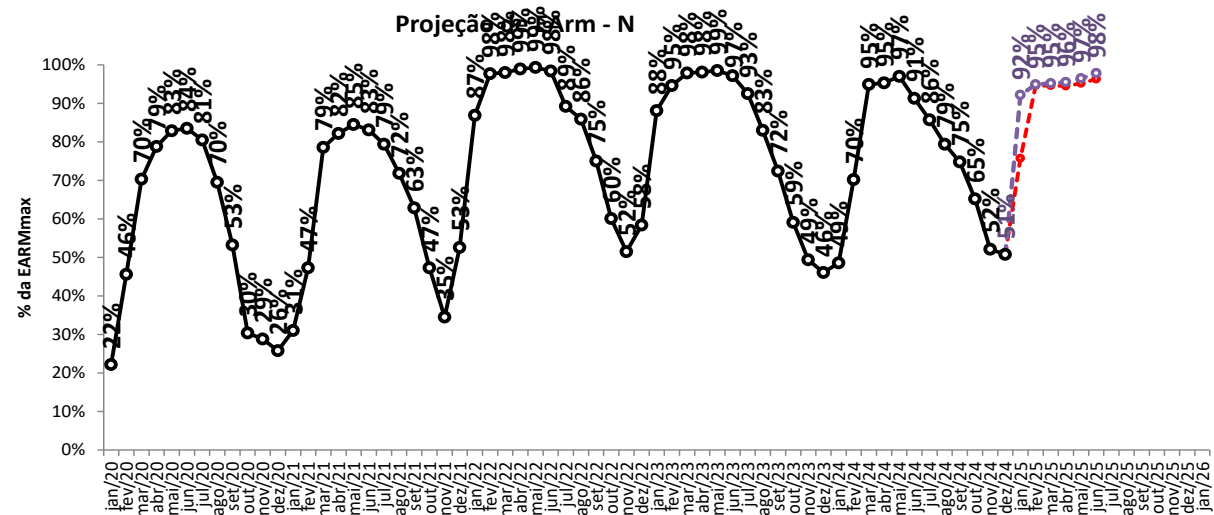
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



—○— proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE

projeção de energia armazenada

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

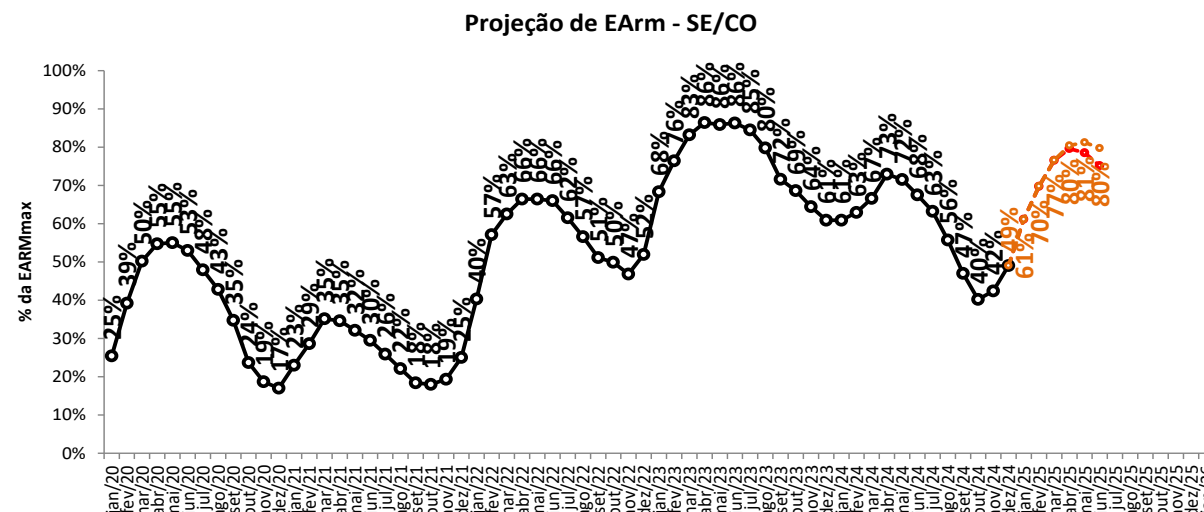
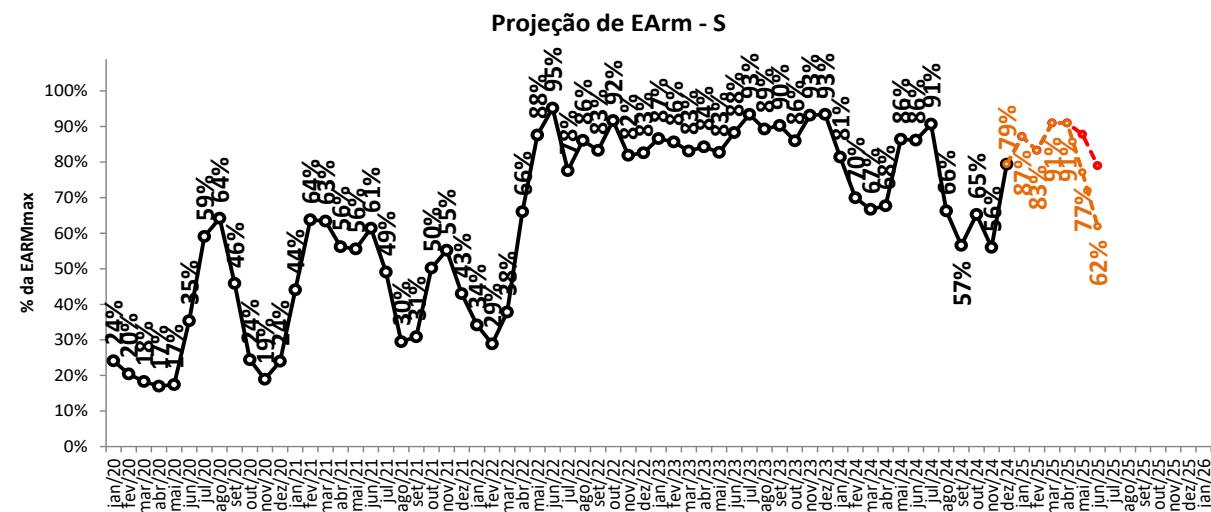
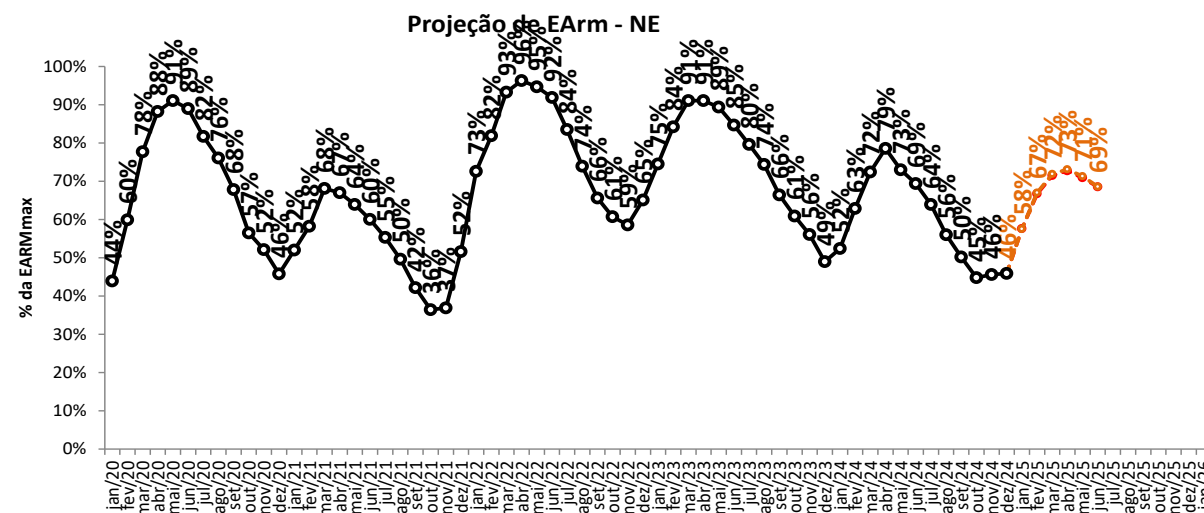
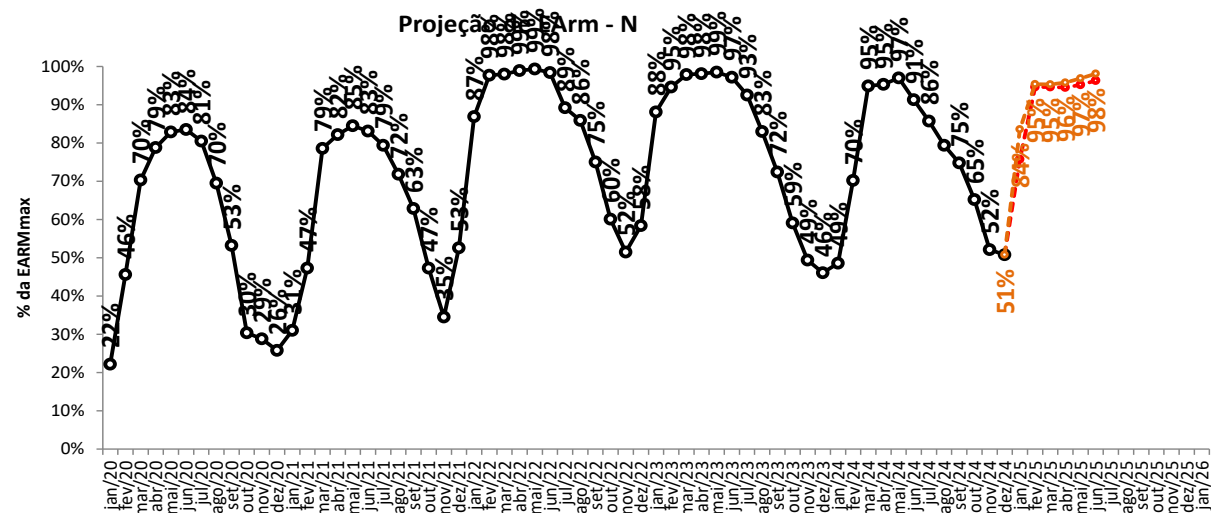


