

► Preço Horário

Gerência Executiva de Preços,
Modelos e Estudos Energéticos

08/04/2020



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



Aversão ao risco

CVaR e VMinOp (jan/2020)

Redução de geração térmica fora da ordem de mérito



Volatilidade

Tema priorizado na CPAMP para 2020

Reduzir as variações abruptas do PLD

Preço Horário

Implementação em janeiro de 2021

Maior granularidade temporal



1º semestre (2018 e 2019)

- ❑ Tendência de desacoplamento do PLD horário:
 - N: PLD mínimo em várias horas do dia
 - NE: PLD reduzido em função do excedente de geração do Norte e aumento quando da ocorrência de baixa geração eólica, descolando do PLD do Norte

2º semestre (2018 e 2019)

- ❑ Tendência de acoplamento do PLD horário entre todos os submercados
 - NE: em algumas horas do dia pode desacoplar para baixo, em razão de eventuais aumentos de geração eólica

Aspectos gerais

- As novas funcionalidades introduzidas pelo DESSEM na formação do PLD horário estão tendo um comportamento adequado
- O PLD horário tende a acompanhar o comportamento da carga líquida (com parte da carga já atendida pela geração inflexível e intermitente)
- **Restrições de segurança elétrica** associadas aos estudos de estabilidade dinâmica, **representação detalhada das usinas termelétricas** e **Unit Commitment das UTEs** estão funcionando bem



Início da operação sombra com a inclusão das funcionalidade :

- Restrição de segurança elétrica (LPP e Tabela)
- Ciclo combinado
- Trajetórias de acionamento e desligamento (rampas.dat)

Versão 17.4

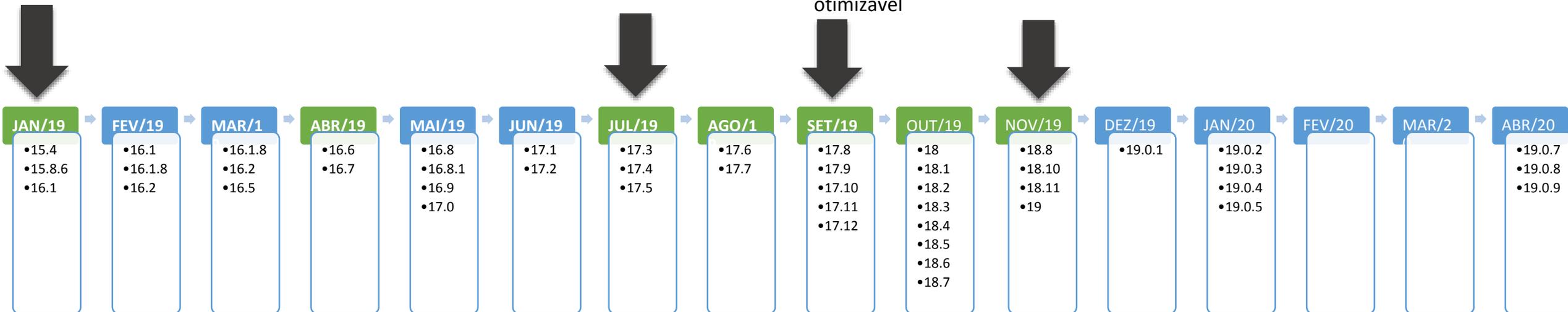
- Melhoria na montagem das restrições elétricas de segurança

Versão 17.10

- Corte do excesso de geração não otimizável

Versão 18.8

- Ajuste na titulação dos despachos das UTEs



Representação:

- Reserva de Potência de Intercâmbio (apenas no caso com rede elétrica)

Versão 17.2

- Restrições "soft" de variação das variáveis do problema - RIVAR

Representação para o caso sem rede:

- Reserva de Potência de Intercâmbio e aprimoramento das restrições de segurança do submercado Norte

Versão 18.2

- Engolimento máximo das usinas hidroelétricas

Desde o início da operação sombra houve **73** versões do DESSEM



Versão 19

Homologada para uso pelo Despacho ANEEL nº 3.310, 28 de nov. de 2019

Versão 19.0.2

Avaliada na 24ª Reunião da FT-DESSEM (10/jan/2020)

- ✓ Inconsistência no bloco DGBT (bloco que define os diferentes níveis de tensão presentes na rede elétrica).
- ✓ Adição de mensagem crítica quando não informado o CVU de uma unidade geradora térmica.
- ✗ Alguns casos com rede elétrica não foram executados com sucesso.

Versão 19.0.4

- ✓ Impressão do arquivo PDO_HIDR e PDO_OPER_RESPOTELET
- ✓ Montagem do link entre a rede elétrica e as usinas hidrelétricas: Passou-se a verificar se a unidade está de fato conectada a barra do elemento DUSI correspondente.

Versão 19.0.1

Validada em 30/dez/2019

- ✓ Nº máximo de linhas de transmissão (10 mil → 12 mil).
- ✓ Nº de linhas em uma equação de fluxo (20 → 100).
- ✓ Nº de barras em uma equação de fluxo (40 → 80).

Versão 19.0.3

Avaliada na 25ª Reunião da FT-DESSEM (17/jan/2020)

- ✓ Aprimoramento na consistência de dados do UCT.
- ✓ Correção na limitação de geração por engolimento máximo para restrição de reserva de potência operativa das UHEs.
- ✓ Correção do dimensionamento da variável auxiliar para a montagem das REs com participação de UELs.
- ✗ Ajuste na montagem de rampa de fluxo a partir do segundo período.
- ✗ Correção do problema de violação dos limites do RNE para as REs controladas por múltiplas tabelas.
- ✗ Violação de reserva de potência.

Versão 19.0.5 - Validada na 26ª Reunião da FT-DESSEM (29/jan/2020)

- ✓ Ajuste na montagem de rampa de fluxo a partir do segundo período.
- ✓ Correção do problema de violação dos limites do RNE para as REs controladas por múltiplas tabelas.
- ✓ Violação de reserva de potência.
- ✓ Alteração na Titulação das usinas e unidades térmicas.
- ✓ Usinas a GNL devem ser tituladas por ordem de mérito.
- ✓ Usinas com CVU nulo devem ser tituladas como inflexibilidade.
- ✓ A inflexibilidade da usina deve ser a soma da geração das unidades acionadas para atender a geração mínima da usina.

Versão 19.0.8

- ✓ Criação de dois arquivos de saída: PDO_OPER_CONTR e PDO_OPER_TERM, imprimindo os custos marginais dos contratos de importação de energia; e geração e custos marginais por unidade térmica, respectivamente.

Ofício nº10/2020 – SRG/ANEEL – 07/fev/2020

Autorizou o uso da versão 19.0.5 do modelo DESSEM (aprovada no âmbito da FT-DESSEM), por se tratar de ajustes e correções ao modelo, sem aprimoramentos metodológicos ou alterações de parâmetros.

Versão 19.0.7

- ✓ Críticas referentes ao problema de UCT;
- ✓ Tratamento da alocação de carga numa ilha;
- ✓ Impressão do registro FP;
- ✓ Impressão do arquivo de CMO por área;
- ✓ Verificação de data para restrições;
- ✓ Críticas referentes ao problema de UCT;
- ✓ Limite de restrição elétrica controladora na Função Linear por Parte (LPP).

Versão 19.0.9 - Validada na 27ª Reunião da FT-DESSEM (previsão de abertura 09/abr/2020)

- ✓ Inserção da data dos casos nos relatório de saída dos arquivos PDO_OPER_CONTR e PDO_OPER_TERM
- ✓ Correção da impressão do tempo computacional

OBS - Novas versões do modelo DESSEM que não correspondam a alterações em parâmetros e metodologias, e que não impactem as funcionalidades já aprovadas, poderão ser tratadas dentro de um rito expedito, o qual deverá ser incluído no âmbito do Comitê Técnico PMO/PLD. Este processo deverá ser conduzido com a devida transparência e participação dos agentes, bem como com posterior comunicação formal a ANEEL.





Eletrobras
Cepel

**Análise dos CMOs para o caso
DESSEM do dia 07/01/2020**

**André Luiz Diniz / Equipe DESSEM
8ª Reunião do Preço Horário – 08/04/2020**

- 1. Ocorrência questionada em relação aos custos marginais de operação (CMOs)**
- 2. Análise da operação**
- 3. Análise do Valor de CMO**
- 4. Conclusões**

Ocorrência Questionada em relação aos CMOs

Variação Brusca nos CMOs do submercado NE

- Houve um acréscimo no CMO do submercado N nos períodos 43 a 48 (6 intervalos de meia hora)
- Este acréscimo foi verificado **apenas no submercado NE**

“pdo_cmosist.dat”

Variação temporal do CMO no submercado NE

IPER	Pat	Sist	Cmo \$/MWH	Demanda MW	Perdas MW
41	MEDIA	NE	384,85	10998,97	-
42	MEDIA	NE	385,65	11166,39	-
43	MEDIA	NE	522,19	11515,41	-
44	MEDIA	NE	522,17	11713,03	-
45	MEDIA	NE	522,18	11720,31	-
46	MEDIA	NE	522,12	11615,69	-
47	MEDIA	NE	522,1	11466,06	-
48	MEDIA	NE	522,07	11289,34	-
49	LEVE	NE	366,45	10238	-
50	MEDIA	NE	374,92	10812	-
51	PESADA	NE	381,39	11139	-
52	MEDIA	NE	374,16	11175	-

Comparação com o CMO de outros submercados

IPER	Pat	Sist	Cmo \$/MWH	Demanda MW
43	MEDIA	SE	386,38	43994,55
43	MEDIA	S	386,38	13969,93
43	MEDIA	NE	522,19	11515,41
43	MEDIA	N	386,38	5814,71
43	MEDIA	FC	386,38	0
44	MEDIA	SE	385,55	43476,19
44	MEDIA	S	385,55	13919,74
44	MEDIA	NE	522,17	11713,03
44	MEDIA	N	385,55	5885,69
44	MEDIA	FC	385,55	0
45	MEDIA	SE	381,69	42254,44
45	MEDIA	S	381,69	13689,84
45	MEDIA	NE	522,18	11720,31
45	MEDIA	N	381,69	5928,14
45	MEDIA	FC	381,69	0
46	MEDIA	SE	378,22	41350,24
46	MEDIA	S	378,22	13425,78
46	MEDIA	NE	522,19	11615,69
46	MEDIA	N	378,22	5930,37
46	MEDIA	FC	378,22	0
47	MEDIA	SE	373,04	39745,15
47	MEDIA	S	373,04	12943,22
47	MEDIA	NE	522,1	11466,06
47	MEDIA	N	373,04	5913,28
47	MEDIA	FC	373,04	0
48	MEDIA	SE	370,78	38362,03
48	MEDIA	S	370,78	12470,52
48	MEDIA	NE	522,07	11289,34
48	MEDIA	N	370,78	5860,25
48	MEDIA	FC	370,78	0

1) Recebimento máximo do NE nos períodos 43 a 48 foi atingido

- Não é possível o NE receber energia vindo de outros submercados, devido à restrição Elétrica RE (403), que é controlada por uma restrição por tabela RESTSEG (nº 1) e uma restrição LPP (nº 1)

"pdo_restoper.dat"

IPER	Pat	IUSI	Nome	Sist	Tipo	Cod	Num	Fator	Linf	Valor	Lsup	Multipl
43	MEDIA	6	INTE-NE-SE		INTE	RE	403	-1.00	-	0	-	135,811
43	MEDIA	6	INTE-SE-NE		INTE	RE	403	1.00	-	0	-	135,811
43	MEDIA	3	INTE-NE-FC		INTE	RE	403	-1.00	-	0	-	135,811
43	MEDIA	3	INTE-FC-NE		INTE	RE	403	1.00	-	4.403,01	-	135,811

- O multiplicador da restrição indica o benefício no alívio dessa restrição, e **é consequência (e não causa)** da diferença de CMO entre os dois submercados:

$$522,19\$/MWh \text{ (CMO NE)} - 386,38 \text{ \$/MWh (CMO outros submercados)} = \$135,81$$

2) As usinas hidrelétricas do submercado NE estão na geração máxima nos períodos 43 a 48

- **ITAPARICA:** Restrição de turbinamento máximo de 900 m³/s atingida (RE 99207)
- **MOXOTÓ:** Restrição de turbinamento máximo de 0 m³/s atingida (RE 99209)
- **P. AFONSO 123 e P.AFONSO 4:** Usinas a fio d'água, que estão turbinando todo a vazão de água afluyente
(o modelo optou pela geração em P. Afonso 4)
- **XINGÓ:** Turbinamento máximo (fixo) em 800m³/s



3) Todas as usinas térmicas acima do CMO estão desligadas, e todas abaixo do CMO estão na geração máxima

"operut.dat"

UTES do NE no máximo

IPER	Pat	USIT	Nome	Sist	Geracao MW	GMax MW

43	MEDIA	147	PROSPERIDADE	NE	27,9	27,9
43	MEDIA	109	ALTOS	NE	0	0
43	MEDIA	111	ARACATI	NE	0	0
43	MEDIA	113	BATURITE	NE	0	0
43	MEDIA	117	CAMPO MAIOR	NE	0	0
43	MEDIA	119	CAUCAIA	NE	0	0
43	MEDIA	121	CRATO	NE	0	0
43	MEDIA	125	ENGUIA PECEM	NE	0	0
43	MEDIA	74	FAFEN	NE	20	20
43	MEDIA	42	FORTALEZA	NE	0	0
43	MEDIA	127	IGUATU	NE	0	0
43	MEDIA	133	JUAZEIRO N	NE	0	0
43	MEDIA	135	MARAMBAIA	NE	0	0
43	MEDIA	138	NAZARIA	NE	0	0
43	MEDIA	167	P, PECEM I	NE	720	720
43	MEDIA	163	P, PECEM II	NE	365	365
43	MEDIA	221	SYKUE I	NE	24	24
43	MEDIA	43	TERMOBAHIA	NE	160	160
43	MEDIA	58	TERMOCEARA	NE	0	0
43	MEDIA	96	TERMOPE	NE	533	533
43	MEDIA	83	VALE DO ACU	NE	155	155

UTES do NE com geração nula

USIT	Nome	Sist	Geracao MW	GMax MW	CustoLinear \$/ (MWh)

112	BAHIA I	NE	0	28	729,37
166	CAMACARI PI	NE	0	100	1165,8
52	CAMPINA GDE	NE	0	169	720,77
53	GLOBAL I	NE	0	132	817,35
55	GLOBAL II	NE	0	132	817,35
57	MARACANAU I	NE	0	142	698,24
164	MURICY	NE	0	130	1165,8
160	PAU FERRO I	NE	0	94	1378,14
98	PERNAMBUCO III	NE	0	174	616,83
144	PETROLINA	NE	0	132	1279,05
151	POTIGUAR	NE	0	53	1221,88
161	POTIGUAR III	NE	0	55	1221,87
170	SUAPE II	NE	0	336	730,11
152	TERMOCEARA	NE	0	49	712,04
159	TERMOCEARA	NE	0	143	1378,14
67	TERMOCEARA	NE	0	156	716,62
69	TERMOCEARA	NE	0	156	716,62
73	GERAMAR I	N	0	159	720,74
70	GERAMAR II	N	0	159	720,74
60	NORTEFLU	SE	725	826	0,00 (RE 813 no limite)

Como o NE atende a sua demanda?