—○— proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE

—○— proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

projeção de energia armazenada

sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



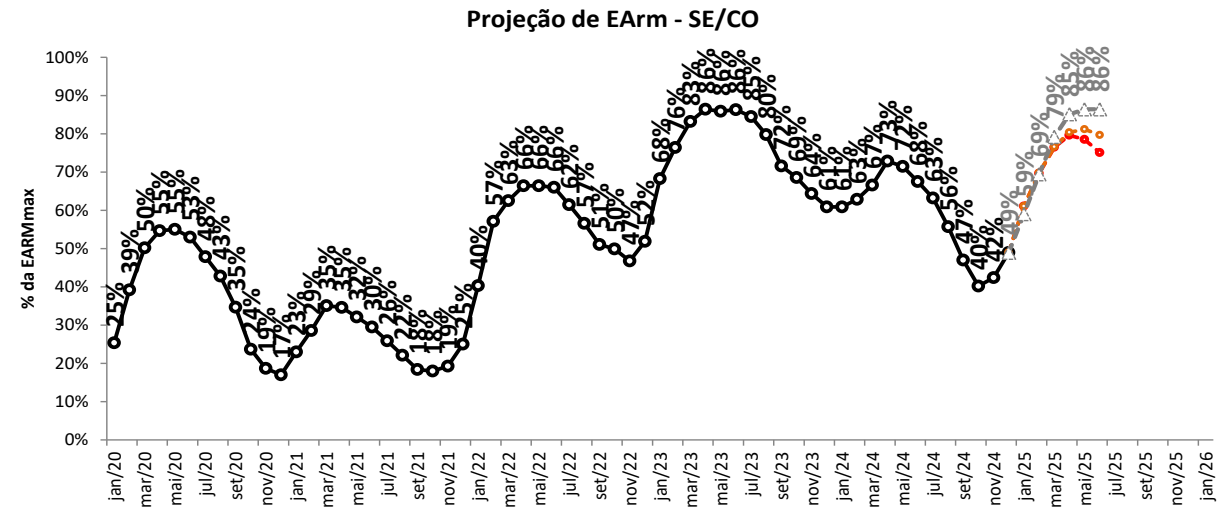
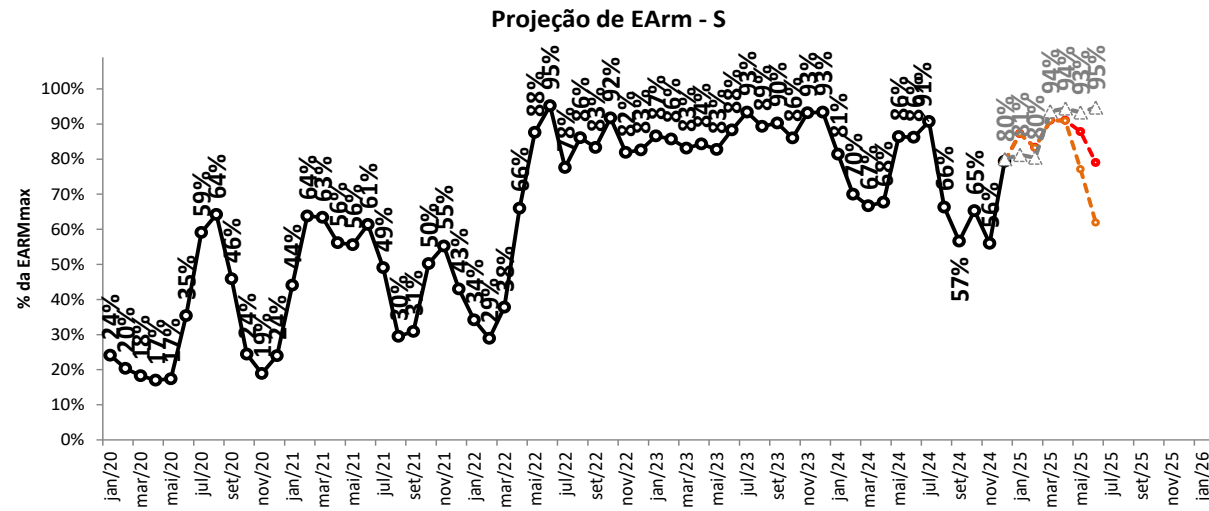
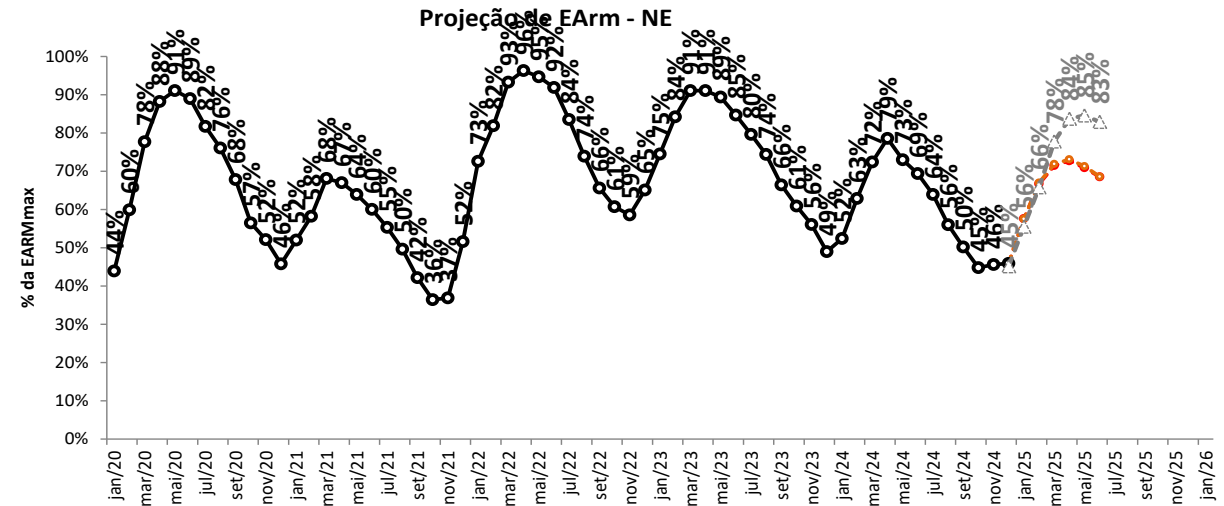
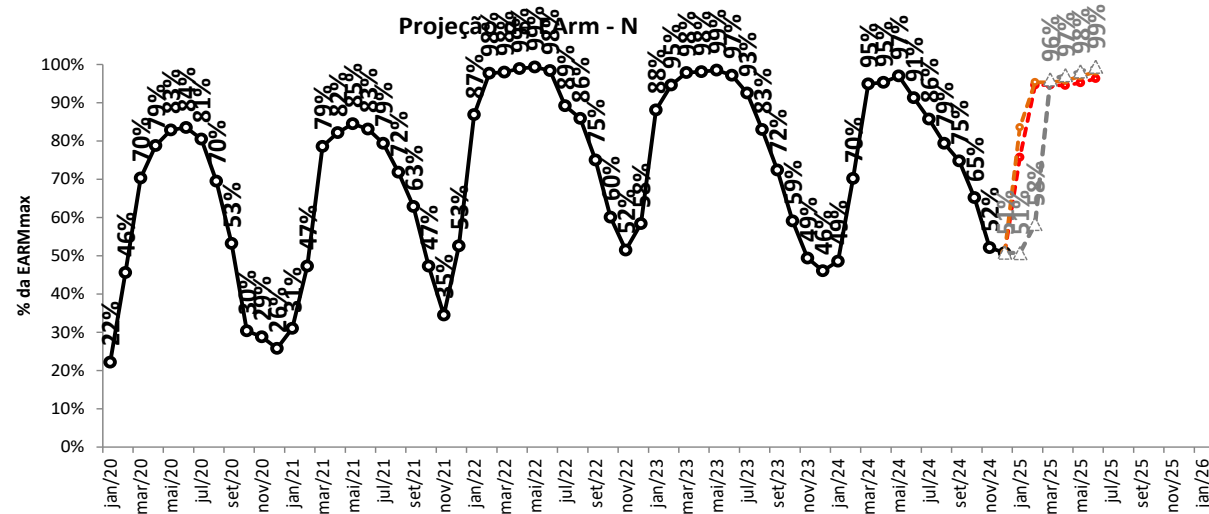
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE

proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr

Realizado

projeção de energia armazenada

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



- - - proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE
 - - - proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr
 - - - proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr
 —●— Realizado

tabela resumo da projeção de energia armazenada (% EARMmax)

SE/CO	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	49	61	70	77	80	79	75						
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	49	61	69	77	80	81	80						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	49	61	70	77	80	81	80						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	49	61	70	77	80	81	80						
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	49	59	69	79	85	86	86						

S	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	79	87	83	91	91	88	79						
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	79	87	88	91	91	75	62						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	79	87	85	91	91	78	61						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	79	87	83	91	91	77	62						
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	80	81	80	94	94	93	95						

NE	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	46	58	67	72	73	71	69						
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	46	58	67	72	73	71	69						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	46	58	67	72	73	71	69						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	46	58	67	72	73	71	69						
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	45	56	66	78	84	85	83						

N	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	51	76	95	95	95	95	96						
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	51	92	95	95	96	97	98						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	51	84	95	95	96	97	98						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	51	84	95	95	96	97	98						
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	51	51	58	96	97	98	99						

SIN	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	jan/26
proj. PLD SMAP2018, CargaPMO - REE	51	63	71	78	80	79	75						
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr	51	64	72	78	81	80	77						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr	51	63	72	78	81	80	77						
proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr	51	63	72	78	81	80	78						
proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr	50	59	69	81	86	87	87						

estimativa da garantia física sazonalizada do MRE (2024)



GF Sazo - perdas (≈3,999%) (MWmédio)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	36 737	37 394	35 880	30 484	26 548	27 666	27 578	27 896	29 872	30 250	31 715	31 555
Sul	8 900	9 213	9 164	7 531	6 777	6 948	6 874	6 895	7 679	7 840	8 209	7 979
Nordeste	5 911	5 970	5 851	5 113	4 382	4 119	4 109	4 138	4 310	4 349	4 661	5 033
Norte	10 223	10 759	10 151	8 759	8 093	8 997	9 006	9 220	9 704	9 898	10 211	9 043
SIN	61 771	63 336	61 047	51 888	45 800	47 729	47 568	48 149	51 565	52 338	54 797	53 610

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Pacotão (PCH)	Sul												

Perfil MRE	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
SIN	115%	119%	115%	97%	86%	89%	89%	91%	97%	98%	103%	100%

Expansão UHEs - perdas (≈3,999%) (MWmédio)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
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/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	36 737	37 394	35 880	30 484	26 548	27 666	27 578	27 896	29 872	30 250	31 715	31 555
Sul	8 900	9 213	9 164	7 531	6 777	6 948	6 874	6 895	7 679	7 840	8 209	7 979
Nordeste	5 911	5 970	5 851	5 113	4 382	4 119	4 109	4 138	4 310	4 349	4 661	5 033
Norte	10 223	10 759	10 151	8 759	8 093	8 997	9 006	9 220	9 704	9 898	10 211	9 043
SIN	61 771	63 336	61 047	51 888	45 800	47 729	47 568	48 149	51 565	52 338	54 797	53 610

- *Estimativa de perdas globais considera o histórico dos últimos 12 meses*

estimativa da garantia física do MRE para fins de repactuação do risco hidrológico (2024)

GF FLAT Proj.PLD - perdas (≈3,999%) (MWmédio)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	31 929	31 455	31 295	31 241	30 834	30 936	30 871	30 795	30 767	30 691	30 739	31 378
Sul	7 735	7 750	7 993	7 718	7 871	7 769	7 695	7 611	7 909	7 954	7 957	7 934
Nordeste	5 138	5 022	5 103	5 240	5 090	4 606	4 599	4 568	4 440	4 412	4 517	5 005
Norte	8 885	9 050	8 854	8 977	9 399	10 061	10 082	10 179	9 994	10 042	9 897	8 992
SIN	53 687	53 278	53 246	53 176	53 194	53 371	53 247	53 153	53 110	53 100	53 110	53 309

UHEs - Expansão (MWmédio)	Submercado	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Pacotão (PCH)	Sul												

Expansão - perdas (≈3,999%) (MWmédio)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
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

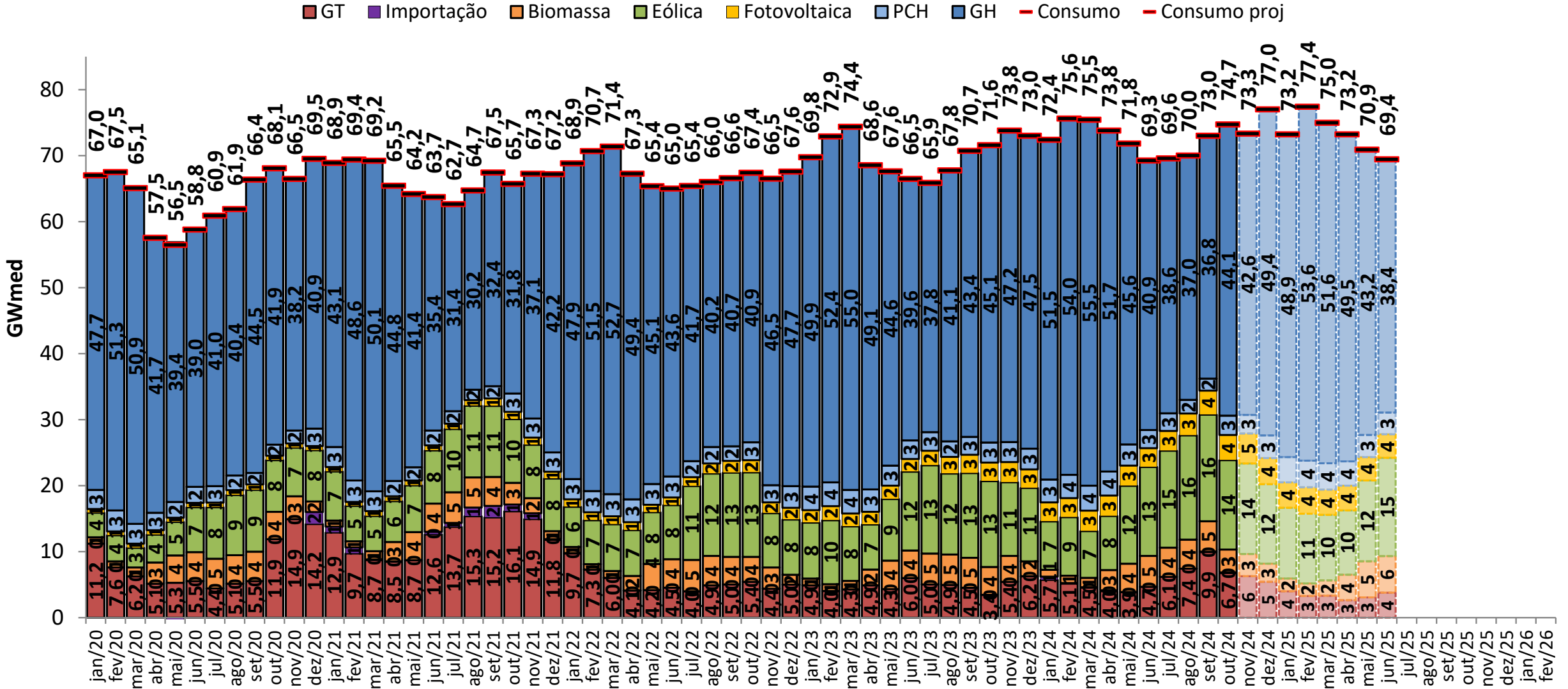
Expansão PCH part. MRE e perdas (MWmédio)	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordeste	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SIN	0,0	0,0	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/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Sudeste	31 929	31 455	31 295	31 241	30 834	30 936	30 871	30 795	30 767	30 691	30 739	31 378
Sul	7 735	7 750	7 993	7 718	7 871	7 769	7 695	7 611	7 909	7 954	7 957	7 934
Nordeste	5 138	5 022	5 103	5 240	5 090	4 606	4 599	4 568	4 440	4 412	4 517	5 005
Norte	8 885	9 050	8 854	8 977	9 399	10 061	10 082	10 179	9 994	10 042	9 897	8 992
SIN	53 687	53 278	53 246	53 176	53 194	53 371	53 247	53 153	53 110	53 100	53 110	53 309