- **A usina de Itaparica necessita defluir água há 3 horas atrás (períodos 37 a 42), para que esta chegue à usina de P. Afonso 4, cujo tempo de viagem é de 3 horas**

Tempo de Viagem de Itaparica até Moxotó: 3 horas (registro TV)
Tempo de Viagem de Moxotó até P. Afonso 4: 0h

- Devido à restrição de tubinamento máximo, esta defluência de Itaparica se dá por VERTIMENTO, e não por turbinamento
- Os únicos períodos onde há vertimento em Itaparica são os períodos 37 a 4
- **Um aumento de demanda nos períodos 37 a 43 provoca perda de água em Itaparica, que é utilizada somente para geração em P. Afonso IV (e não na própria usina de Itaparica e em Moxotó)**

IPER	IPAT	USIH	NomeUsih	NomeSis	VutilInic (hm3)	VutilInic (%)	VutilFim (%)	Qtur (m3/s)	Qver (m3/s)	Vver (hm3)	Q (m)
1	1	172	ITAPARICA	NE	1255,3	35,38	35,38	800	0	0	
2	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	35,38	800	0	0	
3	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	35,38	800	0	0	
4	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	35,37	800	0	0	
5	1	172	ITAPARICA	NE	1255,1	35,37	35,37	800	0	0	
6	1	172	ITAPARICA	NE	1255,1	35,37	35,37	800	0	0	
7	1	172	ITAPARICA	NE	1255	35,37	35,37	800	0	0	
8	1	172	ITAPARICA	NE	1255	35,37	35,37	800	0	0	
9	1	172	ITAPARICA	NE	1254,9	35,37	35,37	800	0	0	
10	1	172	ITAPARICA	NE	1254,9	35,37	35,36	848,14	0	0	
11	1	172	ITAPARICA	NE	1254,7	35,36	35,36	800	0	0	
12	1	172	ITAPARICA	NE	1254,7	35,36	35,36	900	0	0	
13	1	172	ITAPARICA	NE	1254,5	35,36	35,35	900	0	0	
14	1	172	ITAPARICA	NE	1254,2	35,35	35,34	900	0	0	
15	1	172	ITAPARICA	NE	1254	35,34	35,34	900	0	0	
16	1	172	ITAPARICA	NE	1253,8	35,34	35,33	900	0	0	
17	1	172	ITAPARICA	NE	1253,6	35,33	35,33	900	0	0	
18	1	172	ITAPARICA	NE	1253,3	35,33	35,32	900	0	0	
19	1	172	ITAPARICA	NE	1253,1	35,32	35,31	900	0	0	
20	1	172	ITAPARICA	NE	1252,9	35,31	35,31	900	0	0	
21	1	172	ITAPARICA	NE	1252,7	35,31	35,3	900	0	0	
22	1	172	ITAPARICA	NE	1252,4	35,3	35,29	900	0	0	
23	1	172	ITAPARICA	NE	1252,2	35,29	35,29	900	0	0	
24	1	172	ITAPARICA	NE	1252	35,29	35,28	900	0	0	
25	1	172	ITAPARICA	NE	1251,8	35,28	35,28	900	0	0	
26	1	172	ITAPARICA	NE	1251,6	35,28	35,27	900	0	0	
27	1	172	ITAPARICA	NE	1251,4	35,27	35,27	900	0	0	
28	1	172	ITAPARICA	NE	1251,3	35,27	35,26	900	0	0	
29	1	172	ITAPARICA	NE	1251,1	35,26	35,26	900	0	0	
30	1	172	ITAPARICA	NE	1250,9	35,26	35,25	900	0	0	
31	1	172	ITAPARICA	NE	1250,8	35,25	35,25	900	0	0	
32	1	172	ITAPARICA	NE	1250,6	35,25	35,24	900	0	0	
33	1	172	ITAPARICA	NE	1250,4	35,24	35,24	900	0	0	
34	1	172	ITAPARICA	NE	1250,3	35,24	35,23	900	0	0	
35	1	172	ITAPARICA	NE	1250,1	35,23	35,23	900	0	0	
36	1	172	ITAPARICA	NE	1249,9	35,23	35,22	900	0	0	
37	1	172	ITAPARICA	NE	1249,7	35,22	35,22	900	28,98	0,05	
38	1	172	ITAPARICA	NE	1249,5	35,22	35,2	900	196,24	0,35	
39	1	172	ITAPARICA	NE	1249	35,2	35,18	900	289,41	0,32	
40	1	172	ITAPARICA	NE	1248,3	35,18	35,17	900	217,47	0,39	
41	1	172	ITAPARICA	NE	1247,8	35,17	35,16	900	145,01	0,26	
42	1	172	ITAPARICA	NE	1247,3	35,16	35,15	900	47,51	0,09	
43	1	172	ITAPARICA	NE	1247,1	35,15	35,14	900	0	0	
44	1	172	ITAPARICA	NE	1246,9	35,14	35,14	900	0	0	
45	1	172	ITAPARICA	NE	1246,7	35,14	35,13	900	0	0	
46	1	172	ITAPARICA	NE	1246,6	35,13	35,13	900	0	0	
47	1	172	ITAPARICA	NE	1246,4	35,13	35,12	900	0	0	
48	1	172	ITAPARICA	NE	1246,2	35,12	35,12	900	0	0	

1) Aumento artificial na vazão afluyente natural à Paulo Afonso

- Inclusão, **somente nos períodos 43 a 48**, de uma vazão afluyente a Paulo Afonso **estritamente superior** à vazão vertida por Itaparica nos períodos 37 a 43
- Com isto, **não é necessário mais o vertimento de Itaparica** nestes períodos passados

VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s)									
NUM	NOME	itp	DI	HI	M	DF	HF	M	VAZAO
XXX	XXXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	X	XX	XX	XX	XXXXXXXX
174	P.AFONSO 123	1	07			F			0
&XX	XXXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	X	XX	XX	XX	XXXXXXXX
175	P.AFONSO 4	1	07			F			0
175	P.AFONSO 4	1	07	21	0	07	21	1	29
175	P.AFONSO 4	1	07	21	1	07	22		197
175	P.AFONSO 4	1	07	22	0	07	22	1	290
175	P.AFONSO 4	1	07	22	1	07	23		218
175	P.AFONSO 4	1	07	23	0	07	23	1	146
175	P.AFONSO 4	1	07	23	1	08			48
175	P.AFONSO 4	1	08			F			0

"dadvaz.dat"

1) Aumento artificial na vazão afluente natural à Paulo Afonso

“pdo_oper_usih.dat”

➤ Não ocorreu mais vertimento em Itaparica

US	IPER	IPAT	USIH	NomeUsih	NomeSis	VutilInic (hm3)	VutilInic (%)	VutilFim (hm3)	VutilFim (%)	VutilMax (hm3)	Qtur (m3/s)	Qver (m3/s)	V (l)
60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
170	1	1	172	ITAPARICA	NE	1255,3	35,38	1255,2	35,38	3548	800	0	
332	2	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	1255,2	35,38	3548	800	0	
494	3	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	1255,2	35,38	3548	800	0	
656	4	1	172	ITAPARICA	NE	1255,2	35,38	1255,1	35,37	3548	800	0	
818	5	1	172	ITAPARICA	NE	1255,1	35,37	1255,1	35,37	3548	800	0	
980	6	1	172	ITAPARICA	NE	1255,1	35,37	1255	35,37	3548	800	0	
1142	7	1	172	ITAPARICA	NE	1255	35,37	1255	35,37	3548	800	0	
1304	8	1	172	ITAPARICA	NE	1255	35,37	1254,9	35,37	3548	800	0	
1466	9	1	172	ITAPARICA	NE	1254,9	35,37	1254,9	35,37	3548	800	0	
1628	10	1	172	ITAPARICA	NE	1254,9	35,37	1254,7	35,36	3548	848,14	0	
1790	11	1	172	ITAPARICA	NE	1254,7	35,36	1254,7	35,36	3548	800	0	
1952	12	1	172	ITAPARICA	NE	1254,7	35,36	1254,5	35,36	3548	900	0	
2114	13	1	172	ITAPARICA	NE	1254,5	35,36	1254,2	35,35	3548	900	0	
2276	14	1	172	ITAPARICA	NE	1254,2	35,35	1254	35,34	3548	900	0	
2438	15	1	172	ITAPARICA	NE	1254	35,34	1253,8	35,34	3548	900	0	
2600	16	1	172	ITAPARICA	NE	1253,8	35,34	1253,6	35,33	3548	900	0	
2762	17	1	172	ITAPARICA	NE	1253,6	35,33	1253,3	35,33	3548	900	0	
2924	18	1	172	ITAPARICA	NE	1253,3	35,33	1253,1	35,32	3548	900	0	
3086	19	1	172	ITAPARICA	NE	1253,1	35,32	1252,9	35,31	3548	900	0	
3248	20	1	172	ITAPARICA	NE	1252,9	35,31	1252,7	35,31	3548	900	0	
3410	21	1	172	ITAPARICA	NE	1252,7	35,31	1252,4	35,3	3548	900	0	
3572	22	1	172	ITAPARICA	NE	1252,4	35,3	1252,2	35,29	3548	900	0	
3734	23	1	172	ITAPARICA	NE	1252,2	35,29	1252	35,29	3548	900	0	
3896	24	1	172	ITAPARICA	NE	1252	35,29	1251,8	35,28	3548	900	0	
4058	25	1	172	ITAPARICA	NE	1251,8	35,28	1251,6	35,28	3548	900	0	
4220	26	1	172	ITAPARICA	NE	1251,6	35,28	1251,4	35,27	3548	900	0	
4382	27	1	172	ITAPARICA	NE	1251,4	35,27	1251,3	35,27	3548	900	0	
4544	28	1	172	ITAPARICA	NE	1251,3	35,27	1251,1	35,26	3548	900	0	
4706	29	1	172	ITAPARICA	NE	1251,1	35,26	1250,9	35,26	3548	900	0	
4868	30	1	172	ITAPARICA	NE	1250,9	35,26	1250,8	35,25	3548	900	0	
5030	31	1	172	ITAPARICA	NE	1250,8	35,25	1250,6	35,25	3548	900	0	
5192	32	1	172	ITAPARICA	NE	1250,6	35,25	1250,4	35,24	3548	900	0	
5354	33	1	172	ITAPARICA	NE	1250,4	35,24	1250,3	35,24	3548	900	0	
5516	34	1	172	ITAPARICA	NE	1250,3	35,24	1250,1	35,23	3548	900	0	
5678	35	1	172	ITAPARICA	NE	1250,1	35,23	1249,9	35,23	3548	900	0	
5840	36	1	172	ITAPARICA	NE	1249,9	35,23	1249,7	35,22	3548	900	0	
6002	37	1	172	ITAPARICA	NE	1249,7	35,22	1249,6	35,22	3548	900	0	
6164	38	1	172	ITAPARICA	NE	1249,6	35,22	1249,4	35,21	3548	900	0	
6326	39	1	172	ITAPARICA	NE	1249,4	35,21	1249,2	35,21	3548	900	0	
6488	40	1	172	ITAPARICA	NE	1249,2	35,21	1249,1	35,2	3548	900	0	
6650	41	1	172	ITAPARICA	NE	1249,1	35,2	1248,9	35,2	3548	900	0	
6812	42	1	172	ITAPARICA	NE	1248,9	35,2	1248,7	35,2	3548	900	0	
6974	43	1	172	ITAPARICA	NE	1248,7	35,2	1248,6	35,19	3548	900	0	
7136	44	1	172	ITAPARICA	NE	1248,6	35,19	1248,4	35,19	3548	900	0	
7298	45	1	172	ITAPARICA	NE	1248,4	35,19	1248,2	35,18	3548	900	0	
7460	46	1	172	ITAPARICA	NE	1248,2	35,18	1248,1	35,18	3548	900	0	
7622	47	1	172	ITAPARICA	NE	1248,1	35,18	1247,9	35,17	3548	900	0	
7784	48	1	172	ITAPARICA	NE	1247,9	35,17	1247,7	35,17	3548	900	0	

➤ Não ocorreu mais o aumento do CMO do NE nos períodos 43 a 48

IPER	Pat	SIST	Cmarg	PLDemanda
1	LEVE	NE	367,08	367,08
2	LEVE	NE	365,06	365,06
3	LEVE	NE	362,7	362,7
4	LEVE	NE	358,92	358,92
5	LEVE	NE	357,24	357,24
6	LEVE	NE	355,72	355,72
7	LEVE	NE	356,41	356,41
8	LEVE	NE	355,67	355,67
9	LEVE	NE	368,46	368,46
10	LEVE	NE	364,72	364,72
11	LEVE	NE	356,37	356,37
12	LEVE	NE	355,98	355,98
13	LEVE	NE	357,74	357,74
14	LEVE	NE	363,05	363,05
15	LEVE	NE	365,86	365,86
16	LEVE	NE	368,43	368,43
17	MEDIA	NE	371,3	371,3
18	MEDIA	NE	374,96	374,96
19	MEDIA	NE	378,5	378,5
20	MEDIA	NE	381,65	381,65
21	PESADA	NE	385,73	385,73
22	PESADA	NE	386,42	386,42
23	PESADA	NE	386,36	386,36
24	PESADA	NE	384,4	384,4
25	PESADA	NE	381,03	381,03
26	PESADA	NE	381,5	381,5
27	PESADA	NE	387,15	387,15
28	PESADA	NE	393,61	393,61
29	PESADA	NE	393,85	393,85
30	PESADA	NE	393,8	393,8
31	PESADA	NE	393,75	393,75
32	PESADA	NE	393,69	393,69
33	PESADA	NE	393,64	393,64
34	PESADA	NE	387,56	387,56
35	PESADA	NE	382,07	382,07
36	PESADA	NE	378,99	378,99
37	MEDIA	NE	374,95	374,95
38	MEDIA	NE	379,23	379,23
39	MEDIA	NE	384,14	384,14
40	MEDIA	NE	385,64	385,64
41	MEDIA	NE	384,85	384,85
42	MEDIA	NE	385,65	385,65
43	MEDIA	NE	390,33	390,33
44	MEDIA	NE	390,24	390,24
45	MEDIA	NE	390,15	390,15
46	MEDIA	NE	390,06	390,06
47	MEDIA	NE	389,98	389,98
48	MEDIA	NE	389,89	389,89

2) Aumento artificial MENOR na vazão afluente natural à P. Afonso 4

- Inclusão, **somente nos períodos 43 a 48**, de uma vazão afluente a Paulo Afonso **inferior** à vazão vertida por Itaparica nos períodos 37 a 43
- Com isto, Itaparica **ainda necessita verter** nestes períodos passados

VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s)									
NUM	NOME	itp	DI	HI	M	DF	HF	M	VAZAO
XXX	XXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XXXXXX
175	P.AFONSO 4	1	07			F			0
175	P.AFONSO 4	1	07	21	0	07	21	1	25
175	P.AFONSO 4	1	07	21	1	07	22		190
175	P.AFONSO 4	1	07	22	0	07	22	1	280
175	P.AFONSO 4	1	07	22	1	07	23		210
175	P.AFONSO 4	1	07	23	0	07	23	1	140
175	P.AFONSO 4	1	07	23	1	08			40
&175	P.AFONSO 4	1	07	21	0	07	21	1	29
&175	P.AFONSO 4	1	07	21	1	07	22		197
&175	P.AFONSO 4	1	07	22	0	07	22	1	290
&175	P.AFONSO 4	1	07	22	1	07	23		218
&175	P.AFONSO 4	1	07	23	0	07	23	1	146
&175	P.AFONSO 4	1	07	23	1	08			48
175	P.AFONSO 4	1	08			F			0

"dadvaz.dat"

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

"dadvaz.dat"

**Vazões: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior**

**Vazões: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor**

NUM	NOME	itp	DI	HI	M	DF	HF	M	VAZAO
XXX	XXXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	X	XX	XX	X	XXXXXXXXXX
175	P.AFONSO 4	1	07	21	0	07	21	1	29
175	P.AFONSO 4	1	07	21	1	07	22		197
175	P.AFONSO 4	1	07	22	0	07	22	1	290
175	P.AFONSO 4	1	07	22	1	07	23		218
175	P.AFONSO 4	1	07	23	0	07	23	1	146
175	P.AFONSO 4	1	07	23	1	08			48

NUM	NOME	itp	DI	HI	M	DF	HF	M	VAZAO
XXX	XXXXXXXXXXXXX	X	XX	XX	X	XX	XX	X	XXXXXXXXXX
175	P.AFONSO 4	1	07	21	0	07	21	1	25
175	P.AFONSO 4	1	07	21	1	07	22		190
175	P.AFONSO 4	1	07	22	0	07	22	1	280
175	P.AFONSO 4	1	07	22	1	07	23		210
175	P.AFONSO 4	1	07	23	0	07	23	1	140
175	P.AFONSO 4	1	07	23	1	08			40

Análise de Sensibilidade

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior – períodos 1 a 8**

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor – períodos 1 a 8**

IPER	Pat	SIST	Cmarg	PI_Demanda		IPER	Pat	SIST	Cmarg	PI_Demanda	
1	LEVE	SE	367.08	367.08		1	LEVE	SE	367.13	367.13	
1	LEVE	S	367.08	367.08		1	LEVE	S	367.13	367.13	
1	LEVE	NE	367.08	367.08		1	LEVE	NE	367.13	367.13	
1	LEVE	N	367.08	367.08		1	LEVE	N	367.13	367.13	
1	LEVE	FC	367.08	367.08		1	LEVE	FC	367.13	367.13	
2	LEVE	SE	365.06	365.06		2	LEVE	SE	364.86	364.86	
2	LEVE	S	365.06	365.06		2	LEVE	S	364.86	364.86	
2	LEVE	NE	365.06	365.06		2	LEVE	NE	364.86	364.86	
2	LEVE	N	365.06	365.06		2	LEVE	N	364.86	364.86	
2	LEVE	FC	365.06	365.06		2	LEVE	FC	364.86	364.86	
3	LEVE	SE	362.70	362.70		3	LEVE	SE	361.51	361.51	
3	LEVE	S	362.70	362.70		3	LEVE	S	361.51	361.51	
3	LEVE	NE	362.70	362.70		3	LEVE	NE	361.51	361.51	
3	LEVE	N	362.70	362.70		3	LEVE	N	361.51	361.51	
3	LEVE	FC	362.70	362.70		3	LEVE	FC	361.51	361.51	
4	LEVE	SE	358.92	358.92		4	LEVE	SE	358.34	358.34	
4	LEVE	S	358.92	358.92		4	LEVE	S	358.34	358.34	
4	LEVE	NE	358.92	358.92		4	LEVE	NE	358.34	358.34	
4	LEVE	N	358.92	358.92		4	LEVE	N	358.34	358.34	
4	LEVE	FC	358.92	358.92		4	LEVE	FC	358.34	358.34	
5	LEVE	SE	357.24	357.24		5	LEVE	SE	357.16	357.16	
5	LEVE	S	357.24	357.24		5	LEVE	S	357.16	357.16	
5	LEVE	NE	357.24	357.24		5	LEVE	NE	357.16	357.16	
5	LEVE	N	357.24	357.24		5	LEVE	N	357.16	357.16	
5	LEVE	FC	357.24	357.24		5	LEVE	FC	357.16	357.16	
6	LEVE	SE	355.72	355.72		6	LEVE	SE	355.64	355.64	
6	LEVE	S	355.72	355.72		6	LEVE	S	355.64	355.64	
6	LEVE	NE	355.72	355.72		6	LEVE	NE	355.64	355.64	
6	LEVE	N	355.72	355.72		6	LEVE	N	355.64	355.64	
6	LEVE	FC	355.72	355.72		6	LEVE	FC	355.64	355.64	

"pdo_cmosist.dat"

➤ Como esperado, a variação nos CMOs é muito pequena

Análise de Sensibilidade

A Única diferença entre os casos 1 e 2 é o valor de afluência natural à usina de P. Afonso 4

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco maior – períodos 43 a 48**

**CMO: Afluência a P. Afonso 4
um pouco menor – períodos 43 a 48**

IPER	Pat	SIST	Cmarg	PI_Demanda
43	MEDIA	SE	386.39	386.39
43	MEDIA	S	386.39	386.39
43	MEDIA	NE	390.33	390.33
43	MEDIA	N	386.39	386.39
43	MEDIA	FC	386.39	386.39
44	MEDIA	SE	385.55	385.55
44	MEDIA	S	385.55	385.55
44	MEDIA	NE	390.24	390.24
44	MEDIA	N	385.55	385.55
44	MEDIA	FC	385.55	385.55
45	MEDIA	SE	381.78	381.78
45	MEDIA	S	381.78	381.78
45	MEDIA	NE	390.15	390.15
45	MEDIA	N	381.78	381.78
45	MEDIA	FC	381.78	381.78
46	MEDIA	SE	378.23	378.23
46	MEDIA	S	378.23	378.23
46	MEDIA	NE	390.06	390.06
46	MEDIA	N	378.23	378.23
46	MEDIA	FC	378.23	378.23
47	MEDIA	SE	373.04	373.04
47	MEDIA	S	373.04	373.04
47	MEDIA	NE	389.98	389.98
47	MEDIA	N	373.04	373.04
47	MEDIA	FC	373.04	373.04
48	MEDIA	SE	370.78	370.78
48	MEDIA	S	370.78	370.78
48	MEDIA	NE	389.89	389.89
48	MEDIA	N	370.78	370.78
48	MEDIA	FC	370.78	370.78

IPER	Pat	SIST	Cmarg	PI_Demanda
43	MEDIA	SE	385.83	385.83
43	MEDIA	S	385.83	385.83
43	MEDIA	NE	522.37	522.37
43	MEDIA	N	385.83	385.83
43	MEDIA	FC	385.83	385.83
44	MEDIA	SE	384.30	384.30
44	MEDIA	S	384.30	384.30
44	MEDIA	NE	522.39	522.39
44	MEDIA	N	384.30	384.30
44	MEDIA	FC	384.30	384.30
45	MEDIA	SE	380.65	380.65
45	MEDIA	S	380.65	380.65
45	MEDIA	NE	522.32	522.32
45	MEDIA	N	380.65	380.65
45	MEDIA	FC	380.65	380.65
46	MEDIA	SE	377.26	377.26
46	MEDIA	S	377.26	377.26
46	MEDIA	NE	522.30	522.30
46	MEDIA	N	377.26	377.26
46	MEDIA	FC	377.26	377.26
47	MEDIA	SE	371.83	371.83
47	MEDIA	S	371.83	371.83
47	MEDIA	NE	522.23	522.23
47	MEDIA	N	371.83	371.83
47	MEDIA	FC	371.83	371.83
48	MEDIA	SE	370.78	370.78
48	MEDIA	S	370.78	370.78
48	MEDIA	NE	522.29	522.29
48	MEDIA	N	370.78	370.78
48	MEDIA	FC	370.78	370.78

"pdo_cmosist.dat"

➤ A pequena diferença na afluência à P. Afonso 4 (4 a 10 m³/s ao longo de 3 horas) provocou o aumento no CMO

Cálculo do “Valor de geração” da defluência de Itaipu

- Esta análise não é simples, pois no modelo DESSEM **todos os períodos estão acoplados em um mesmo PL**;
 - ✓ A defluência em um período pode afetar vários períodos posteriores
 - Pode-se ter uma ideia da magnitude do “CVU” referente a uma defluência em Itaparica:
 - ✓ Valor da água da usina de Itaparica (arquivo “pdo_eco_fcfcortes.dat”): em torno de $191 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3$
 - ✓ Valor da água da usina de Xingó (arquivo “pdo_eco_fcfcortes.dat”): em torno de $43 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3$
-  “Custo” da água defluída por Itaparica: $191 - 43 = \mathbf{148 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3}$
- ✓ Produtividade da usina de Paulo Afonso (já que não há geração adicional em Itaparica e Moxotó) **$1,026 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})$** (arquivo “avl_fpha1.dat”)
 - ✓ “CVU” de Itaparica: $\approx (\mathbf{148 \times 10^3 \text{ \$/hm}^3} / \mathbf{1,026 \text{ MW}/(\text{m}^3/\text{s})}) \times \text{fator de conversão} = \mathbf{519,30 \text{ \$/MWh}}$

- O aumento considerado exagerado no valor de CMO do submercado NE foi causado por uma questão pontual, referente à ocorrência forçada de vertimentos na usina de Itaparica, devido à maior demanda nos períodos 43 a 48
- Este “salto” é semelhante ao que ocorre quando se passa de uma térmica para outra, em submercados que não possuem mais recursos hidrelétricos, e não podem ser “ajudados” por outros submercados (ex: sistemas puramente térmicos)
- Ressalta-se que variações de CMOs no DESSEM (e, possivelmente, também no modelo DECOMP) podem ser causados por questões pontuais relacionadas às afluências às usinas hidroelétricas e/ou às restrições que são inseridas no modelo
- OBS: Todas as análises foram realizadas **consultando-se exclusivamente os arquivos de saída do modelo DESSEM**

OBRIGADO

**diniz@cepel.br /
dessem@cepel.br**



Eletrobras
Cepel



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



✓ Reprodutibilidade de resultados nos casos ONS/CCEE

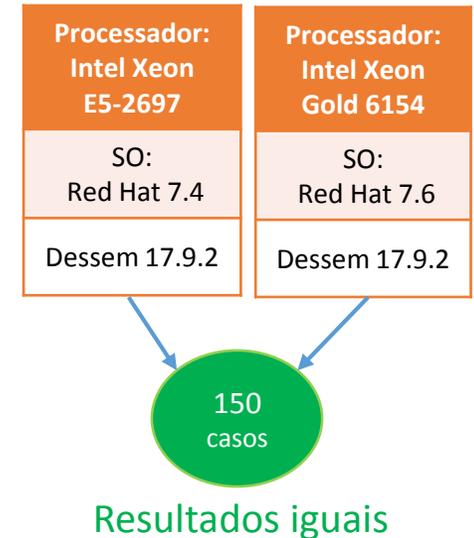
✓ **Problema detectado:** em 02/jan, a CCEE encontrou resultados diferentes daqueles publicados pelo ONS quando executou em sua máquina, reportando o caso ao CEPEL e ONS.

✓ Histórico: avaliação realizada em set/19

✓ Nesta ocasião foram avaliados diferentes ambientes computacionais:

- Sistema operacional (SO): Red Hat, Cent-OS, Ubuntu
- Marca de processador: Intel e AMD
- Série de processador: Xeon, I7, Phenon, Opteron
- Modelo de processador: E5-2697, E5-2620, 7600U, etc

✓ Carta ONS 0029-DPL-PE-2019, CT CCEE 0012-2019 e Ofício n. 1004-2019-DEE-EPE_Versão 18.11 do modelo DESSEM: *“4. Ressalta-se que para garantir a reprodutibilidade dos resultados obtidos pelo ONS e pela CCEE em execuções do DESSEM é necessária a utilização de uma mesma família de sistema operacional, processadores e o mesmo número de núcleos de processamento (“cores”) em paralelo. Neste sentido, informamos que a configuração atualmente utilizada pelo ONS e a CCEE nos estudos com o DESSEM corresponde a: sistema operacional Red-Hat em sua versão 8 em diante, processador Intel Xeon e processamento em paralelo com dois núcleos de processamento.”*



- CCEE, ONS e CEPEL estão trabalhando em novos testes para identificar a viabilidade de garantir a reprodutibilidade dos casos;
- Alternativas em discussão:
 1. Explorar os parâmetros (setup) do otimizador CPLEX;
 2. CPLEX customizado (requer negociação técnico-comercial com a IBM);
 3. Utilização de um software que "simula" a execução num processador específico;
 4. Estratégia via código DESSEM, a ser desenvolvida pelo CEPEL, para manter Custo Total, CMO/PLD, Geração Térmica reprodutíveis;
 5. Uso de um ambiente virtual único para todos os Agentes de mercado.



2020	Março					
SÁBADO	DOMINGO	SEGUNDA	TERÇA	QUARTA	QUINTA	SEXTA
	01	02	03	04	05	06
	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5
	29/02/2020	01/03/2020	02/03/2020	03/03/2020	04/03/2020	05/03/2020
07	08	09	10	11	12	13
19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5
06/03/2020	07/03/2020	08/03/2020	09/03/2020	10/03/2020	11/03/2020	12/03/2020
14	15	16	17	18	19	20
19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5
13/03/2020	14/03/2020	15/03/2020	16/03/2020	17/03/2020	18/03/2020	19/03/2020
21	22	23	24	25	26	27
19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5
20/03/2020	21/03/2020	22/03/2020	23/03/2020	24/03/2020	25/03/2020	26/03/2020
28	29	30	31			
19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5			
27/03/2020	28/03/2020	29/03/2020	30/03/2020			

Dias 8, 17 e 18 - Publicado com contingência pelo ONS e rebatido para o caso CCEE – **Desativando o Unit Commitment**

LEGENDA

Executado e Publicado

Março/20		Dias	
PLD Sombra		31	
ONS	Recebido (até 16h)	17	55%
	Recebido (após 16h)	14	45%
CCEE	Publicado (até 18h)	9	43%
	Publicado (após 18h)	12	57%



2020	Abril					
SÁBADO	DOMINGO	SEGUNDA	TERÇA	QUARTA	QUINTA	SEXTA
				01	02	03
				19.0.5	19.0.5	19.0.5
				31/03/2020	01/04/2020	02/04/2020
04	05	06	07	08	09	10
19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5	19.0.5		
02/04/2020	03/04/2020	04/04/2020	05/04/2020	06/04/2020		
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

LEGENDA

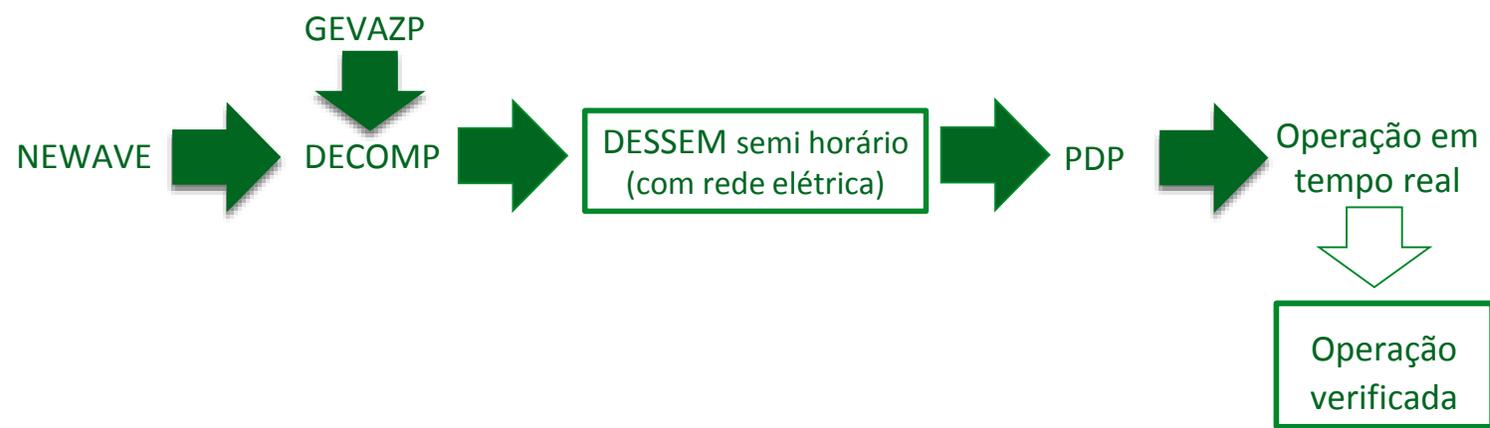
 Executado e Publicado

		Abril/20	Dias	
		PLD Sombra	8	
ONS	Recebido (até 16h)	8	100%	
	Recebido (após 16h)	0	0%	
CCEE	Publicado (até 18h)	5	83%	
	Publicado (após 18h)	1	17%	