- 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

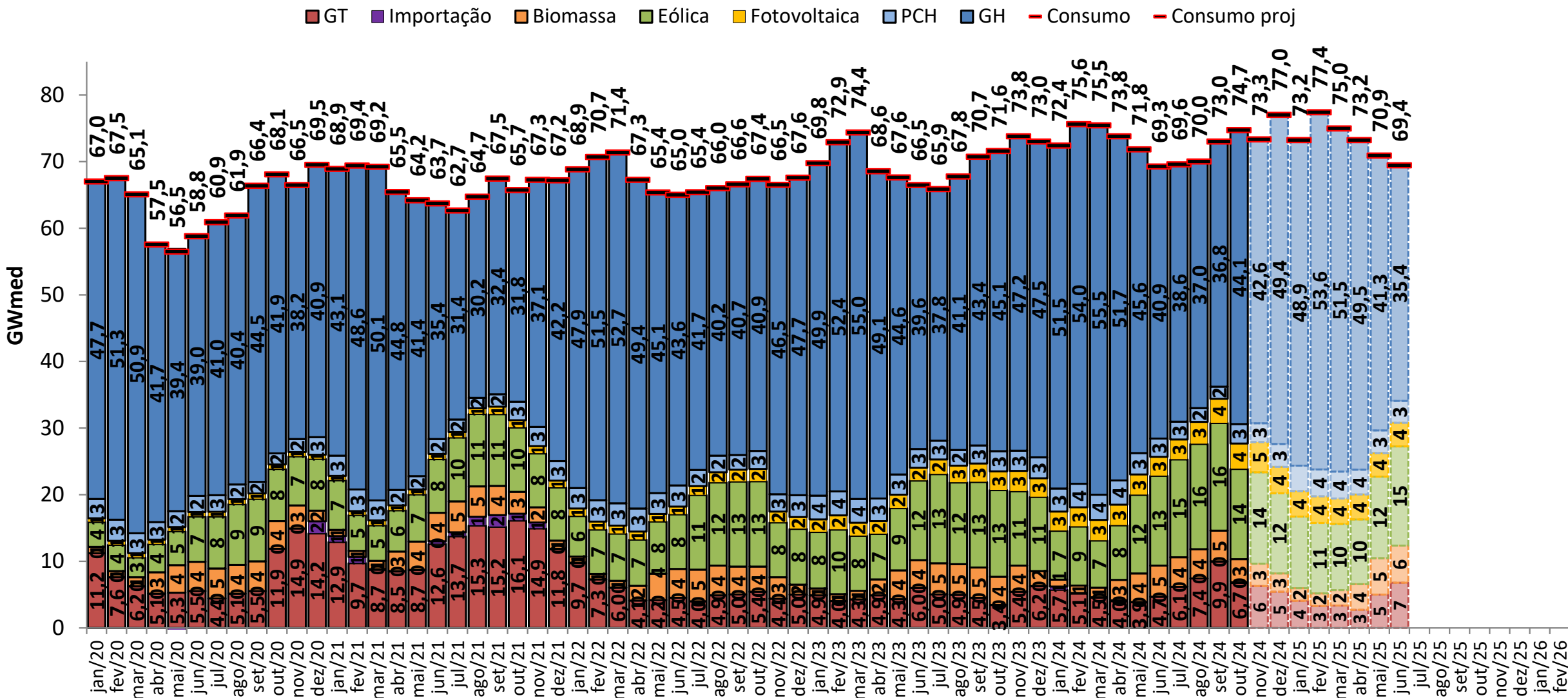
balanço operativo

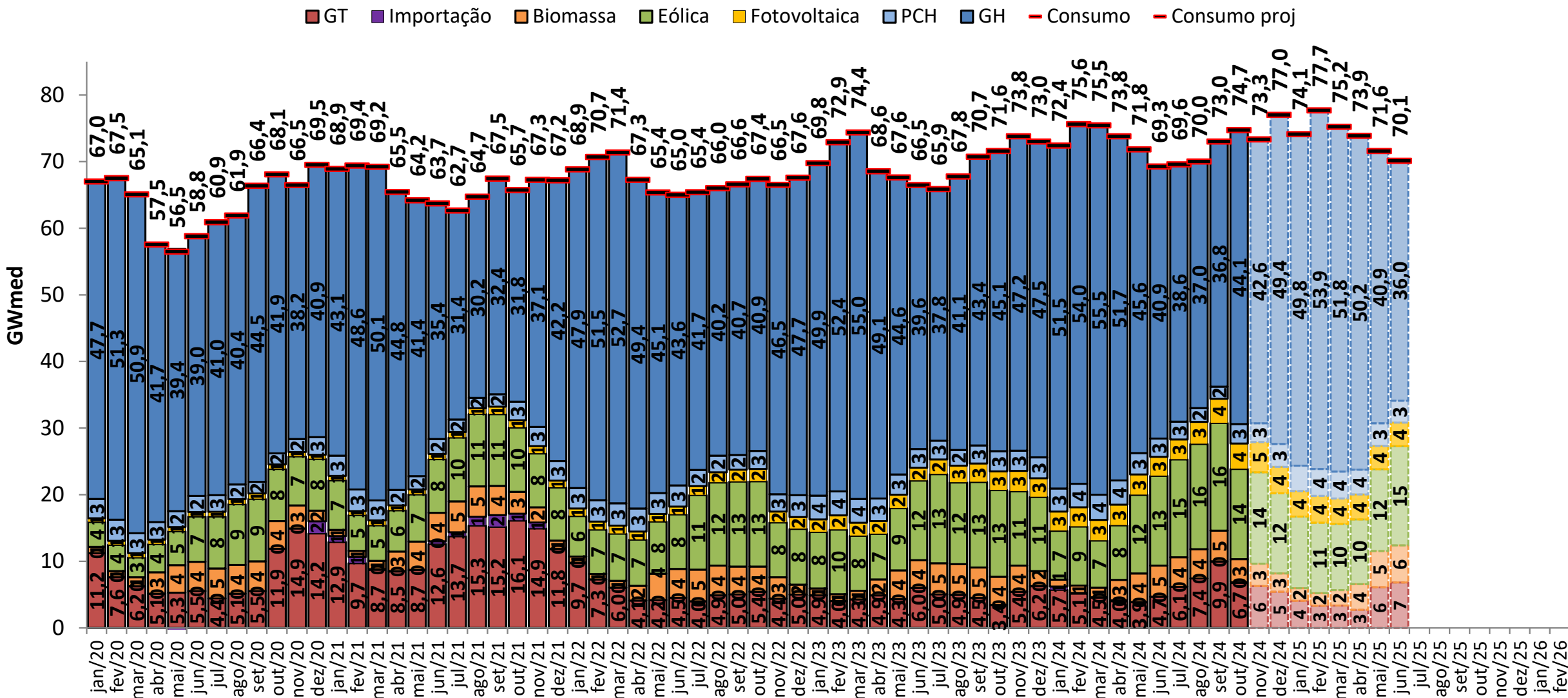
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE

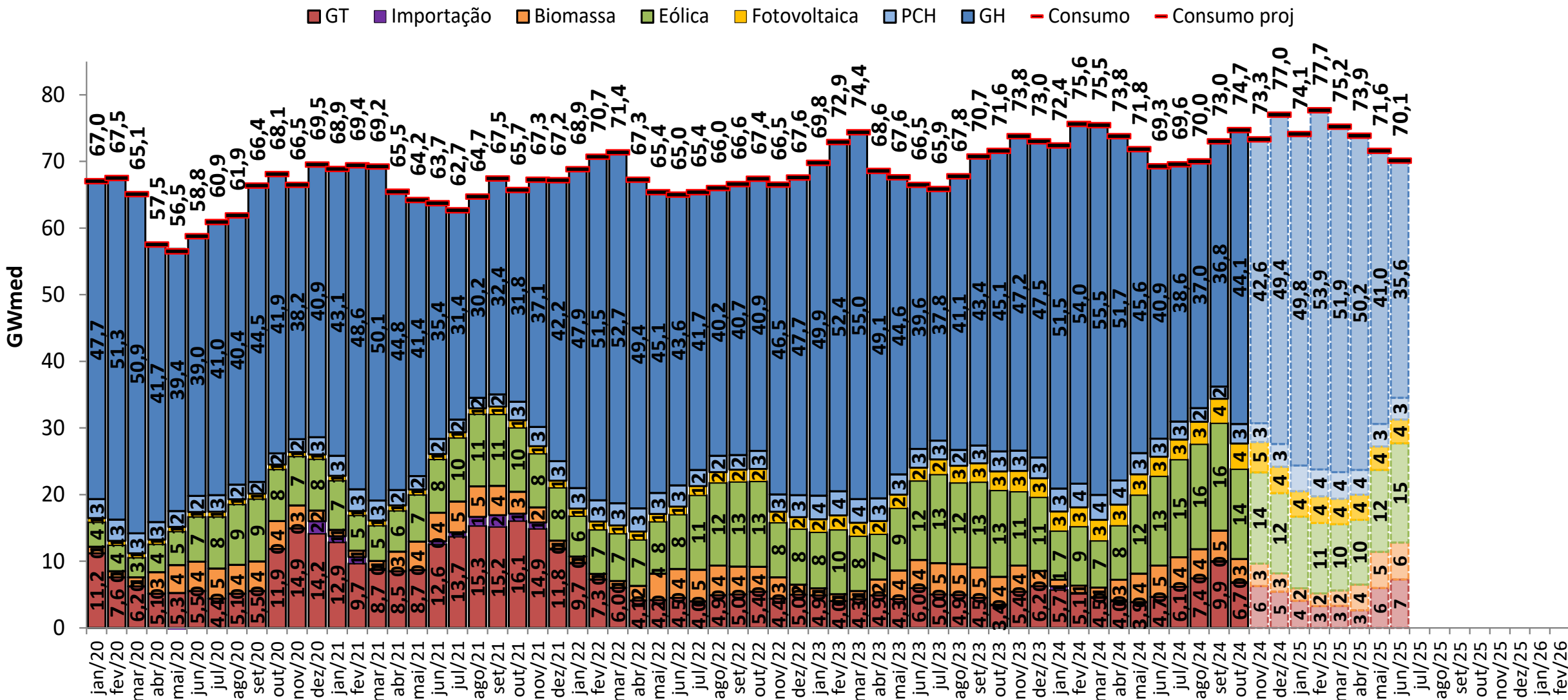


balanço operativo

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr

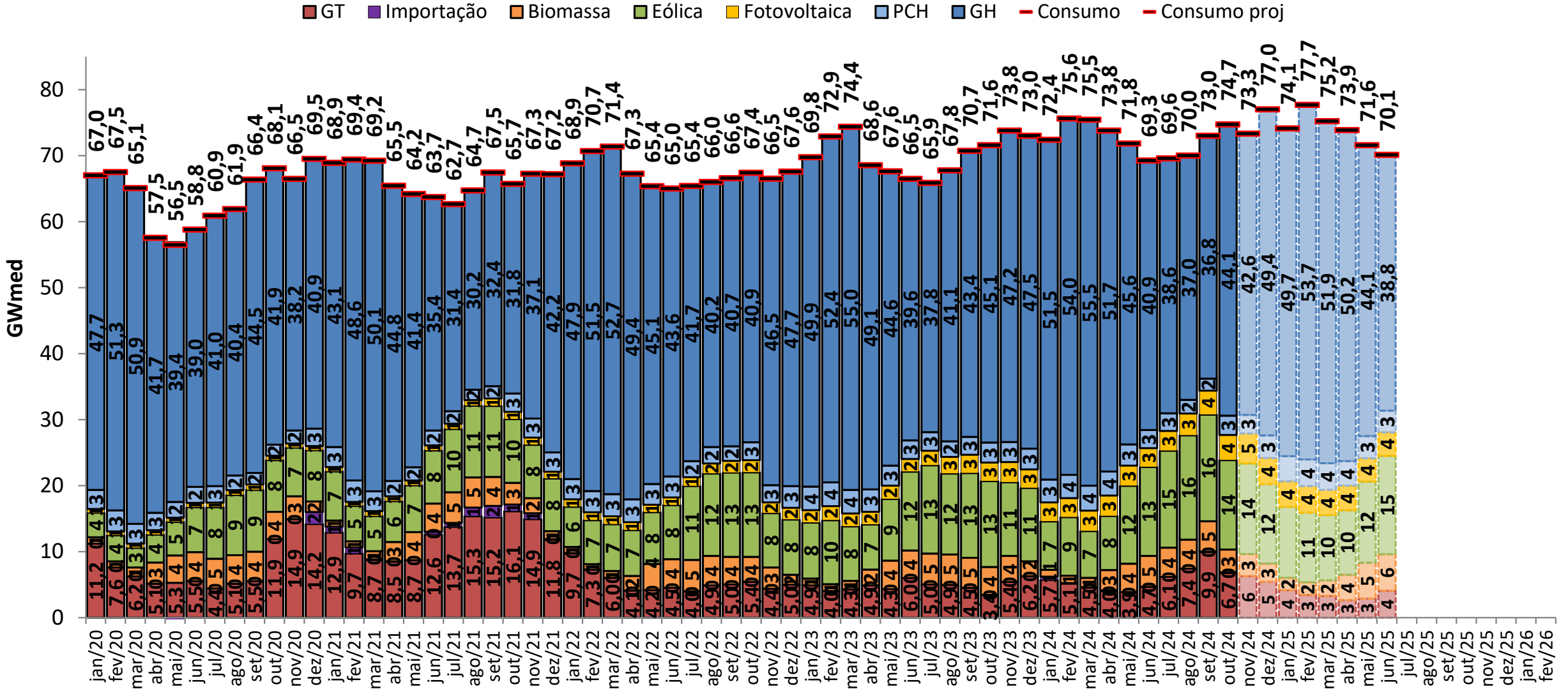






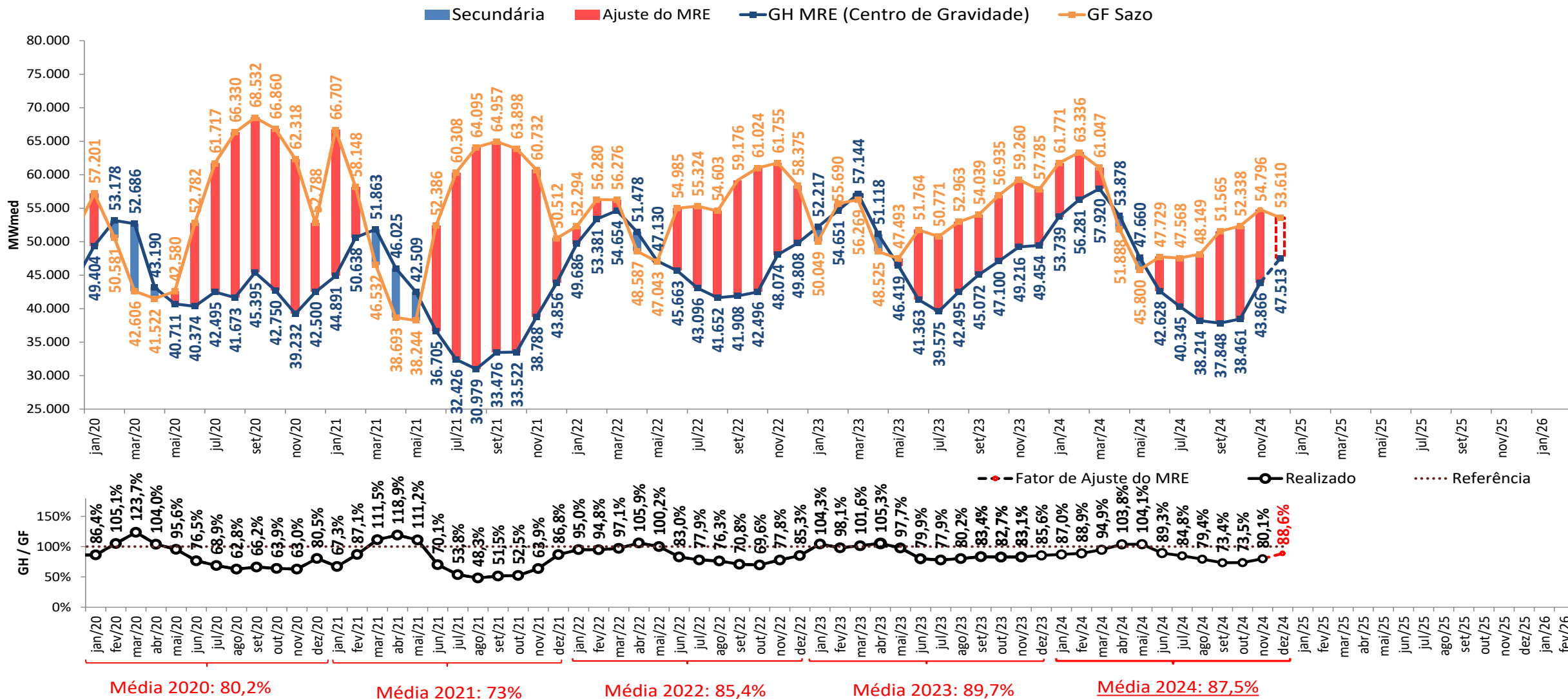
balanço operativo

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



projeção do MRE

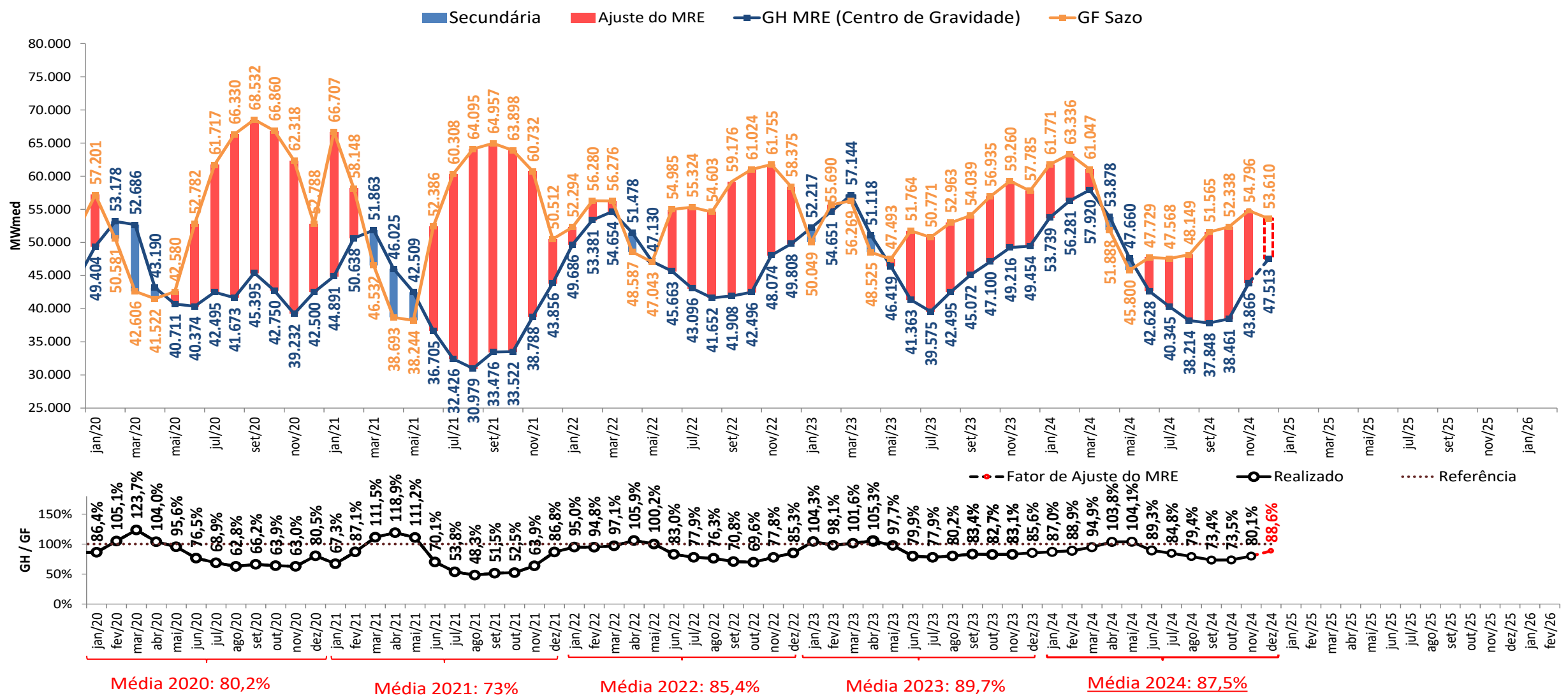
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



- A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

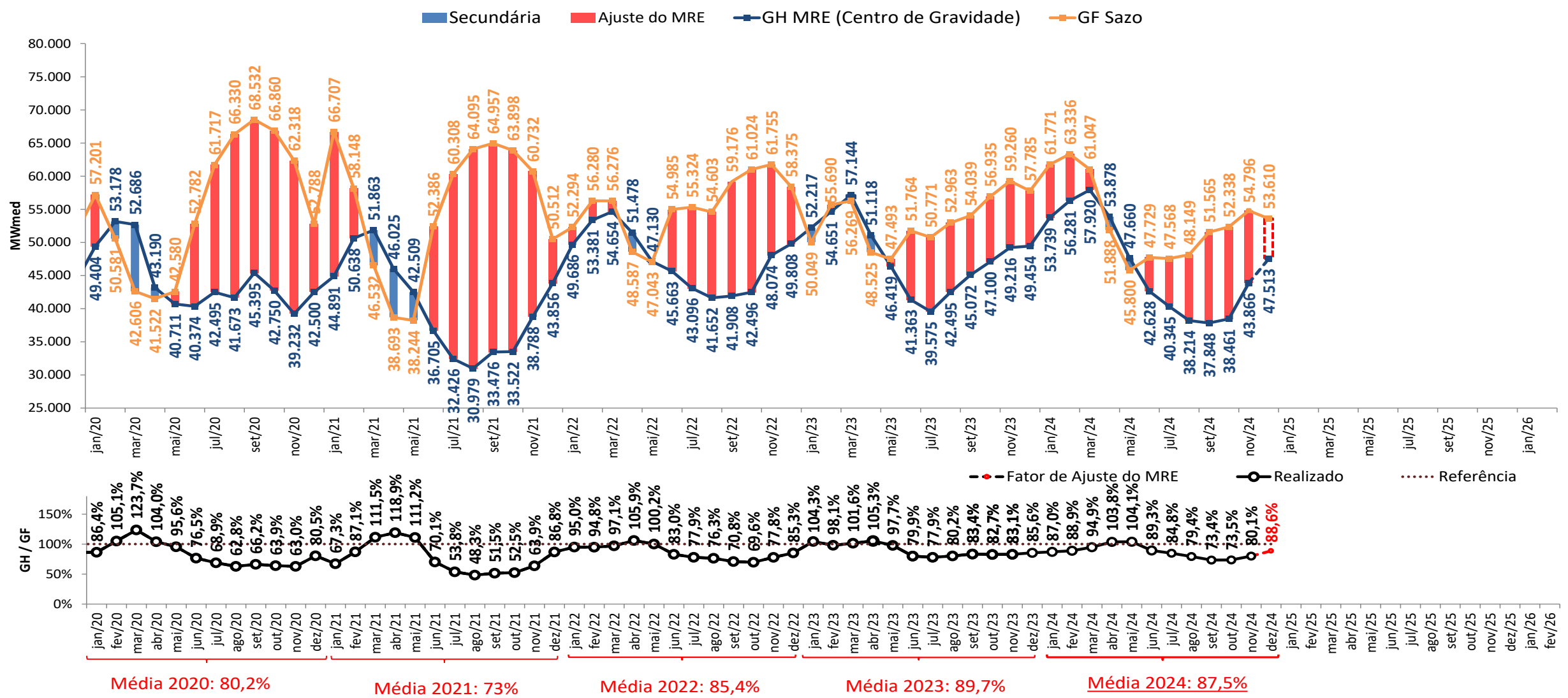
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



• A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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 SMAP2018, Carga PLAN - Hibr