ONS

Despacho Oficial



Contabilização Oficial

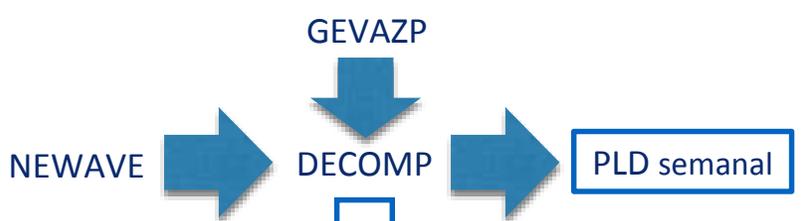


Contabilização Sombra

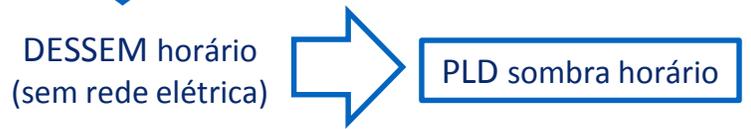


CCEE

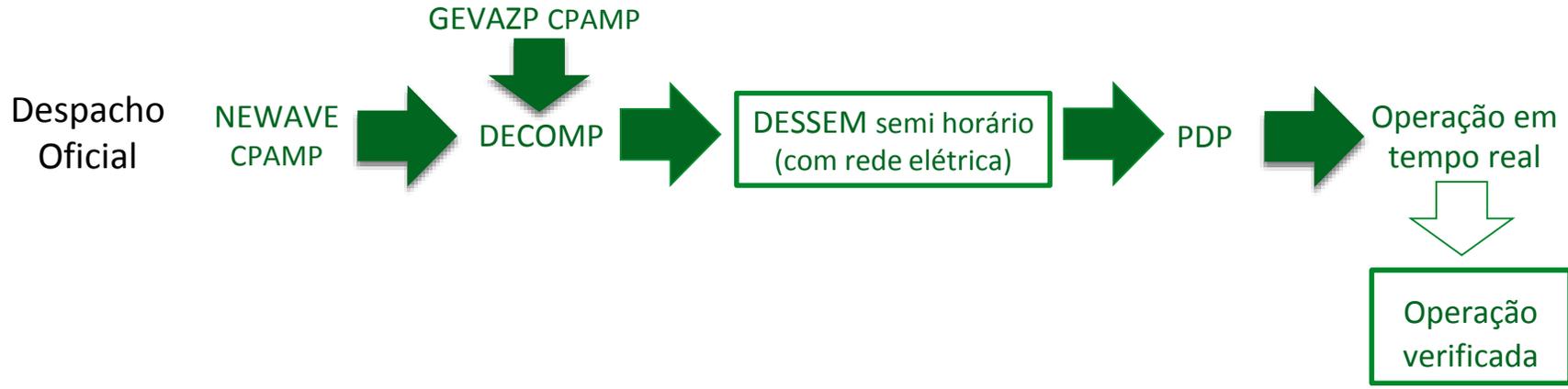
Preço Oficial



Preço Sombra



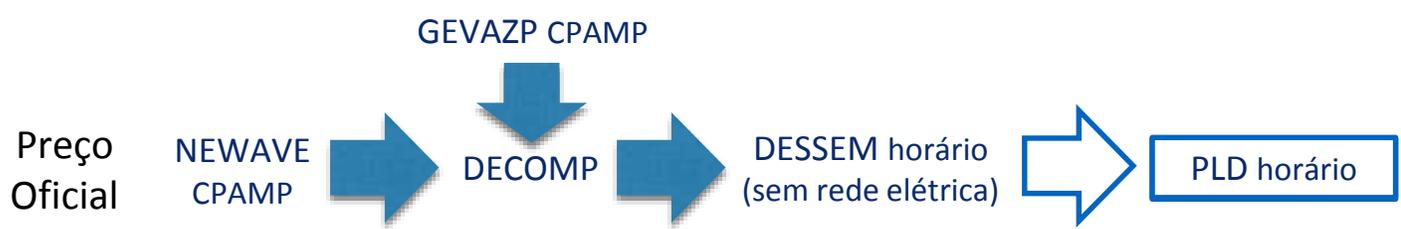
ONS



Contabilização Oficial



CCEE





[← VOLTAR](#)

228/20

CO – Resultados da Contabilização Sombra do PLD horário estão disponíveis na DRI – fev/20

07/04/2020 - 14:16

[Imprimir](#)

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE informa que os resultados individualizados da Contabilização Sombra do Mercado de Curto Prazo referente a **fevereiro de 2020**, com base na precificação horária, estão disponíveis na solução de Divulgação de Relatórios e Informações – DRI. Acesse: <https://operacao.ccee.org.br/ui/drisombra/dashboard>

A CCEE destaca que a Contabilização Sombra do Mercado de Curto Prazo – MCP traz dados sem a representação da rede elétrica.

Desta forma, a DRI disponibiliza dois tipos de resultados: Contabilização do Mercado de Curto Prazo Certificada (oficial) e Contabilização do Mercado de Curto Prazo – PLD horário sem rede.

Para obter as informações relacionadas à Contabilização Sombra, consulte a página sobre o tema no site da CCEE:

O que fazemos > Contabilização > Contabilização Sombra > Resultados na DRI > Login

Para esclarecer eventuais dúvidas ou obter mais informações, entre em contato com a Central de Atendimento: 0800-10-00-08 / 0800-72-15-445 ou atendimento@ccee.org.br.

Notícia disponível em:

https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_654200&_afLoop=142054458896671&_adf.ctrl-state=7iu4tu5ka_94#!%40%40%3F_afLoop%3D142054458896671%26contentId%3DCCEE_654200%26_adf.ctrl-state%3D7iu4tu5ka_98



- Abaixo é apresentado um resumo dos dados da contabilização de janeiro de 2020 *versus* a contabilização “Sombra” do Preço Horário:

jan/20	ESS_ON (R\$ MM)	ESS_OFF (R\$ MM)	ESS_CS (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
Oficial	2,4	2,7	15,3	0,3	20,7
Sombra	2,1	2,6	15,3	1,2	21,1

- Desconsiderando o ESS por Compensação Síncrona:

jan/20	ESS_ON (R\$ MM)	ESS_OFF (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
Oficial	2,4	2,7	0,3	5,5
Sombra	2,1	2,6	1,2	5,8

- Comparando os valores de ESS para janeiro dos últimos anos:

Janeiro	ESS_REST_OP (R\$ MM)	ESS_SEG_ENER (R\$ MM)	ESS_RPO (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
2017	64,8	152,7	0,0	0,0	217,5
2018	90,2	69,3	0,0	0,0	159,5
2019	77,4	0,0	133,5	0,0	211,0
2020	5,2	0,0	0,0	0,3	5,5



- Abaixo é apresentado um resumo dos dados da contabilização de fevereiro de 2020 *versus* a contabilização “Sombra” do Preço Horário:

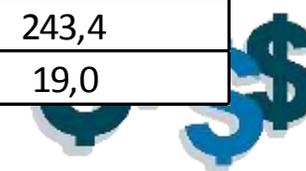
fev/20	ESS_ON (R\$ MM)	ESS_OFF (R\$ MM)	ESS_CS (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
Oficial	13,5	0,1	12,9	5,5	31,9
Sombra	16,3	0,1	12,9	6,7	36,0

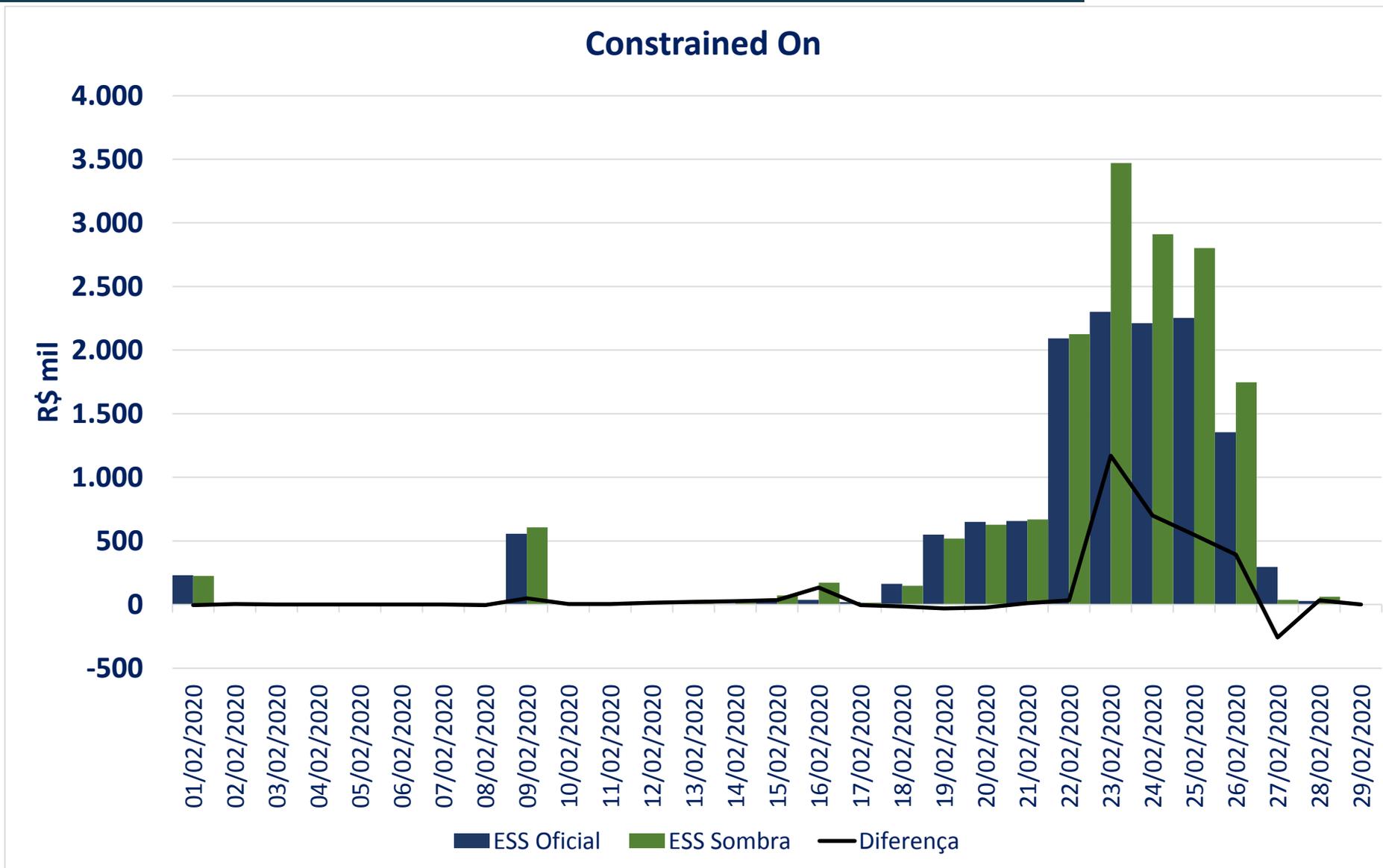
- Desconsiderando o ESS por Compensação Síncrona:

fev/20	ESS_ON (R\$ MM)	ESS_OFF (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
Oficial	13,5	0,1	5,5	19,0
Sombra	16,3	0,1	6,7	23,1

- Comparando os valores de ESS para fevereiro dos últimos anos:

Fevereiro	ESS_REST_OP (R\$ MM)	ESS_SEG_ENER (R\$ MM)	ESS_RPO (R\$ MM)	ESS_UCT (R\$ MM)	ENC_IMP (R\$ MM)	TOTAL (R\$ MM)
2017	114,4	72,3	-	-	-	186,8
2018	119,6	112,5	-	-	-	232,0
2019	62,6	53,2	126,4	-	1,1	243,4
2020	13,5	-	-	5,5	-	19,0

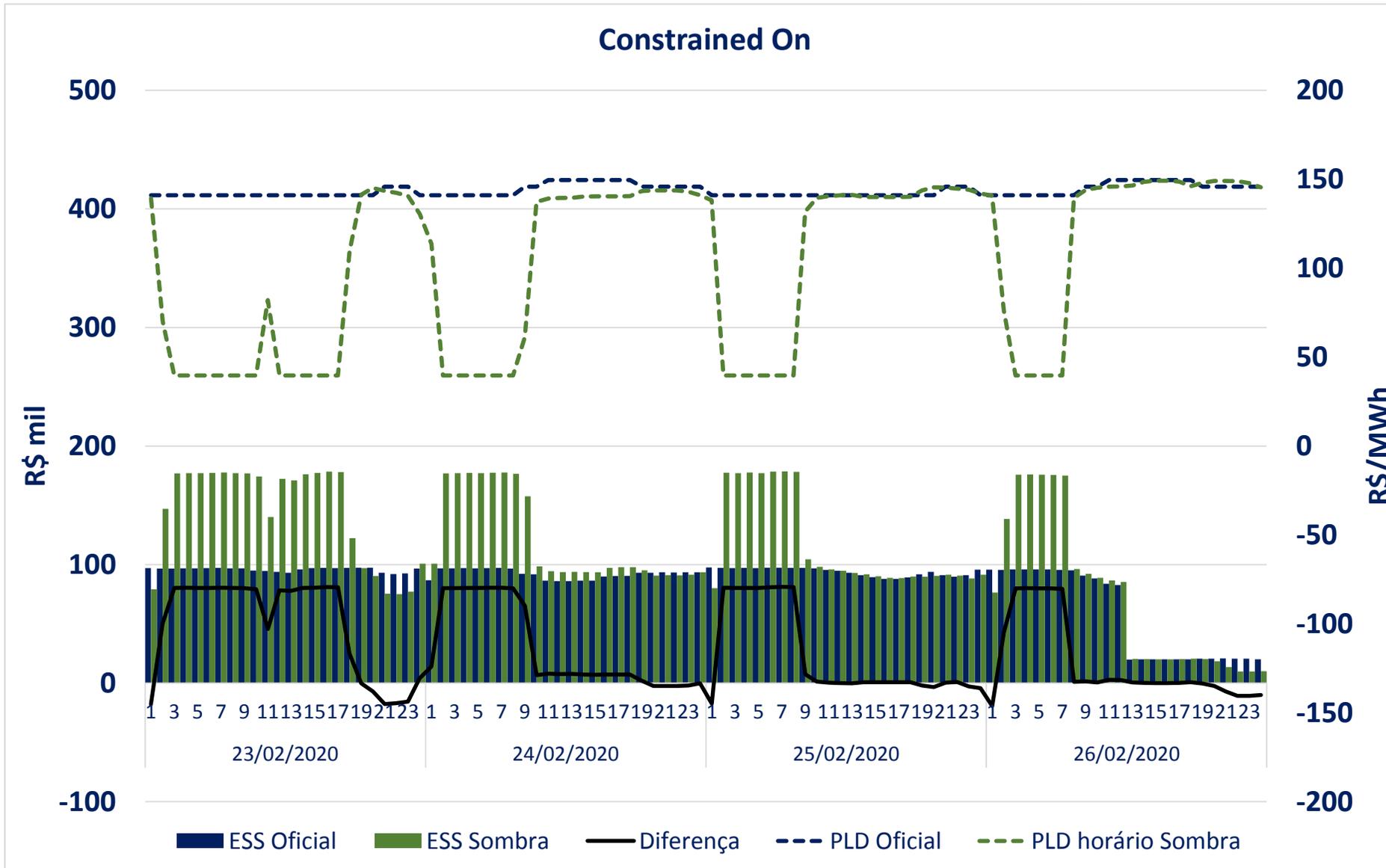




Maiores diferenças de ESS por *Constrained On* verificados entre os dias 23 a 27

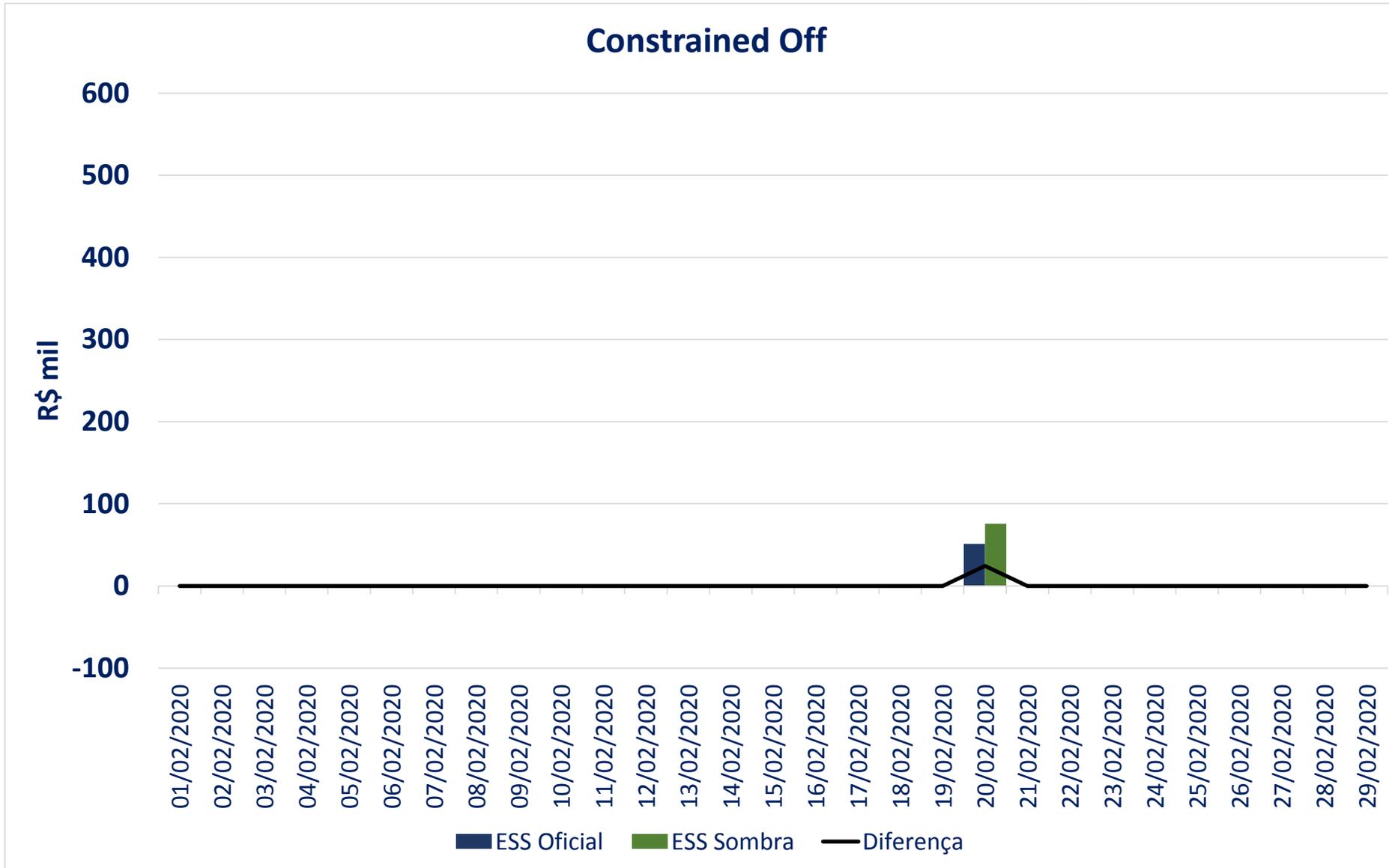
ESS devido à geração das UTEs Termorrio, Porto de Itaqui e Linhares





Redução do PLD Horário "Sombra" em relação ao PLD Semanal elevando o ESS por *Constrained On*

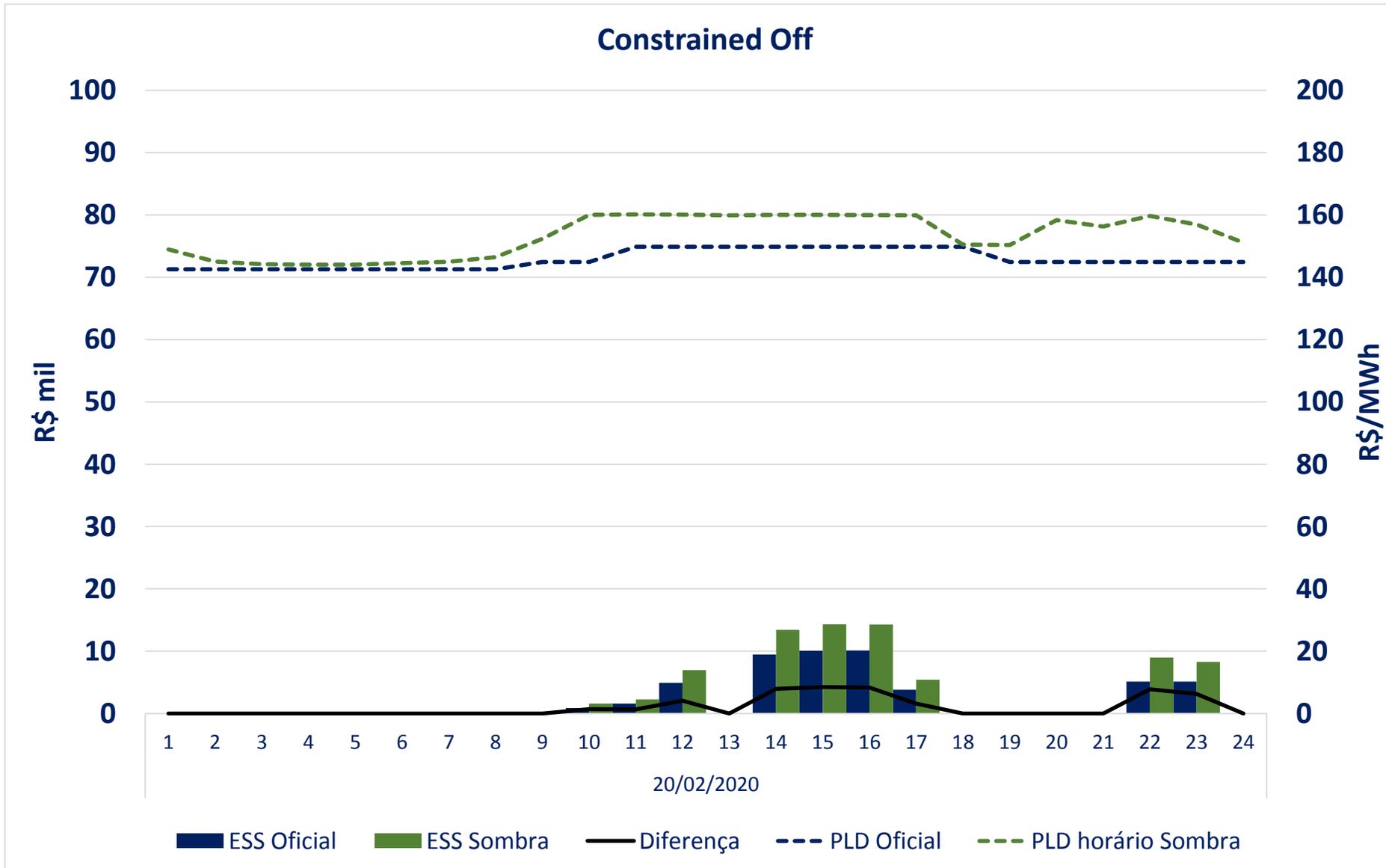




ESS por *Constrained Off* verificado no dia 20

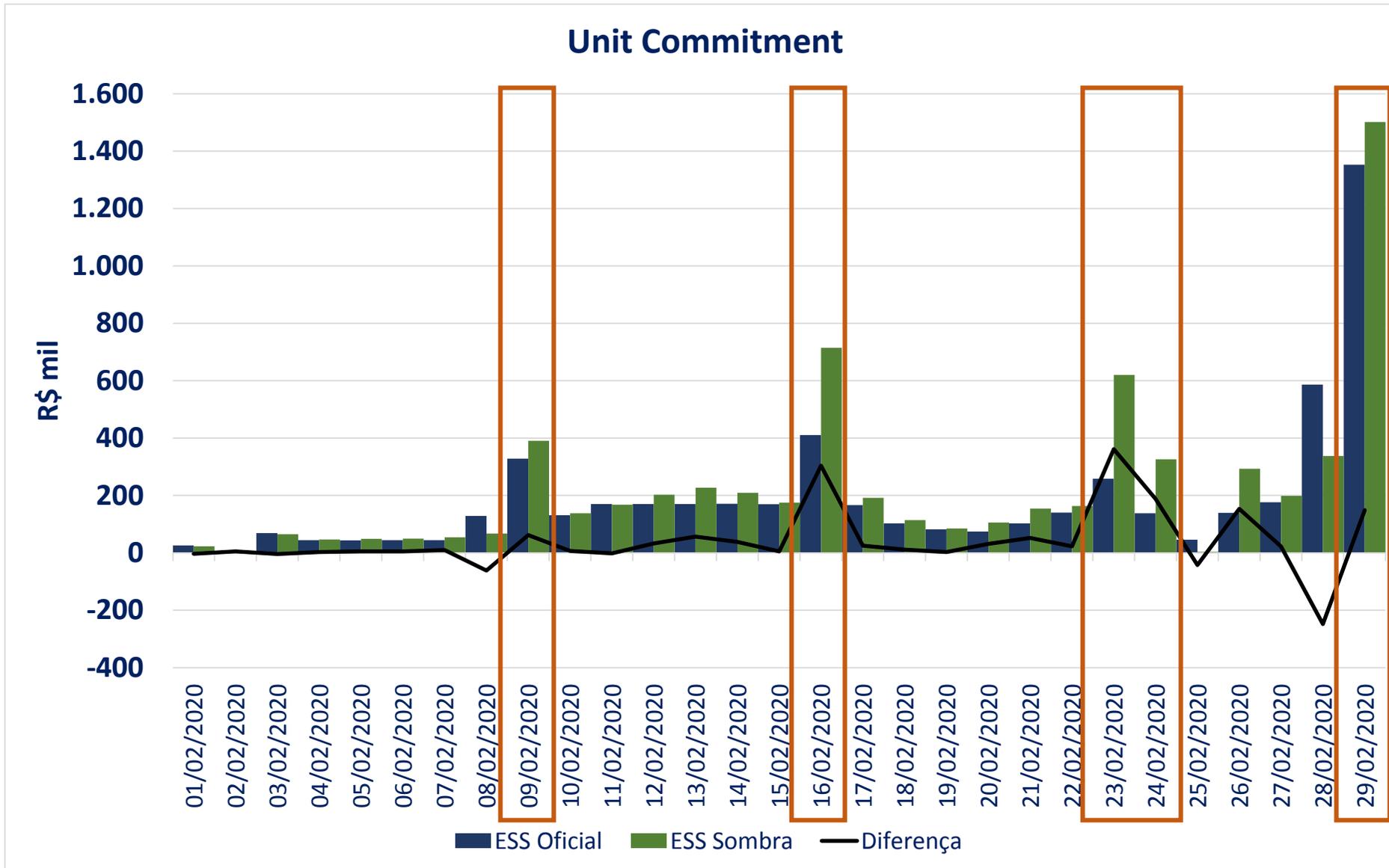
ESS devido à não geração da UTE Porto do Pecém I





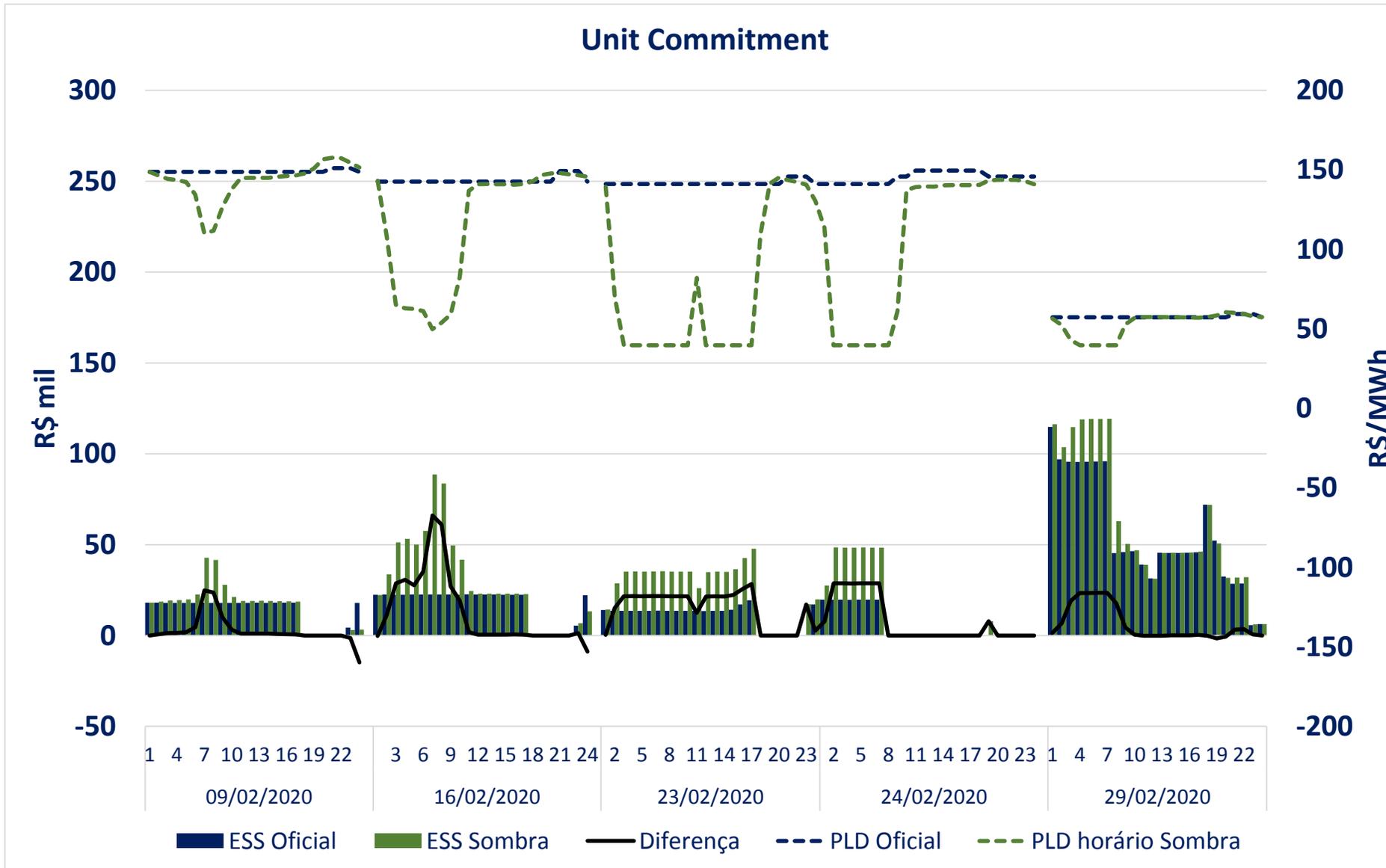
Elevação do PLD Horário "Sombra" em relação ao PLD Semanal, elevando o pagamento por *Constrained Off*