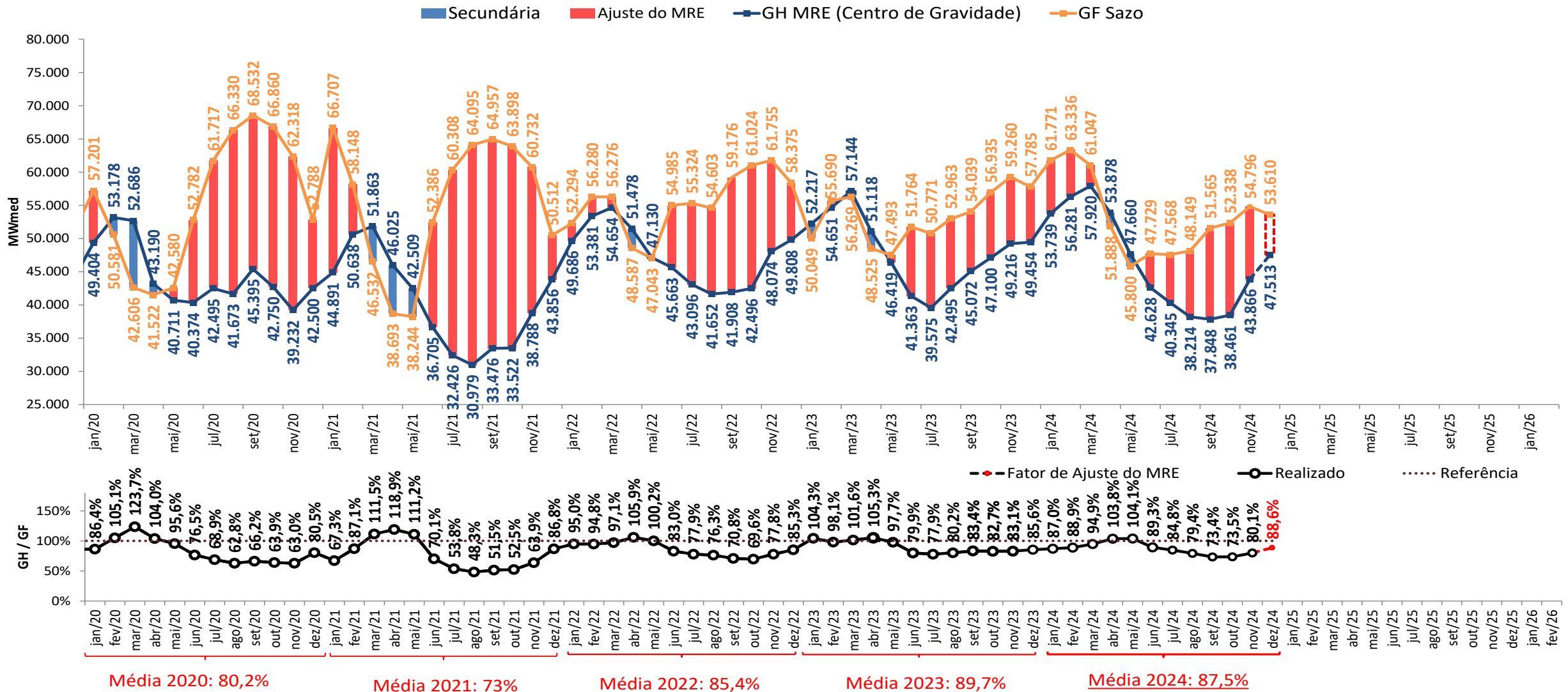


• A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

projeção do MRE



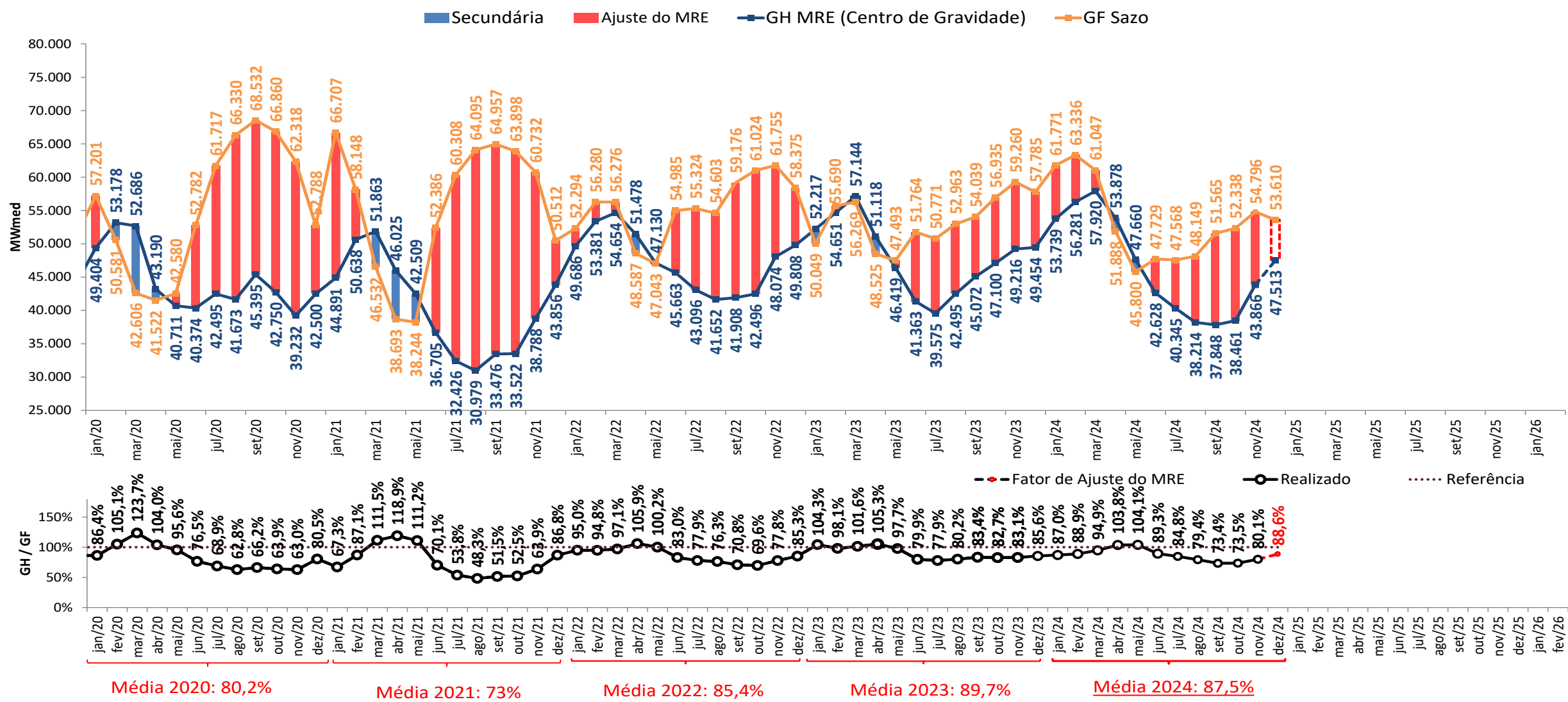
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



- A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

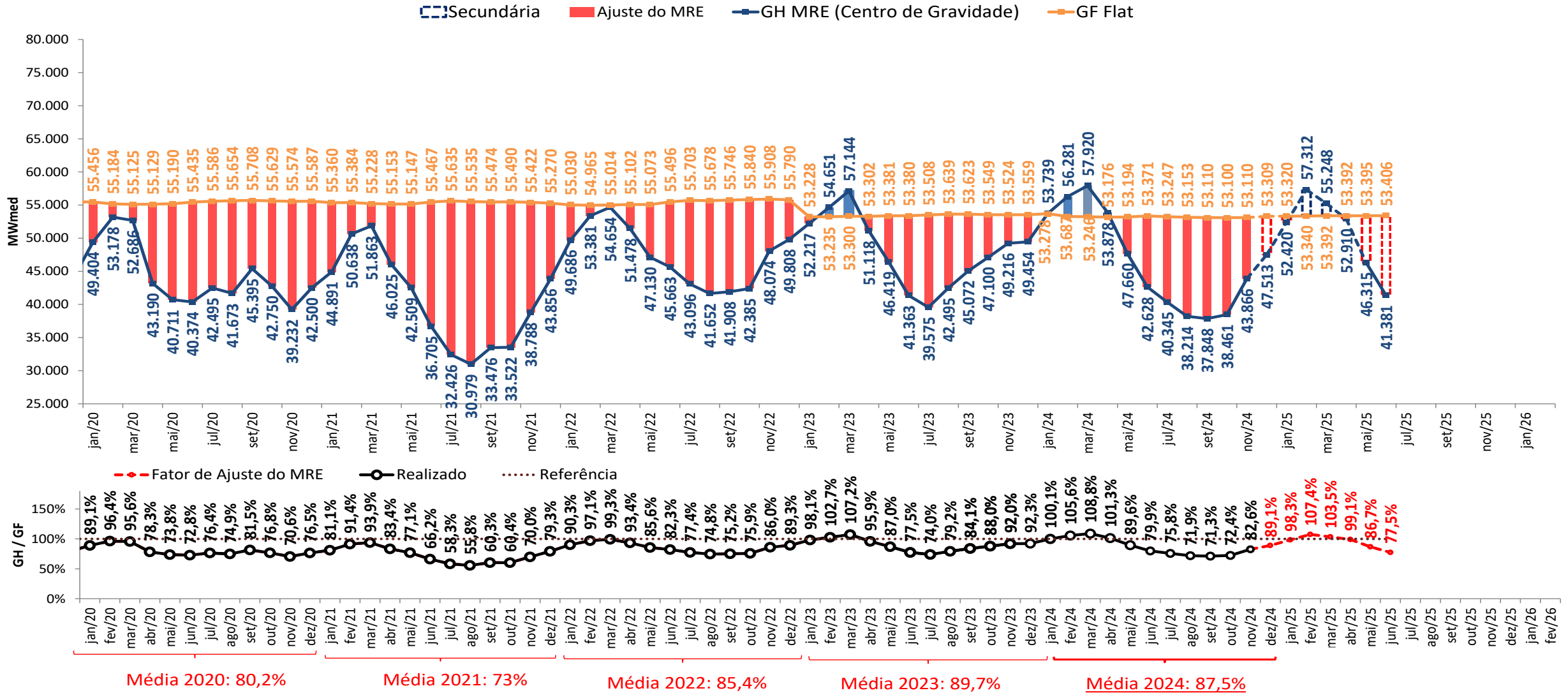
sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



• A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

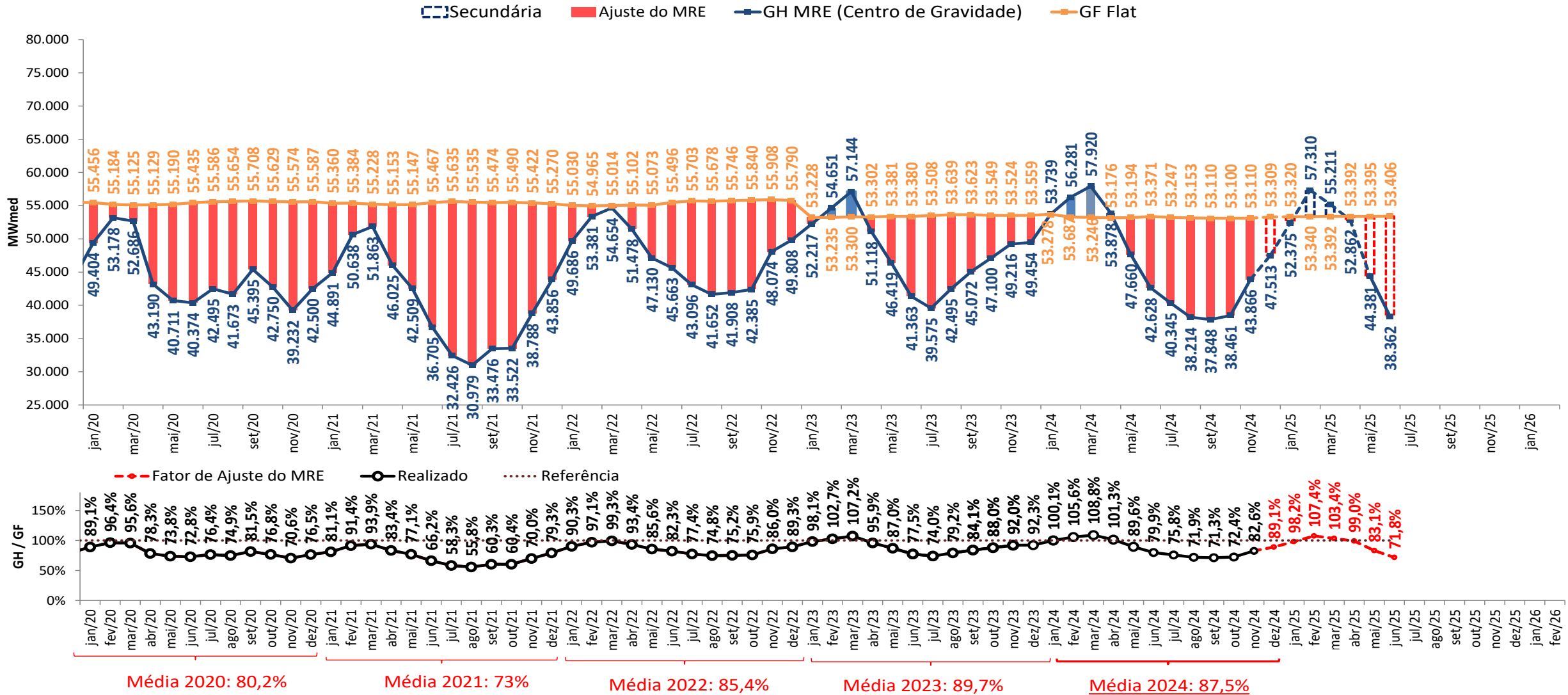
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



- A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

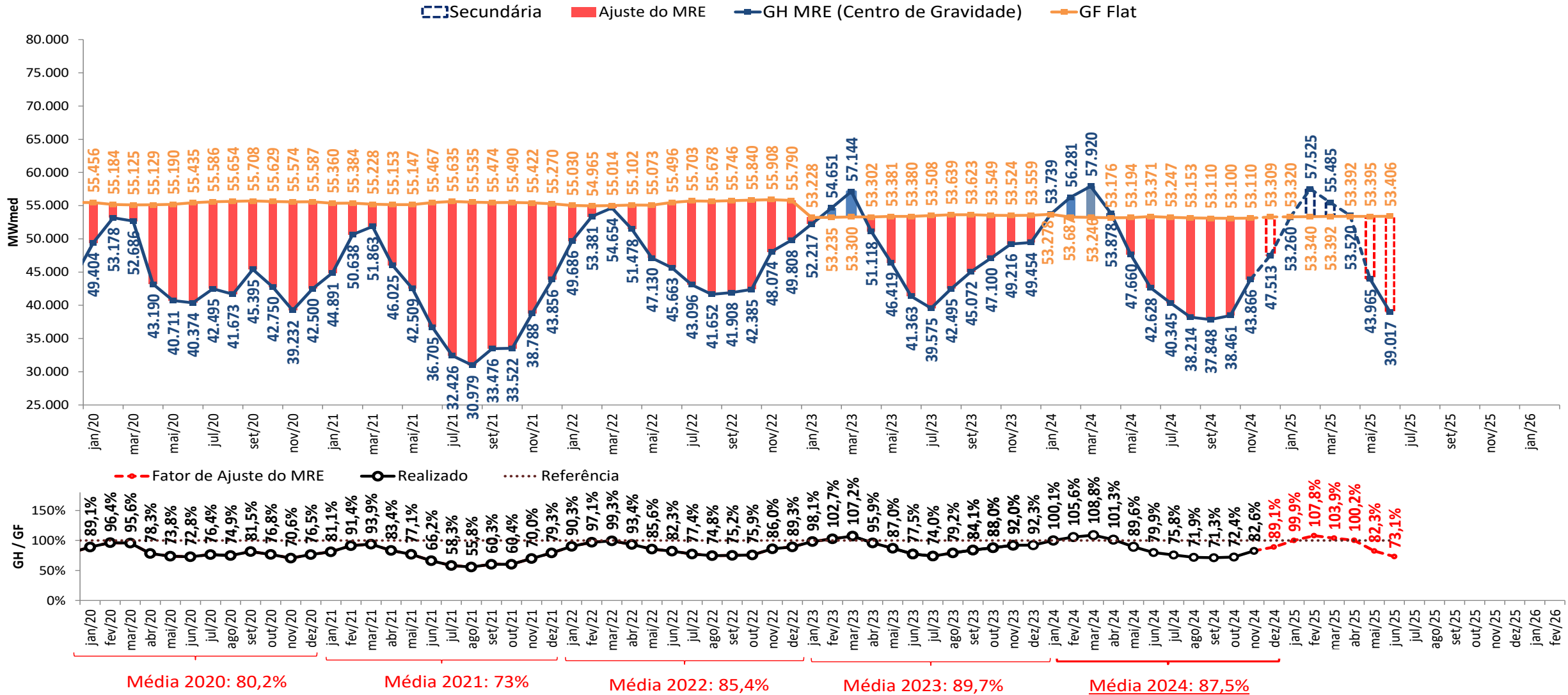
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