Encargo por *Unit Commitment* verificado em praticamente todos os dias do mês

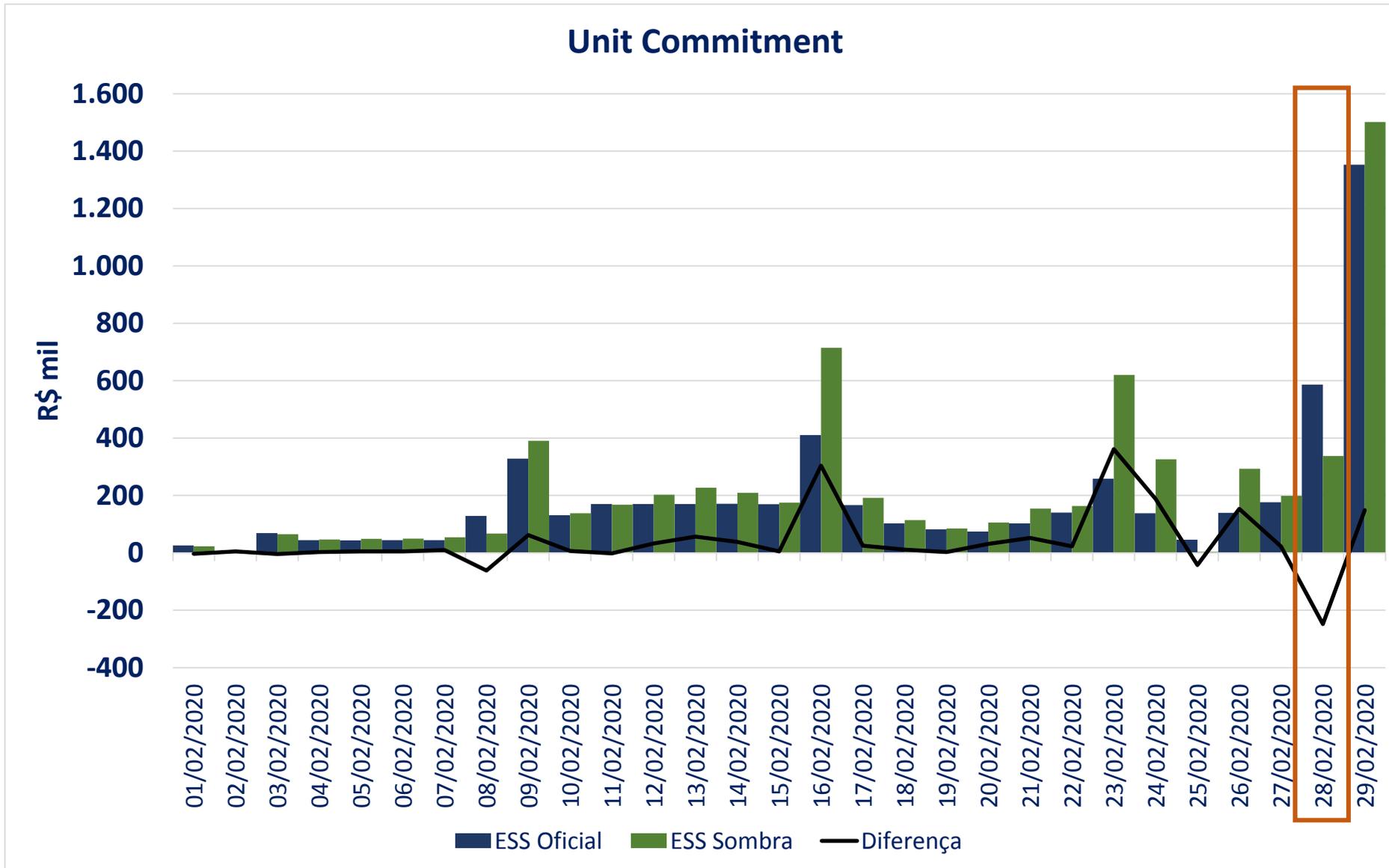




A Redução do PLD Horário “Sombra” em relação ao PLD Semanal, eleva o pagamento por *Unit Commitment*

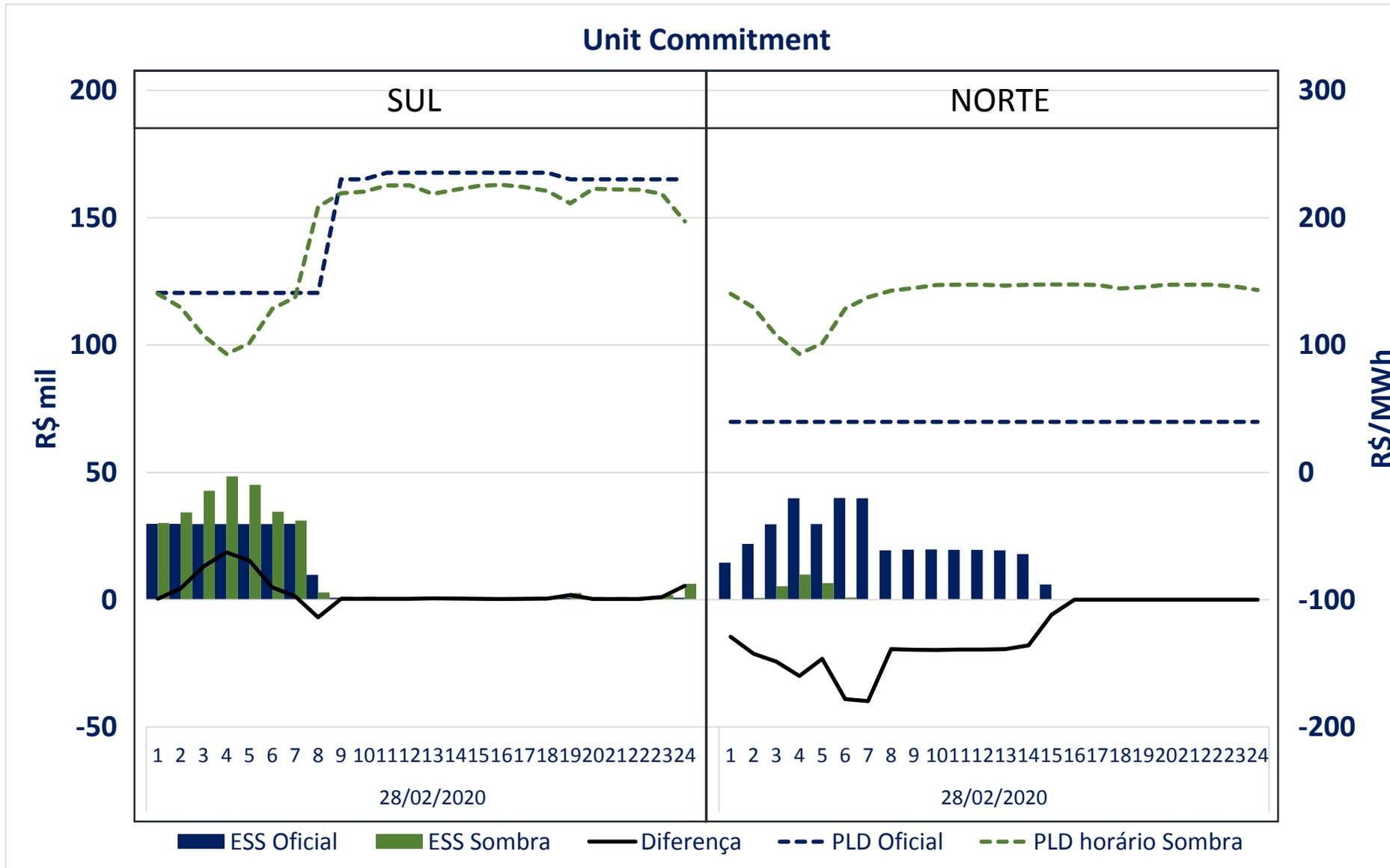
As usinas termelétricas não foram desligadas devido aos tempos de desligamento e acionamento dessas UTEs.





Encargo por *Unit Commitment* verificado em praticamente todos os dias do mês





A análise deve ser realizada por submercados, pois enquanto o PLD horário "Sombra" é menor para o Sul ele é mais elevado para o Norte em relação ao PLD Semanal



Status dos casos da CCEE

- Reprocessamento de todos os casos de 2019, assegurando ao menos um ano de sombra estável
 - ✓ Todos os decks de **NEWAVE** dos 12 PMOs de 2019 já foram executados na versão 27, com os aprimoramentos aprovados pela CPAMP, com a correção do valor do custo do déficit e a incorporação dos dados cadastrais do GTDP;
 - ✓ Todos os decks do **GEVAZP** de todas as revisões de 2019 foram executados na versão 8, com os respectivos aprimoramentos aprovados pela CPAMP;
 - ✓ Os decks de todas as revisões do **DECOMP** de 2019 foram reexecutados na versão 30.1, considerando a atualização dos dados cadastrais do GTDP;
 - ✓ Todos os casos de 2019 e de jan/2020 foram reexecutados com a versão 19.0.5 do modelo **DESSEM**.

- CCEE e ONS deverão publicar os novos decks e resultados nos próximos dias.



Dados Gerais

Questionados:

Representantes CCEE e participantes do Encontro do PLD Horário

Período de avaliação:

05 dias úteis de 02/03 à 06/03

Status:

227 respostas

309 comentários

Perguntas

O Agente...

...**entende** as necessidade e benefícios dessa mudança

...**avaliou os impactos comerciais** que essa mudança trará

...**domina as mudança de modelo e regras** e já disseminou o assunto em sua empresa

Auto avaliação

(Média Geral)

5,8



Conclusões

De maneira geral, os Agentes **não consideram ter avaliado adequadamente os impactos** sobre suas relações comerciais, nem disseminaram adequadamente o assunto em suas empresas de modo que suas equipes não possuem domínio das mudanças de regras e modelo.

Nos comentários, onde se destacam palavras como **“treinamento”, “cursos”, “divulgações”**, pode-se perceber a necessidade de mais instrução ao mercado.

Plano de Ação

Continuidade:

- Encontro do PLD horário (mensal)
- Incluir mais exemplos de estudos e análise de impactos comerciais (divulgação de NTs)
- Transparência (Reuniões CPAMP, FTs: DESSEM, WEOL, PrevCargaDESEM)

Novo Treinamento:

“PLD Horário: Impactos na Comercialização de energia em 2021”
(Treinamentos presenciais e online)



- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



NEWAVE

DECOMP

DESSEM

Política hidrotérmica e custo intertemporal da água

- Custo de oportunidade intertemporal da água
- Gestão de reservatórios

Programação hidrotérmica e captura de informação atualizada

- Individualização de função de custo futuro
- Atualização semanal de informação relevante
- Modelagem de fenômenos de curto prazo (recursos e restrições)

Programação do despacho e precificação com informação atualizada

- Atualização diária de informação relevante
- Modelagem de fenômenos de curtíssimo prazo (recursos primários e restrições operativas)

Etapas mensais
Horizonte de 5 anos

Etapas semanais
Horizonte de 2 meses

Etapas horárias
Horizonte de 1 semana.

- As funções conceituais dos passos anteriores do processo se mantêm, assim como sua importância para o processo de formação de preço.
- Mas com ganhos quanto à capacidade dos preços revelarem o valor da energia, para produtores e consumidores, no curto prazo.



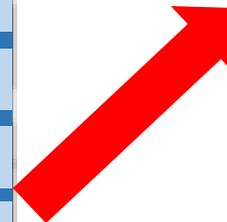
Dados de entrada

ENTDADOS.DAT
OPERUH.DAT
DADVAZ.DAT
HIDR.DAT
MLT.DAT
DEFLANT.DAT

Dados de saída

PDO_OPER_EVAP.DAT
PDO_OPER_RIVAR.DAT
PDO_OPER_SOLDESV.DAT
PDO_OPER_SOLDVERT.DAT
PDO_OPER_TVIAG_CALHA.DAT
PDO_OPER_USIE.DAT
PDO_OPER_USIH.DAT

Arquivo com os Resultados Operação das Usinas Hidroelétricas



ENTDADOS.DAT

Arquivo de Dados Gerais

No registro UH é definido a configuração para cada usina hidráulica.

106 &	USINAS HIDRAULICAS									
107 &										
108 &	ind	nome	ss	Vinic	Evap	di	hi	m	VmcrInic	Pdconst
109 &X	XXX	XXXXXXXXXXXX	XX	XXXXXXXXXXXX	XX	XX	X	XXXXXXXXXX		X
110 &										
111 UH	1	CAMARGOS	10	93.3	1	1				
112 UH	2	ITUTINGA	10	0	1	1				
113 UH	4	FUNIL-GRAND	10	100.00	1	1				
114 UH	6	FURNAS	10	60.9	1	1				
115 UH	7	M. DE MORAE	10	72.35	1	1				
116 UH	8	ESTREITO	10	47.96	1	1				
117 UH	9	JAGUARA	10	70.72	1	1				
118 UH	10	IGARAPAVA	10	100.00	1	1				

Annotations:

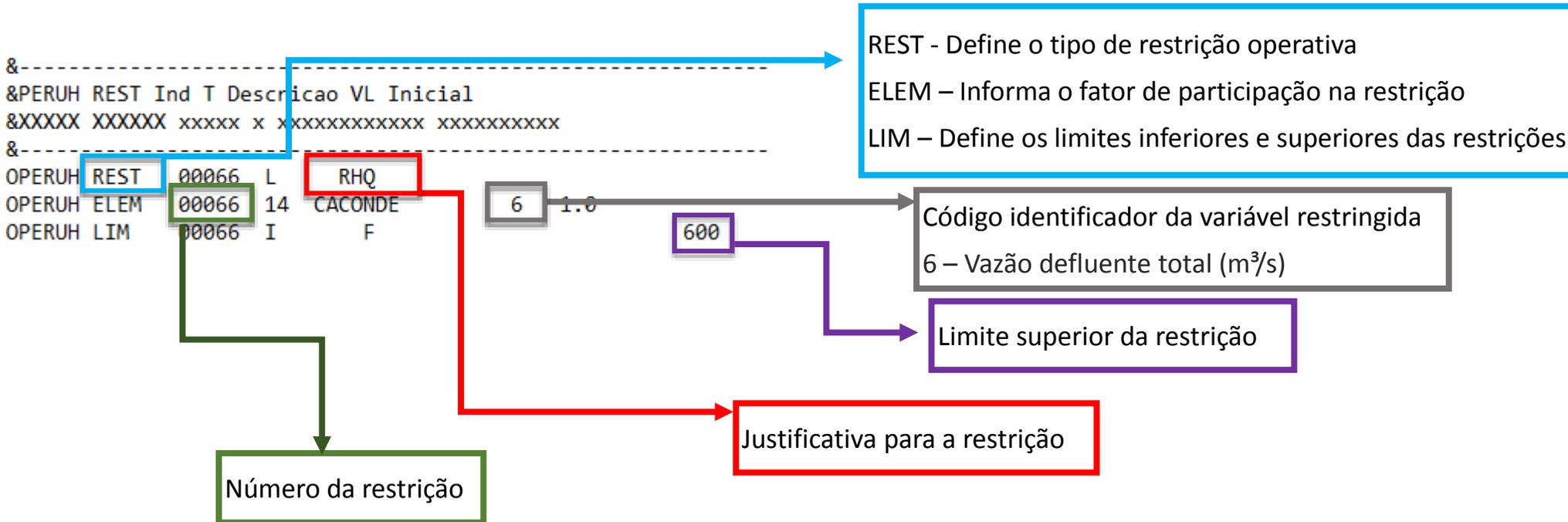
- Nome da usina (points to 'CAMARGOS')
- REE ao qual pertence a usina (points to '10')
- Volume armazenado inicial do reservatório (points to '100.00')



OPERUH.DAT

Arquivo com as Restrições Operativas

Este arquivo contém restrições operativas para os reservatórios, geradores e vertedouros das usinas hidroelétricas, e para o bombeamento das usinas elevatórias.