- A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

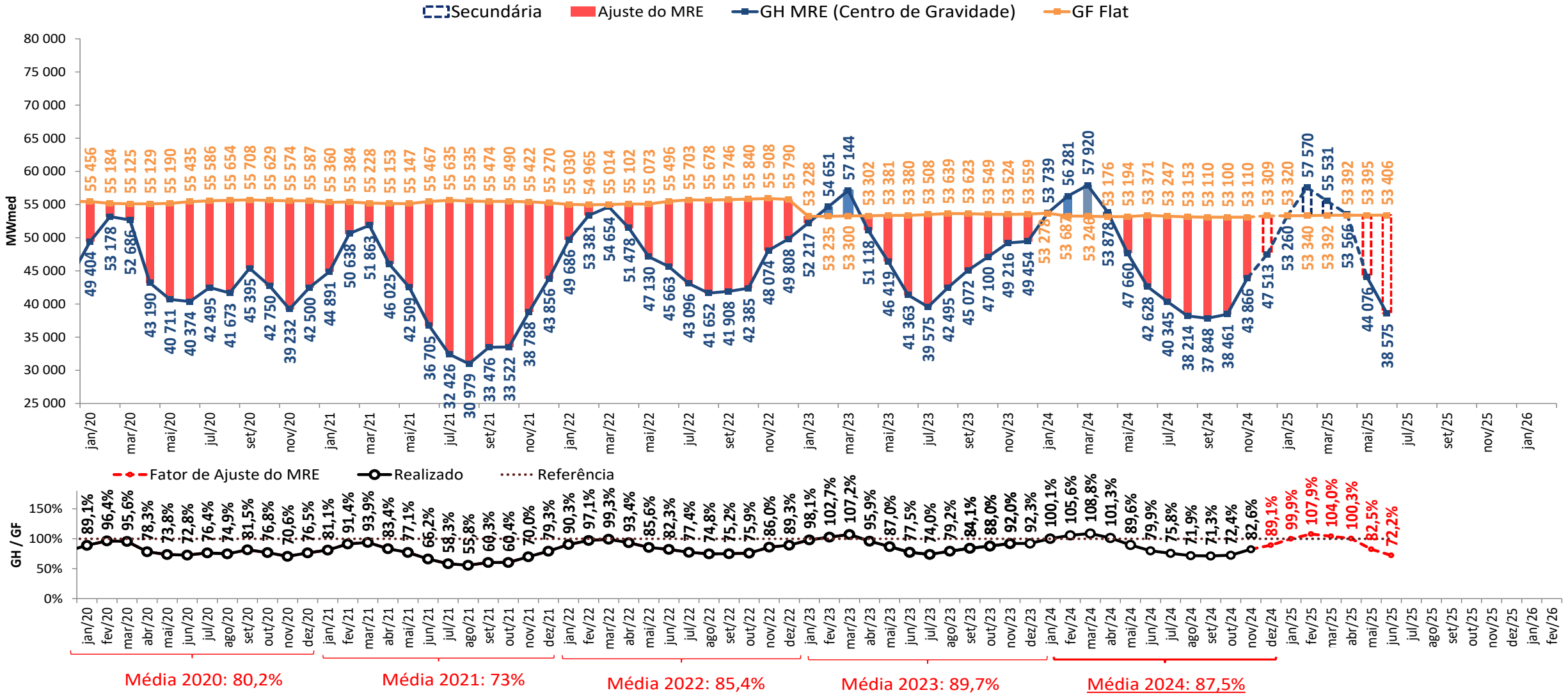
projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



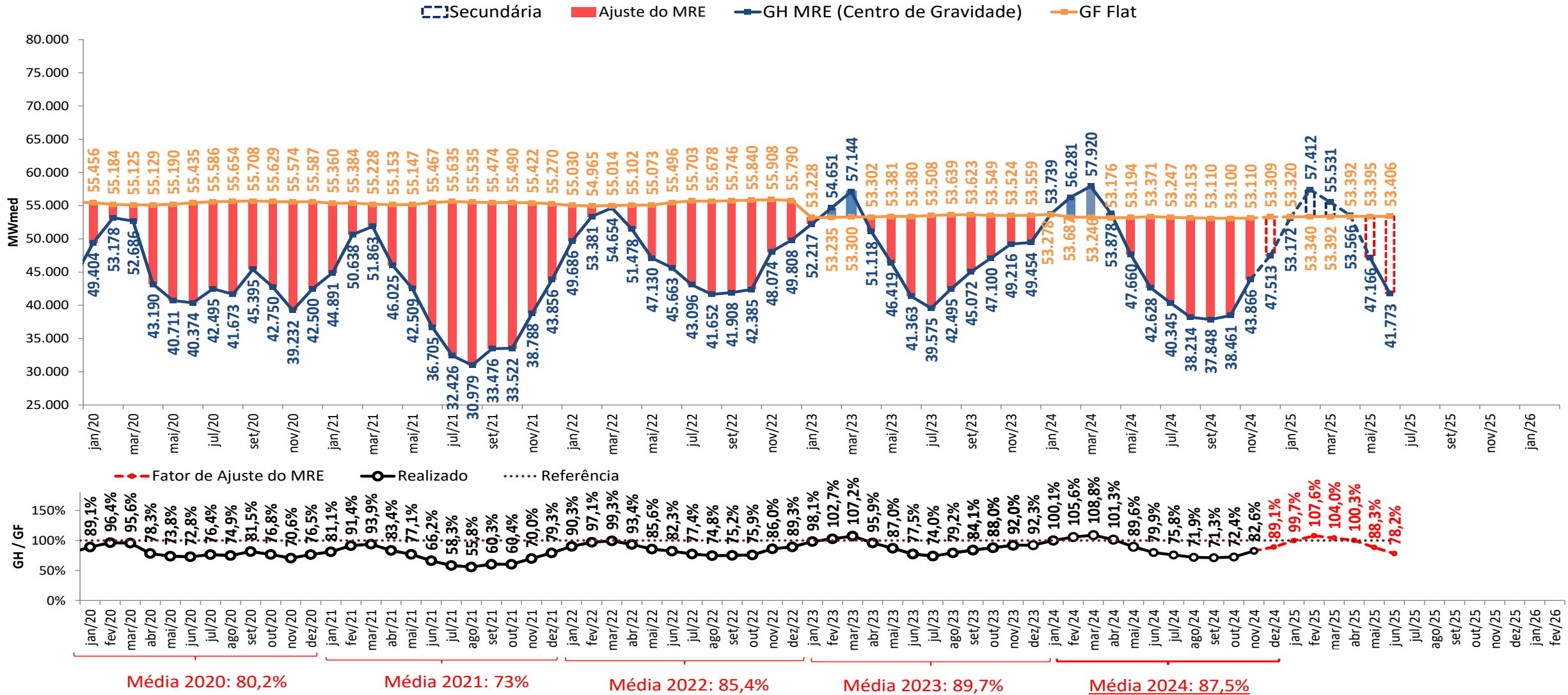
- A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD ([clique aqui para acessar](#))

projeção de MRE para fins de repactuação do risco hidrológico
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



• A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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 RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr

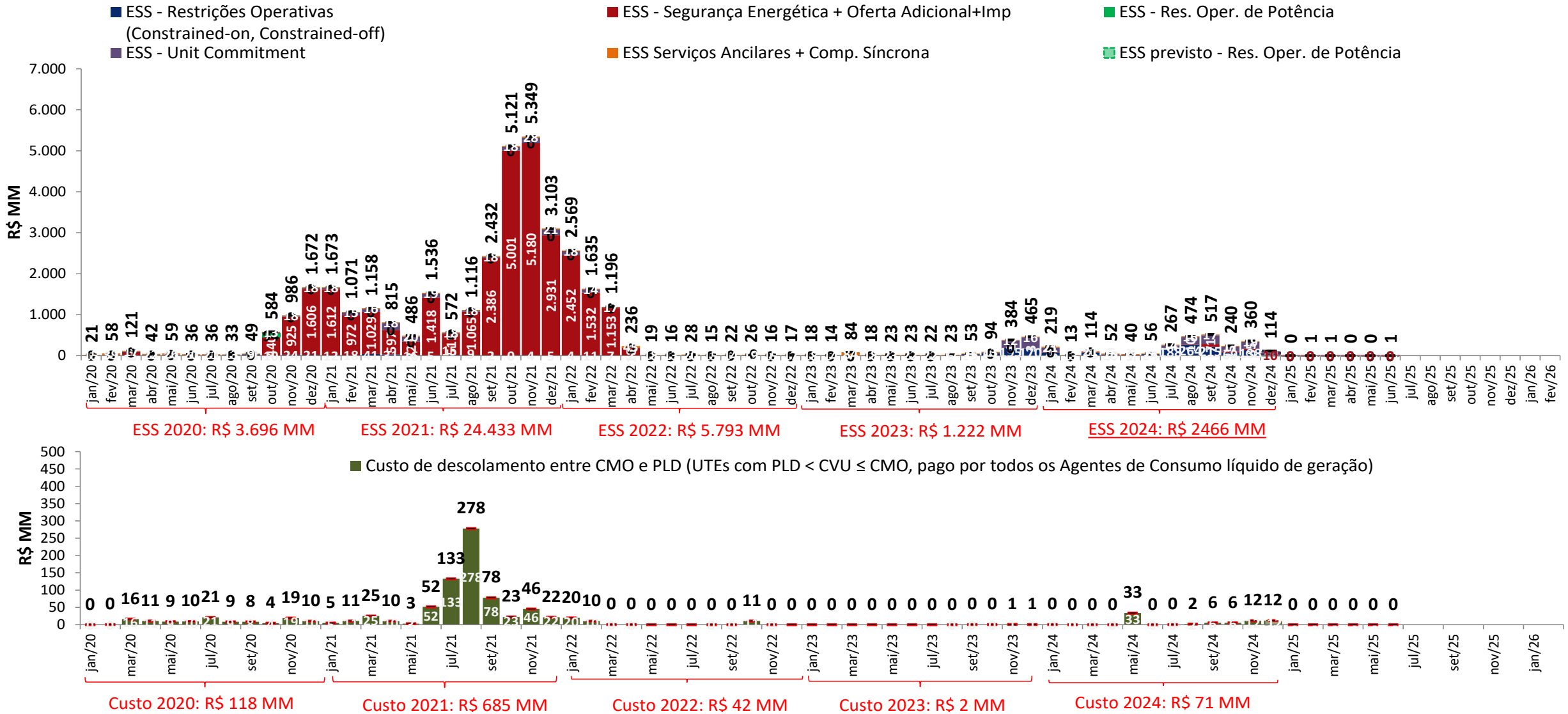


• A estimativa de GSF para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

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



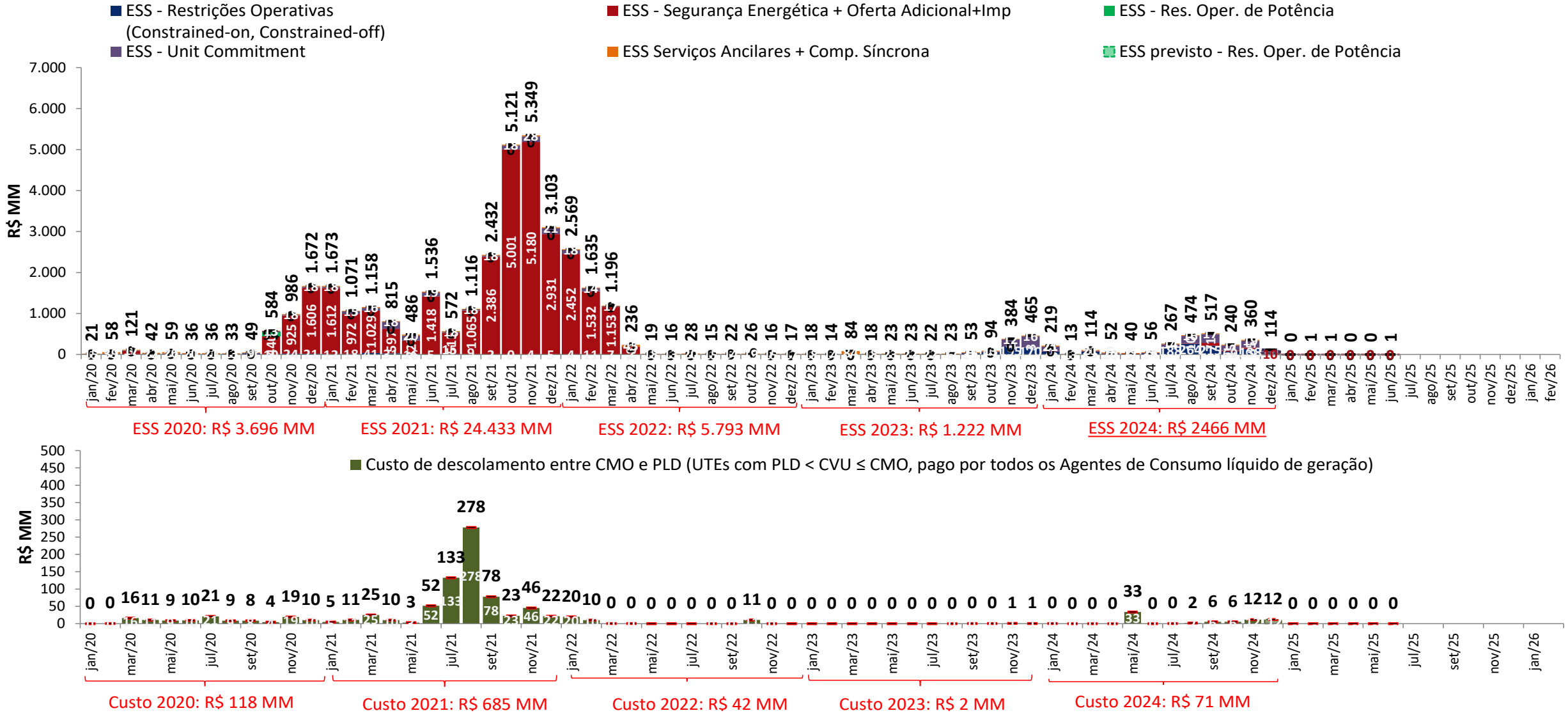
proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



• A estimativa de ESS para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

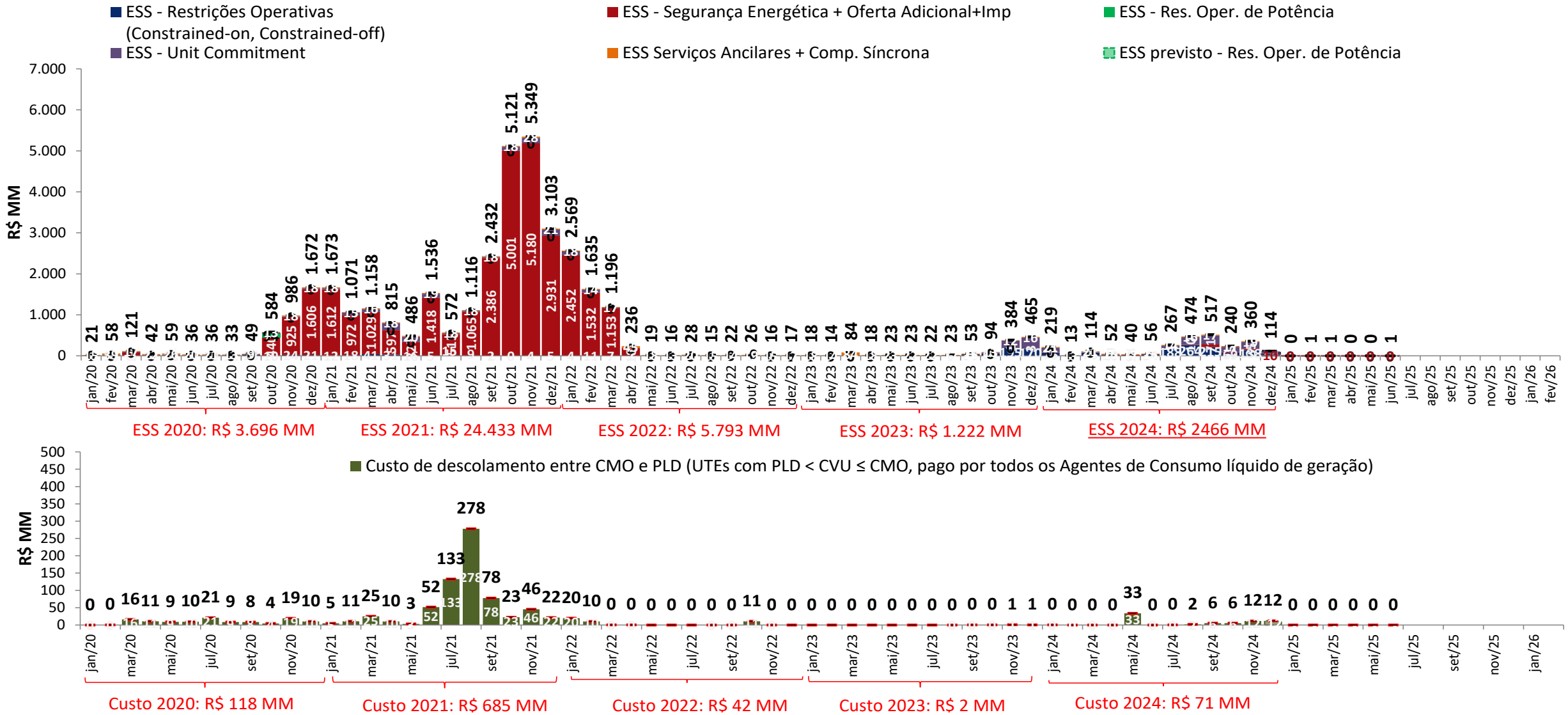
sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



• A estimativa de ESS para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

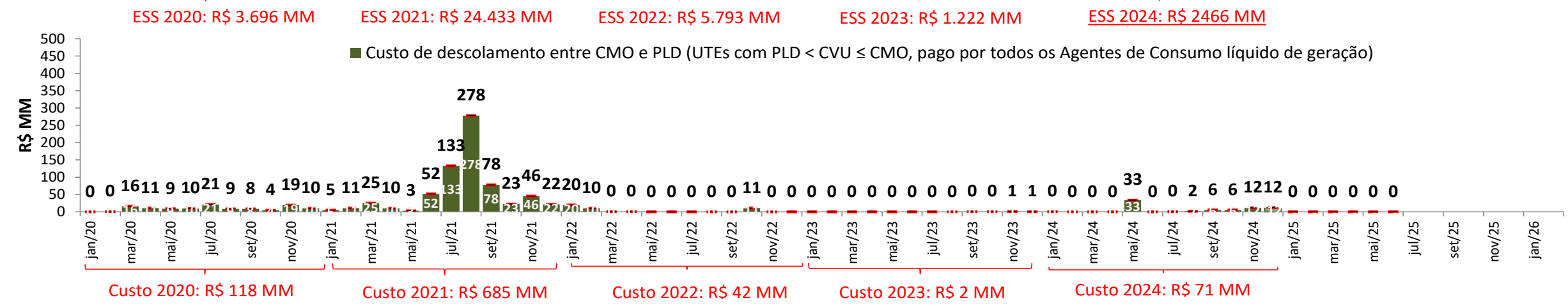
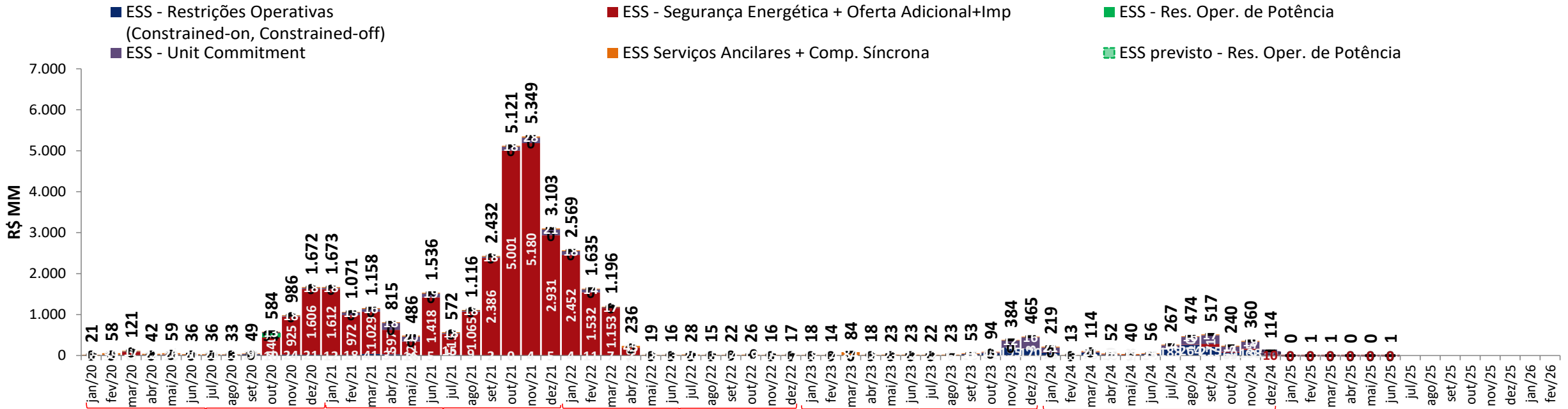
projeção de ESS e custos devido ao descolamento entre CMO e PLD

sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



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

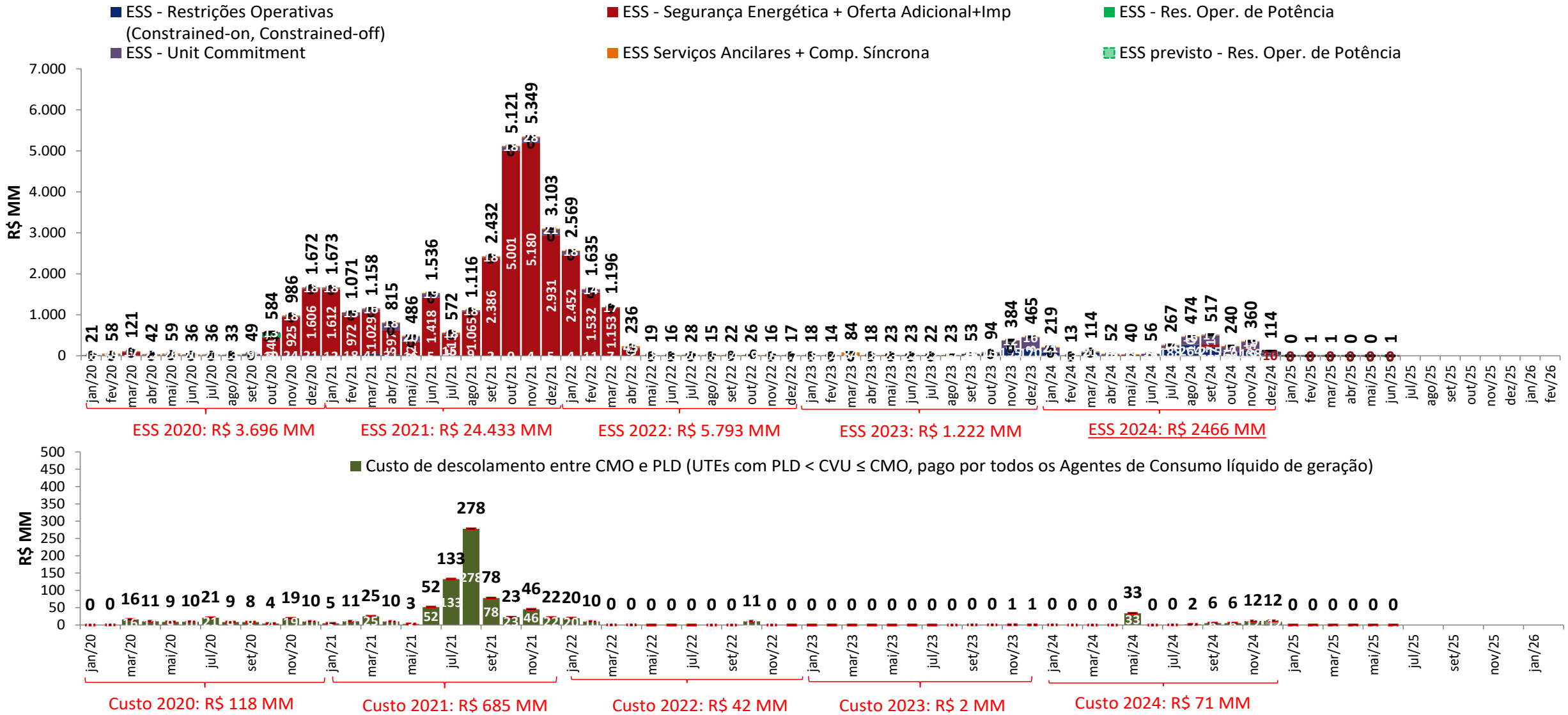
sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



• A estimativa de ESS para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 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

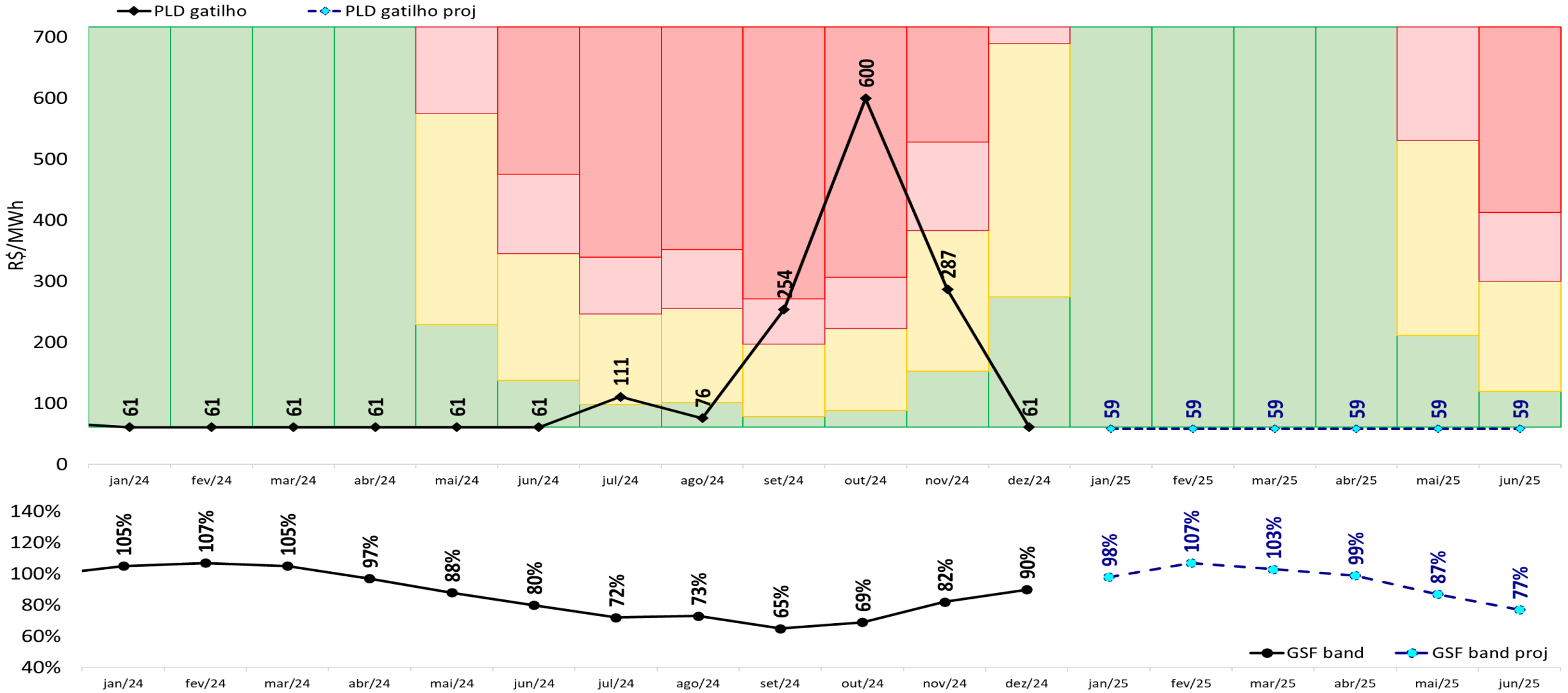
sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



• A estimativa de ESS para dezembro de 2024 apresentada foi elaborada no dia 16/12/2024 com base nos dados disponibilizados até este dia. Uma atualização semanal desta estimativa pode ser encontrada no boletim InfoPLD (clique [aqui](#) para acessar)

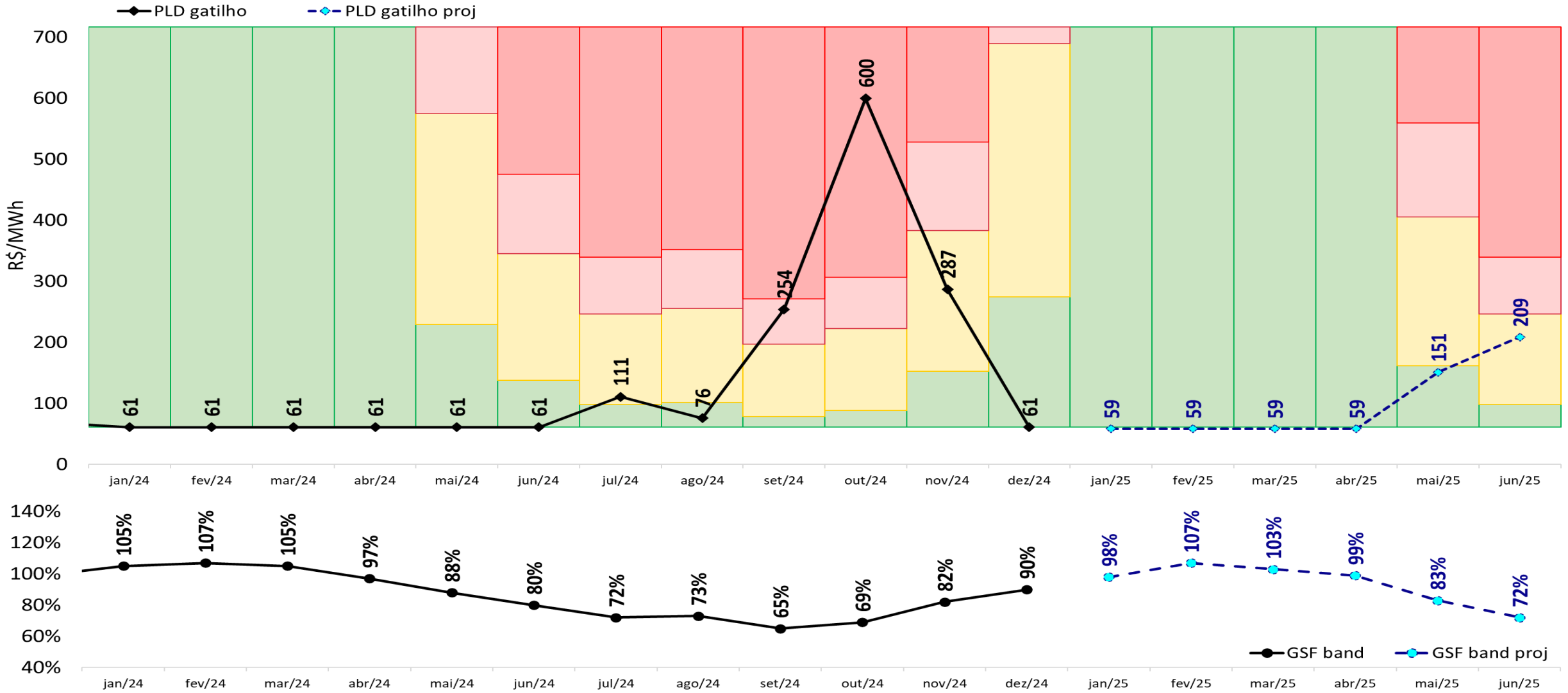
projeção da bandeira tarifária

proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - REE



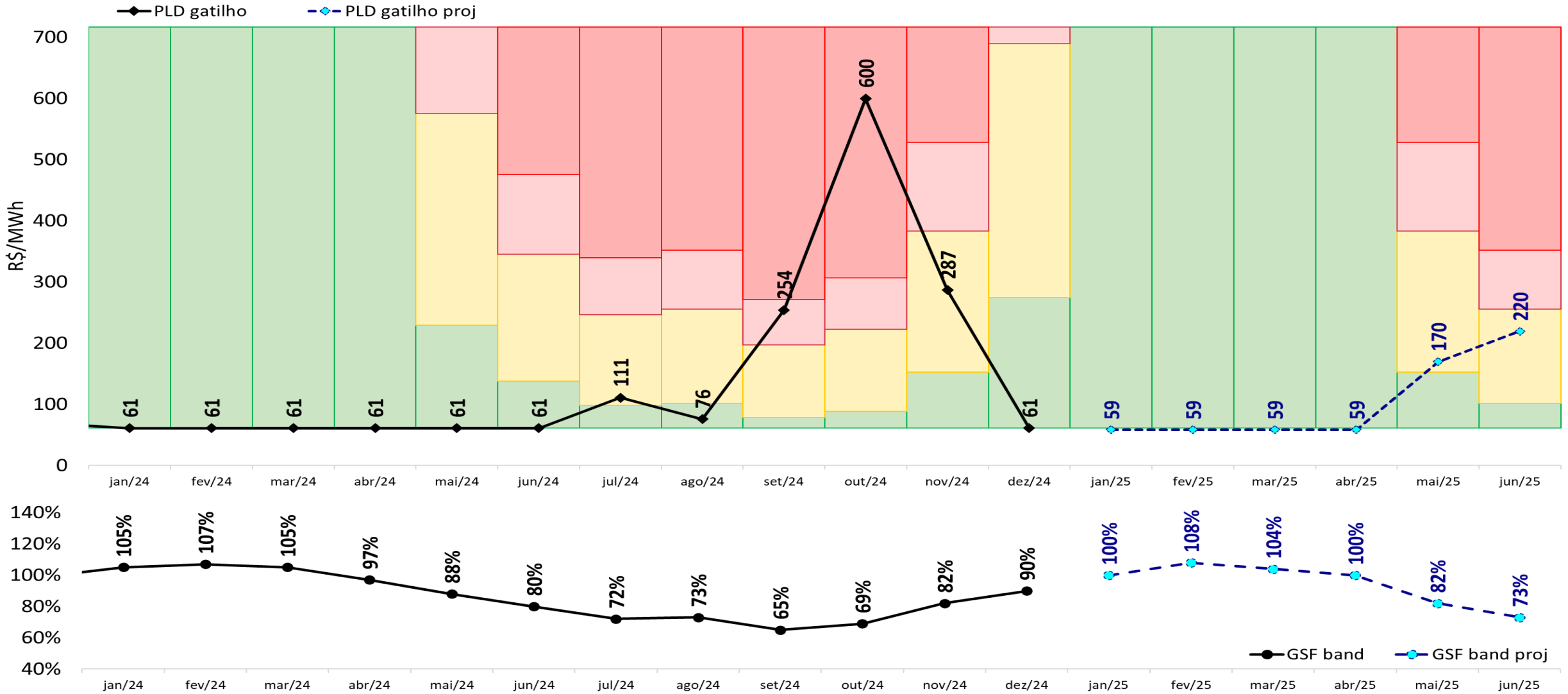
projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 1: proj. PLD SMAP2018, Carga PMO - Hibr



projeção da bandeira tarifária

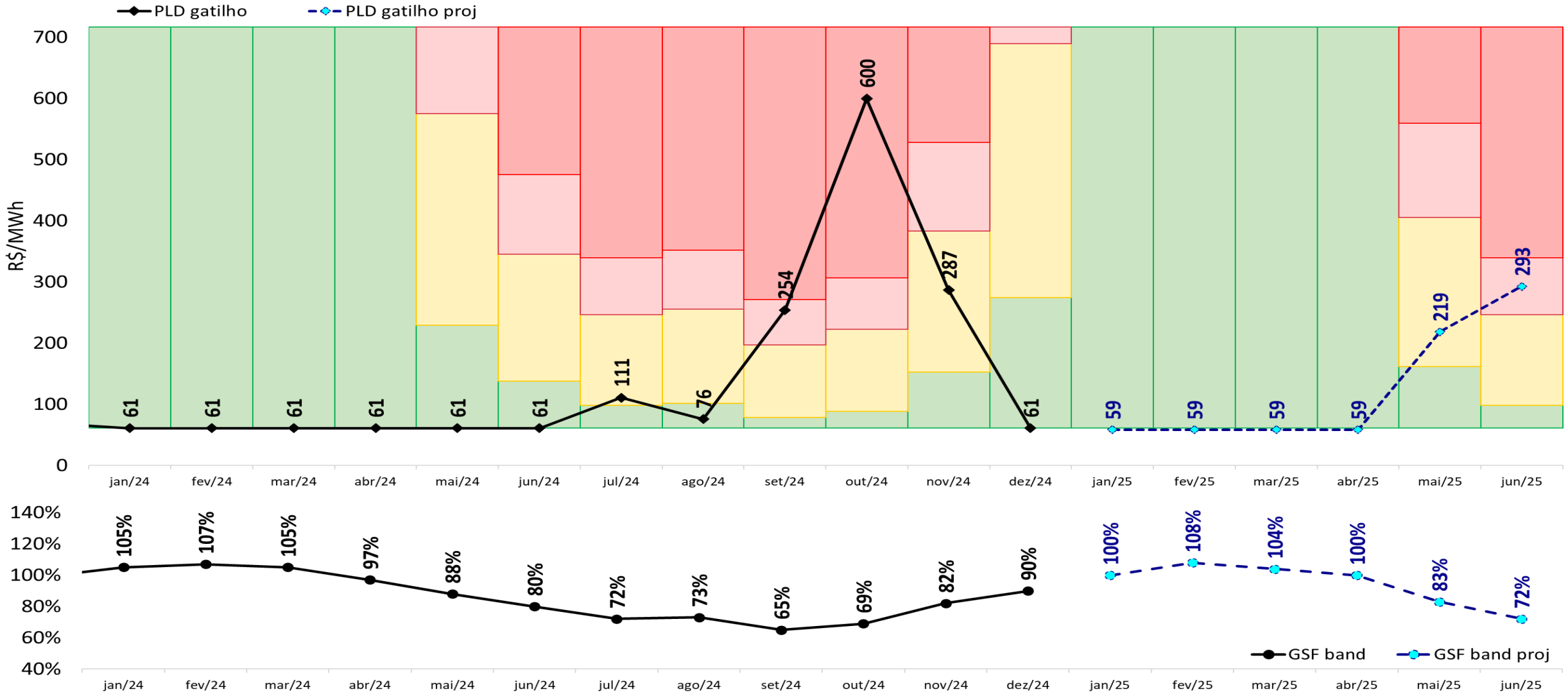
sensibilidade 2: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - Hibr



projeção da bandeira tarifária

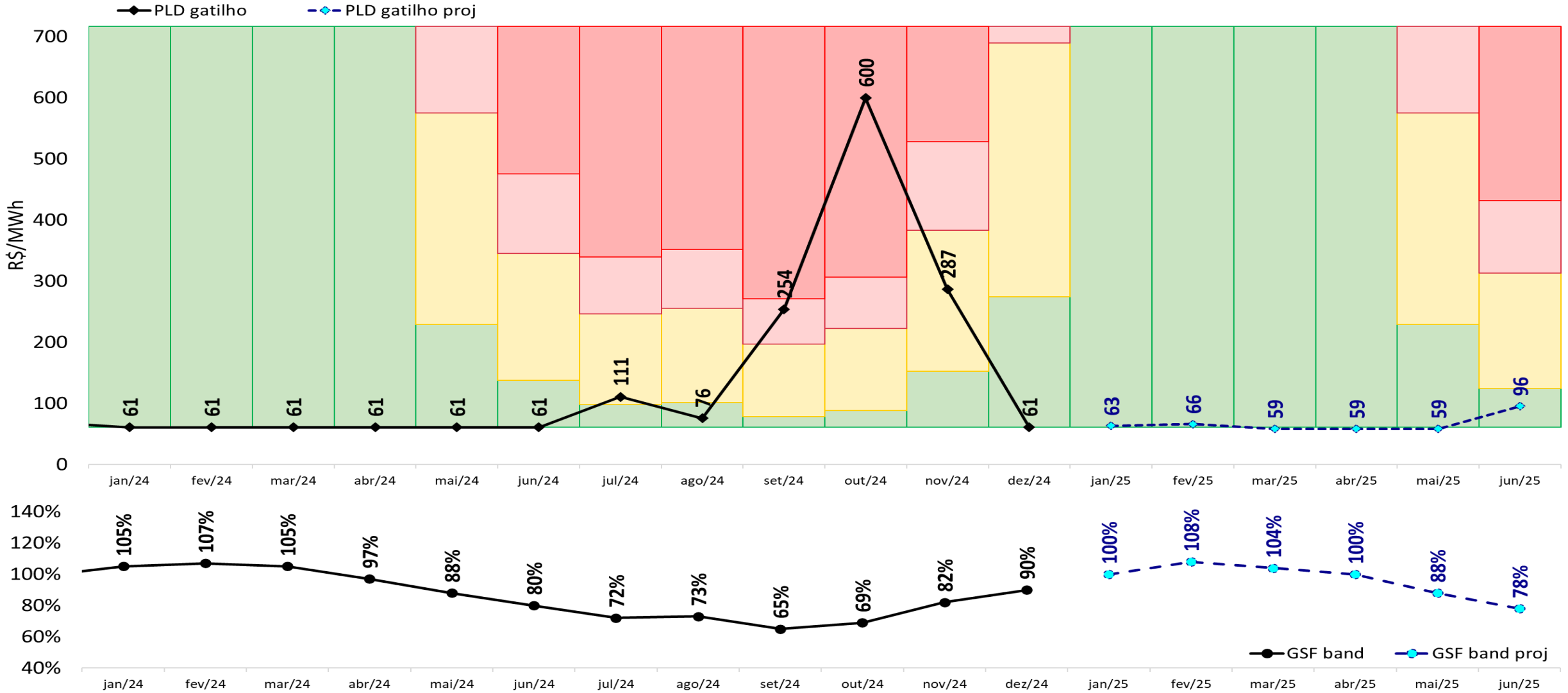


sensibilidade 3: proj. PLD SMAP2018, Carga PLAN - CVU Estrut. - Hibr



projeção da bandeira tarifária

sensibilidade 4: proj. PLD RNA, Carga PLAN, CVU Estrut. - Hibr



obrigado

gerência executiva de preços,
modelos e estudos energéticos
19/12/2024



ccee.org.br



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



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



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



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



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



ccee