DADVAZ.DAT

Arquivo Contendo Informações Vazões Naturais

Este arquivo contém informações relevantes sobre o caso, além dos dados de vazões afluentes às usinas hidroelétricas ao longo do período de programação

```
1 NUMERO DE USINAS
2 XXX
3 162
4 NUMERO DAS USINAS NO CADASTRO
5 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16
6 XXX XXX
7 1 2 4 24 27 28 25 33 156 134 10 143 162 148 217 193
8 Hr Dd Mm Ano
9 XX XX XX XXXX
10 00 08 04 2020
11 Dia inic(1-SAB...7-SEX); sem da FCF; n. semanas; pre-interesse
12 X X X X
13 5 1 1 0
14 VAZOES DIARIAS PARA CADA USINA (m3/s)
15 NUM NOME itp DI HI M DF HF M VAZAO
16 XXX XXXXXXXXXXXX X XXxXXxXxXXxXXxX XXXXXXXX
17 1 CAMARGOS 1 08 F 127
18 1 CAMARGOS 1 10 F 123
19 1 CAMARGOS 1 11 F 119
20 1 CAMARGOS 1 12 F 115
21 1 CAMARGOS 1 13 F 111
22 1 CAMARGOS 1 14 F 108
```

Número total de usinas hidráulicas

Data de inicio do período de otimização

Nome da usina hidroelétrica

Flag para indicar o tipo de vazão informada (1: incremental; 2: total; 3:regularizada)

Vazão afluente



HIDR.DAT

Arquivo de Cadastro das Usinas Hidroelétricas

Arquivo não editável, contém os dados das usinas hidroelétricas.

Como número de postos de vazões, volume máximo do reservatório, número de unidades geradoras em cada conjunto, produtividade da usina.

MLT.DAT

Arquivo de Cadastro de Vazões Médias Históricas

Arquivo não editável, contém as vazões médias históricas de longo termo (vazões MLT) para as usinas hidroelétricas.



DEFLANT.DAT

Arquivo de Defluência das Usinas Hidroelétricas

Neste arquivo contém as informações de defluências anteriores ao início do período de estudo, para as usinas hidroelétricas que apresentam tempo de viagem da água até a usina imediatamente a jusante

& DEFLUENCIAS ANTERIORES AO INICIO DO ESTUDO

```

&
&
&
&
&X
  Mont Jus TpJ   di hi m df hf m   defluencia
  XXX  XXX  X   XX XX X XX XX X   XXXXXXXXXXXX
DEFANT  2    4  H   07 00 0   F           122
DEFANT  4    6  H   07 00 0   F           301
DEFANT  6    7  H   07 00 0   F           263
DEFANT  7    8  H   07 00 0   F           263
DEFANT  8    9  H   07 00 0   F           283
DEFANT  9   10  H   07 00 0   F           399
DEFANT 10   11  H   07 00 0   F           374
DEFANT 11   12  H   07 00 0   F           664
DEFANT 12   17  H   07 00 0   F           841
    
```

Número da usina de montante

Número da usina de jusante

Data de início do estudo

Vazão defluente (m³/s)



PDO_OPER_USIH.DAT

Arquivo de Saída

IPER	IPAT	USIH	NomeUsih	NomeSist	VutilInic (hm3)	VutilInic (%)	Vutil Fim (hm3)	Vutil Fim (%)	Vutil Max (hm3)	Qinc (m3/s)	Vinc (hm3)	Qret (m3/s)	Vret (hm3)	Qevap (m3/s)	Vevap (hm3)	Qmon (m3/s)	Vmon (hm3)	Qmontv (m3/s)	Vmontv (hm3)	Qtur (m3/s)	QturMax (m3/s)	
1	1	001	CAMARGOS	SE	626.98	93.30	626.68	93.26	672.00	127.00	0.23	0.50	0.00	1.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	220.00	220.00
1	1	002	ITUTINGA	SE	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	292.00	0.53	0.00	0.00	0.00	286.00	236.00
1	1	004	FUNIL-GRANDE	SE	-	-	-	-	-	218.00	0.39	3.30	0.01	0.61	0.00	0.00	0.00	122.00	0.22	0.00	386.00	585.00
1	1	006	FURNAS	SE	10485.15	60.90	10486.25	60.91	17217.00	469.00	0.84	9.70	0.02	17.59	0.03	0.00	0.00	301.00	0.54	0.00	161.00	1692.00
1	1	008	M. DE MORAES	SE	1808.75	72.35	1809.20	72.37	2500.00	142.00	0.26	1.00	0.00	3.30	0.01	0.00	0.00	263.00	0.47	0.00	149.00	1328.00
1	1	009	ESTREITO	SE	85.44	47.96	85.70	48.10	170.00	33.00	0.06	0.10	0.00	0.68	0.00	0.00	0.00	263.00	0.47	0.00	163.00	2028.00
1	1	009	JAGUARA	SE	63.65	70.72	63.88	70.98	90.00	14.00	0.03	0.20	0.00	0.58	0.00	0.00	0.00	283.00	0.51	0.00	168.00	1076.00

Volume útil Inicial

Nome da Usina

Vazão Incremental

Valor da Água

Vazão Turbinada

Volume Turbinado

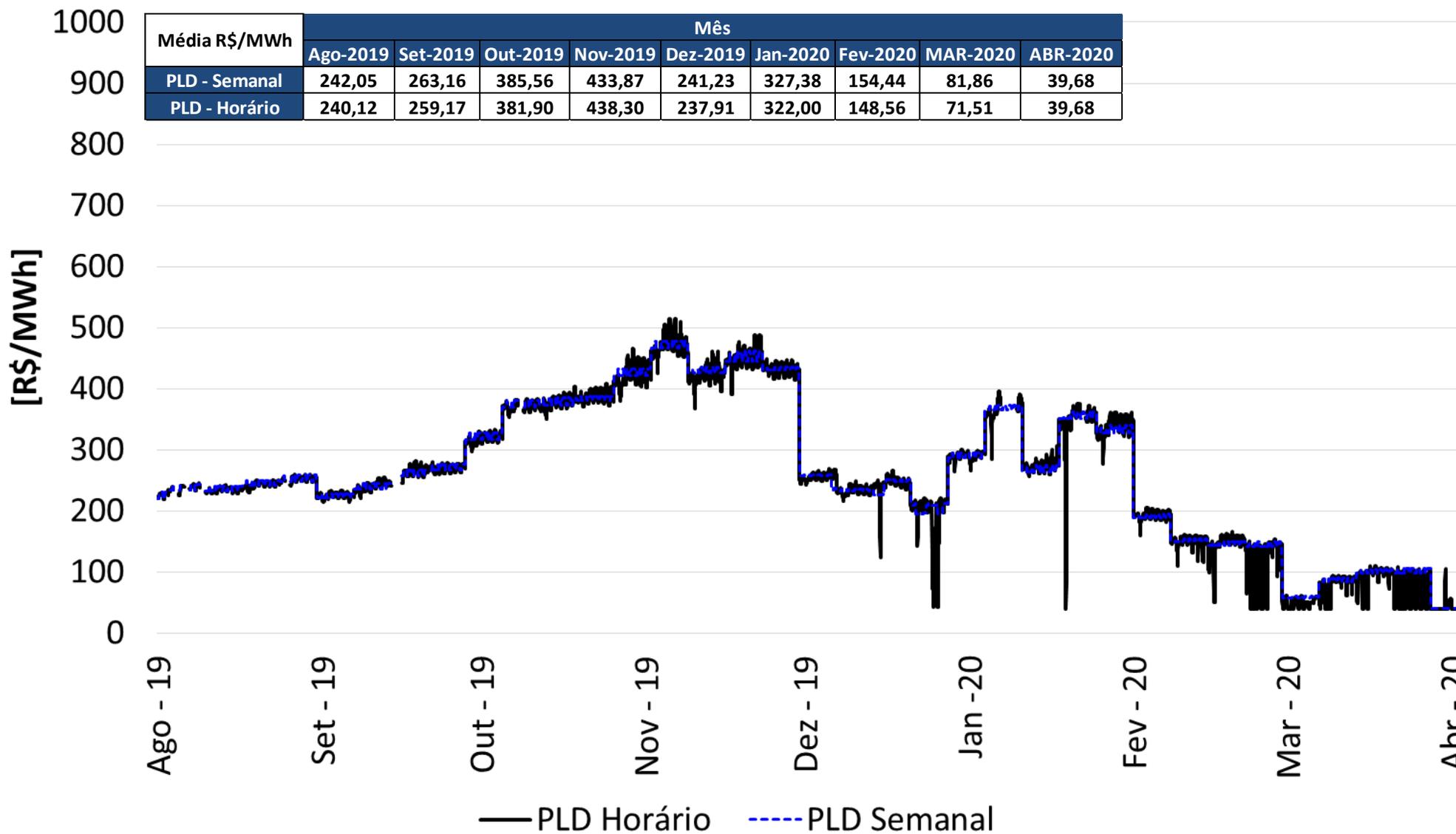
Geração Hidroelétrica



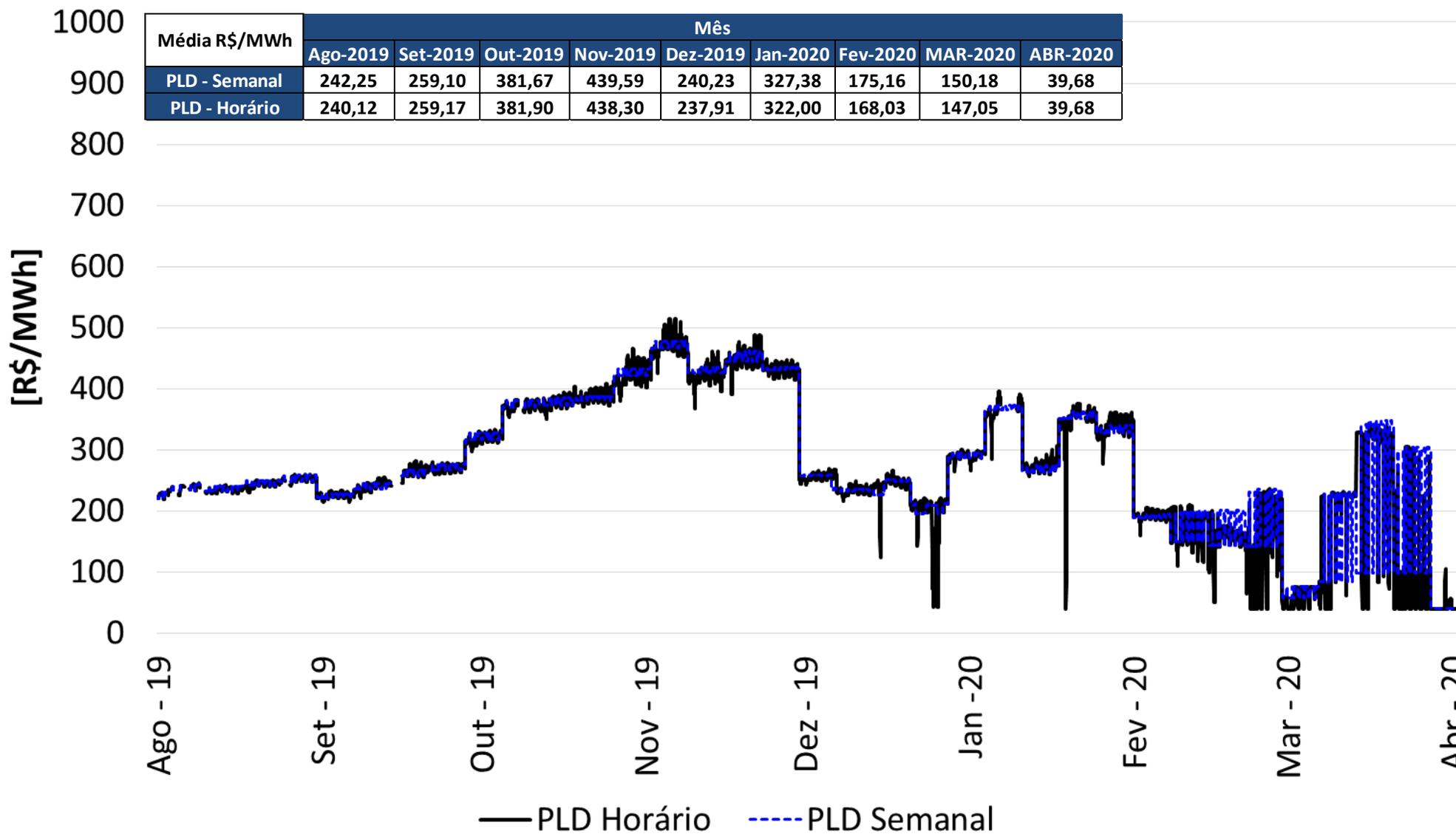
- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites



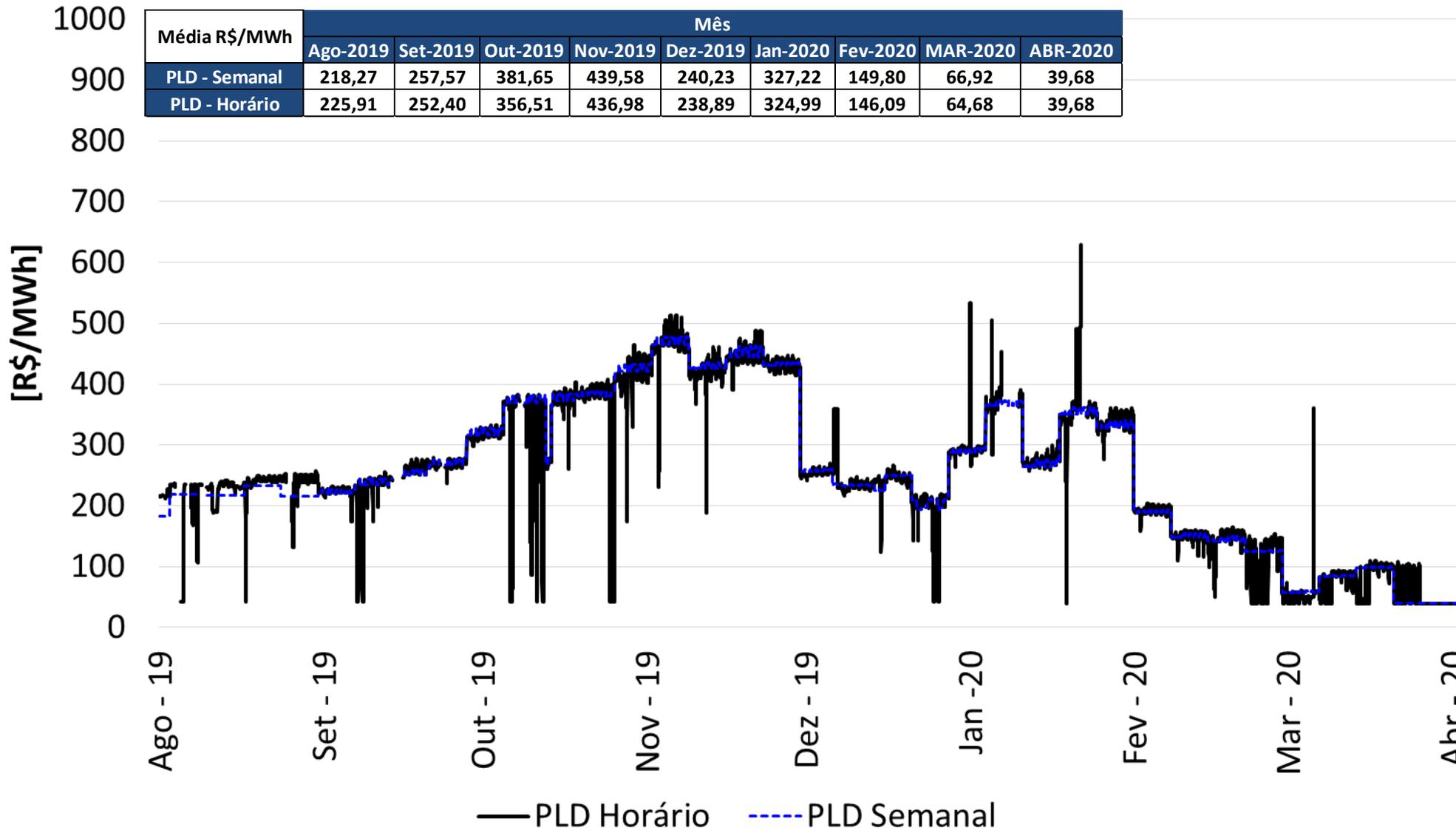
PLD Horário vs PLD Semanal - Sudeste



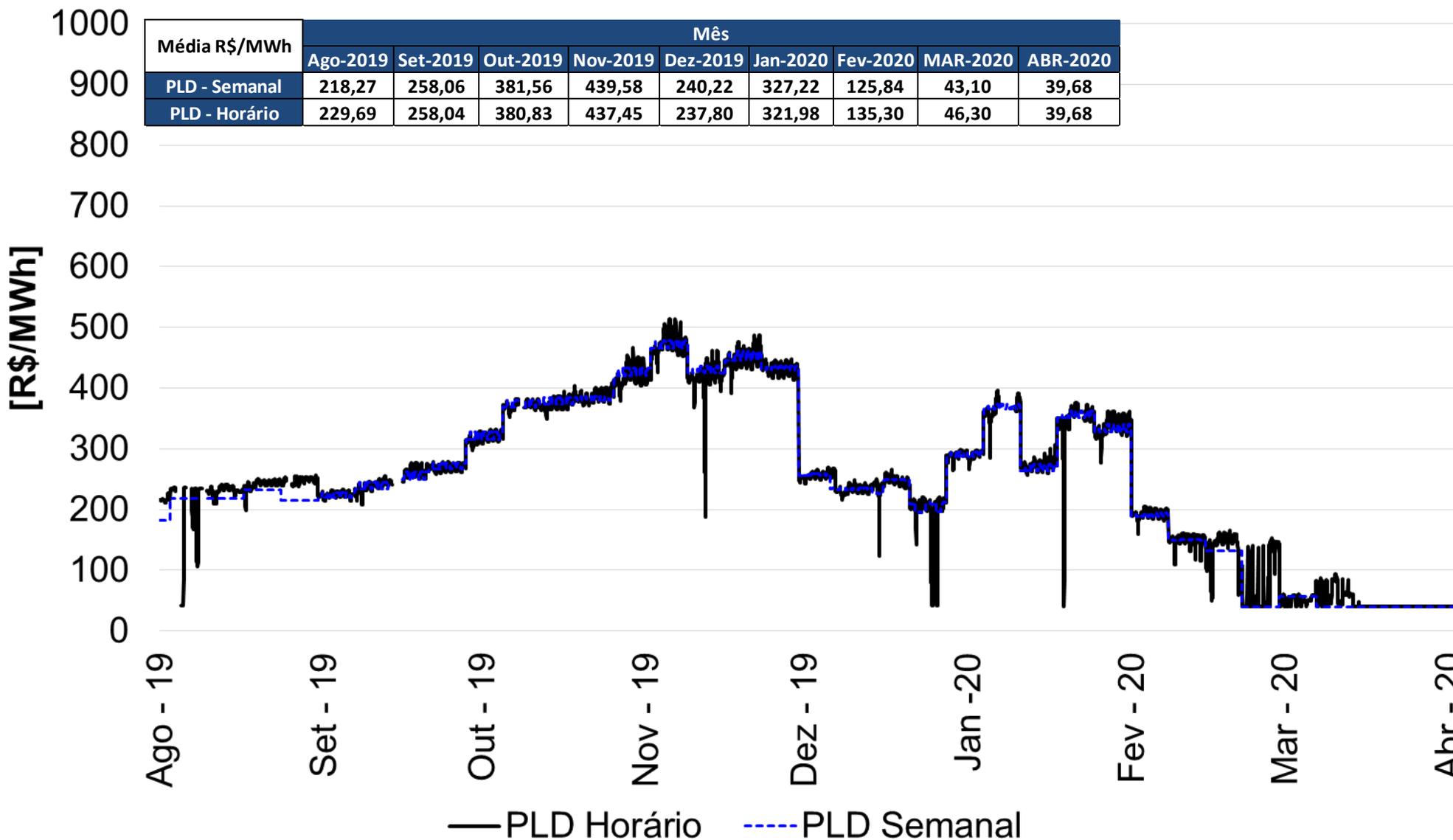
PLD Horário vs PLD Semanal - Sul



PLD Horário vs PLD Semanal - Nordeste

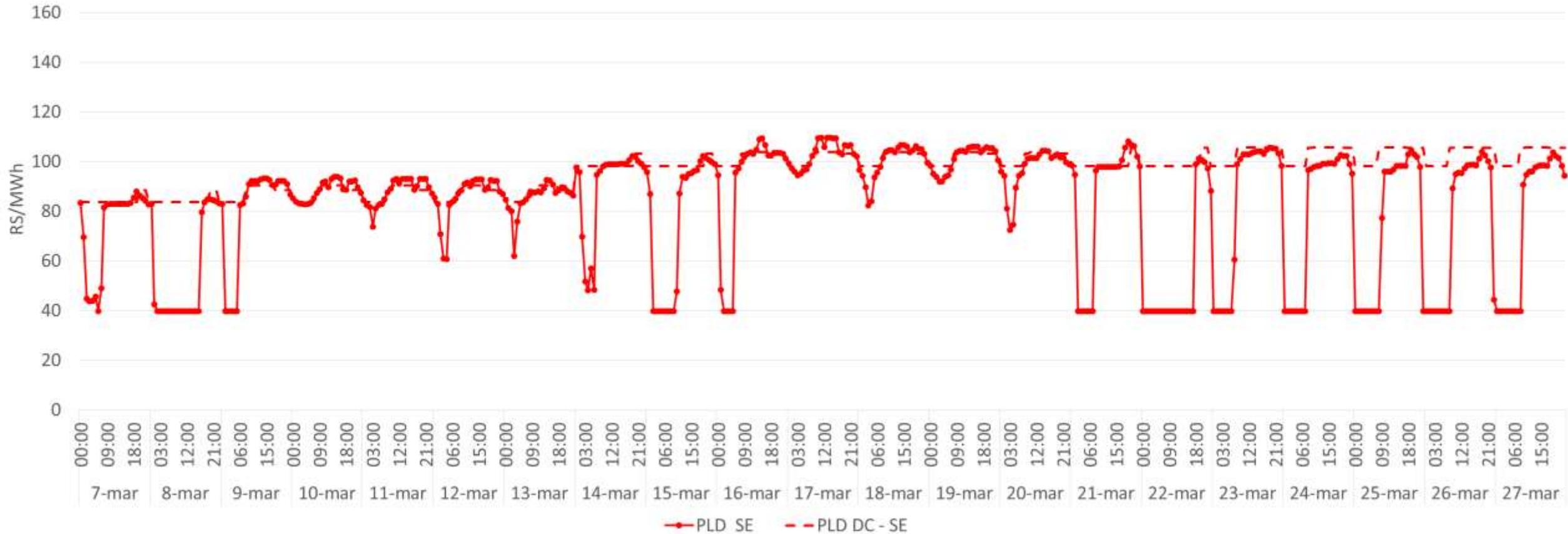


PLD Horário vs PLD Semanal - Norte



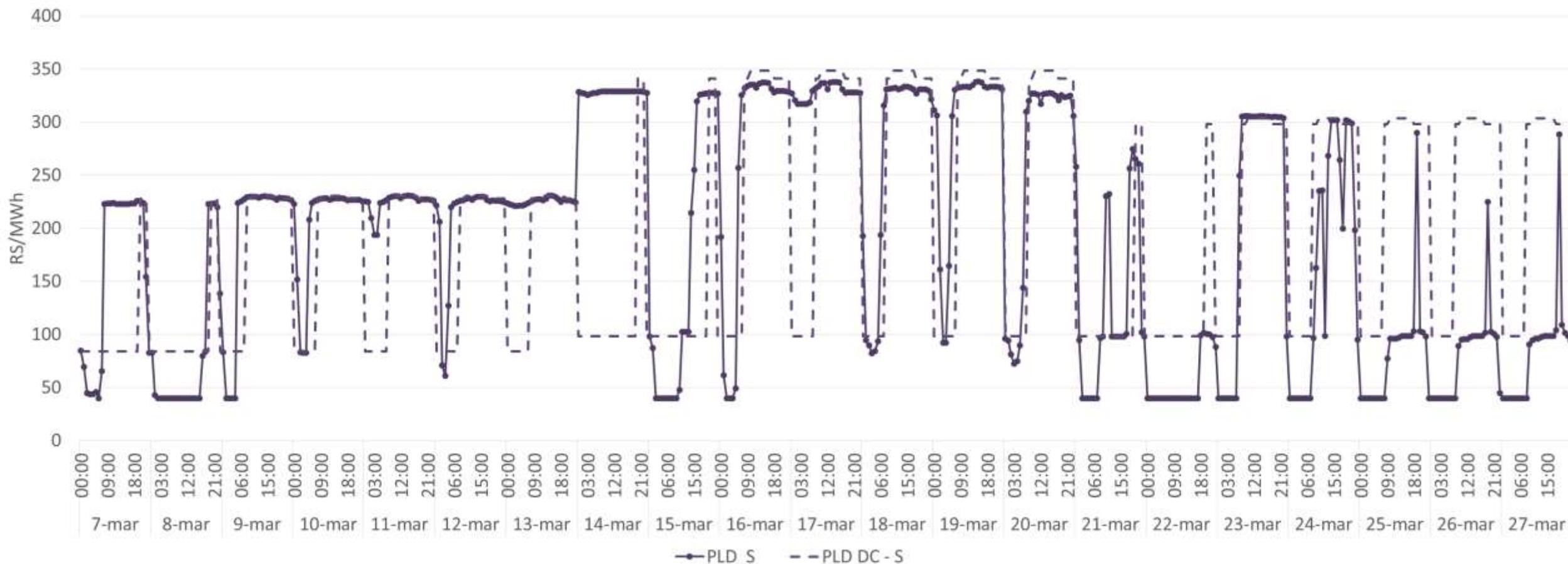
Comparação do PLD – Sudeste/Centro-Oeste

PLD Horário



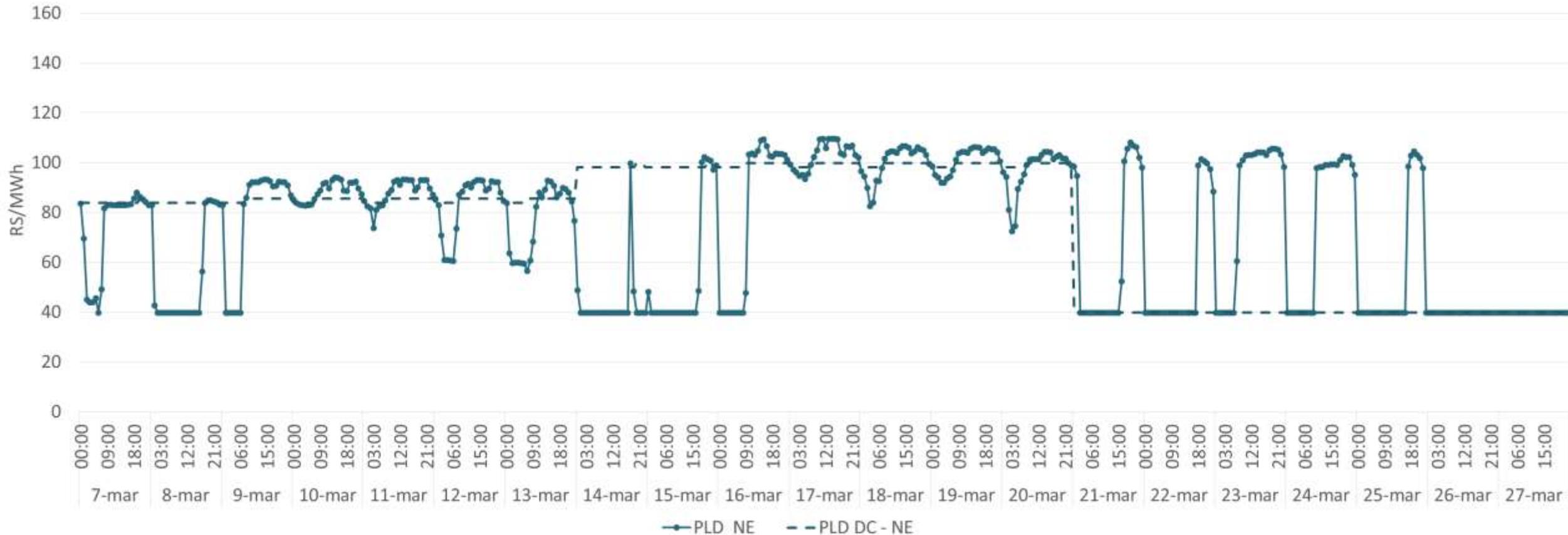
Comparação do PLD – Sul

PLD Horário



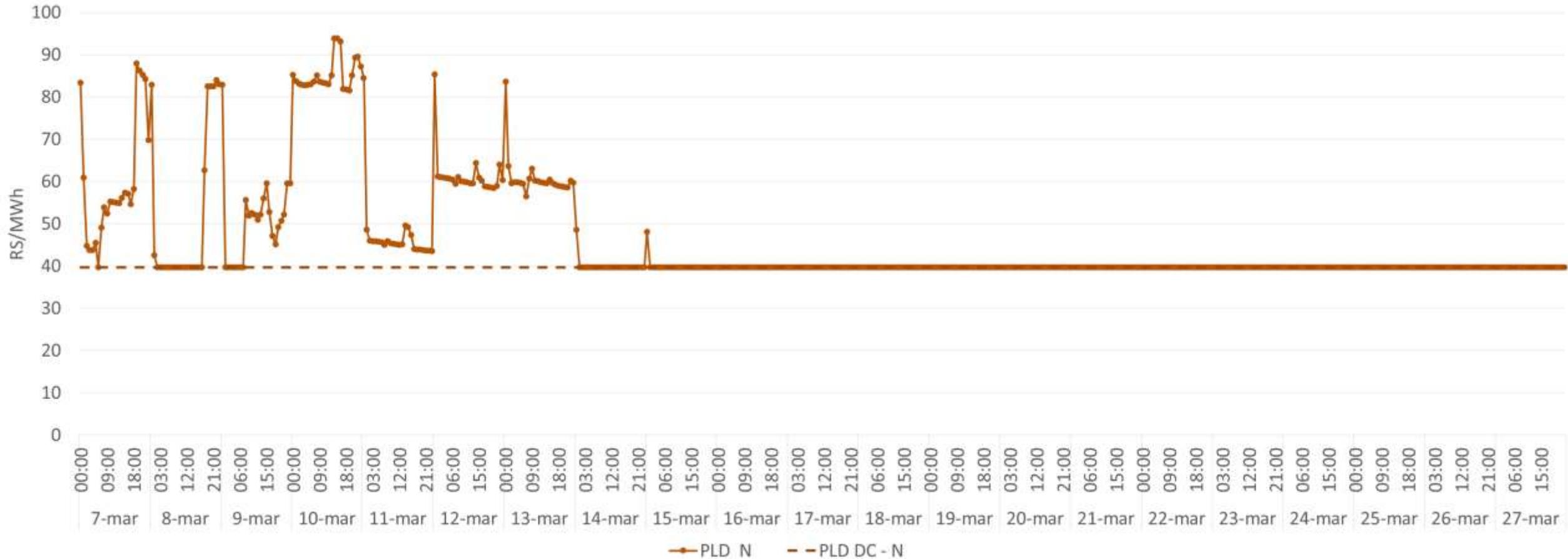
Comparação do PLD – Nordeste

PLD Horário



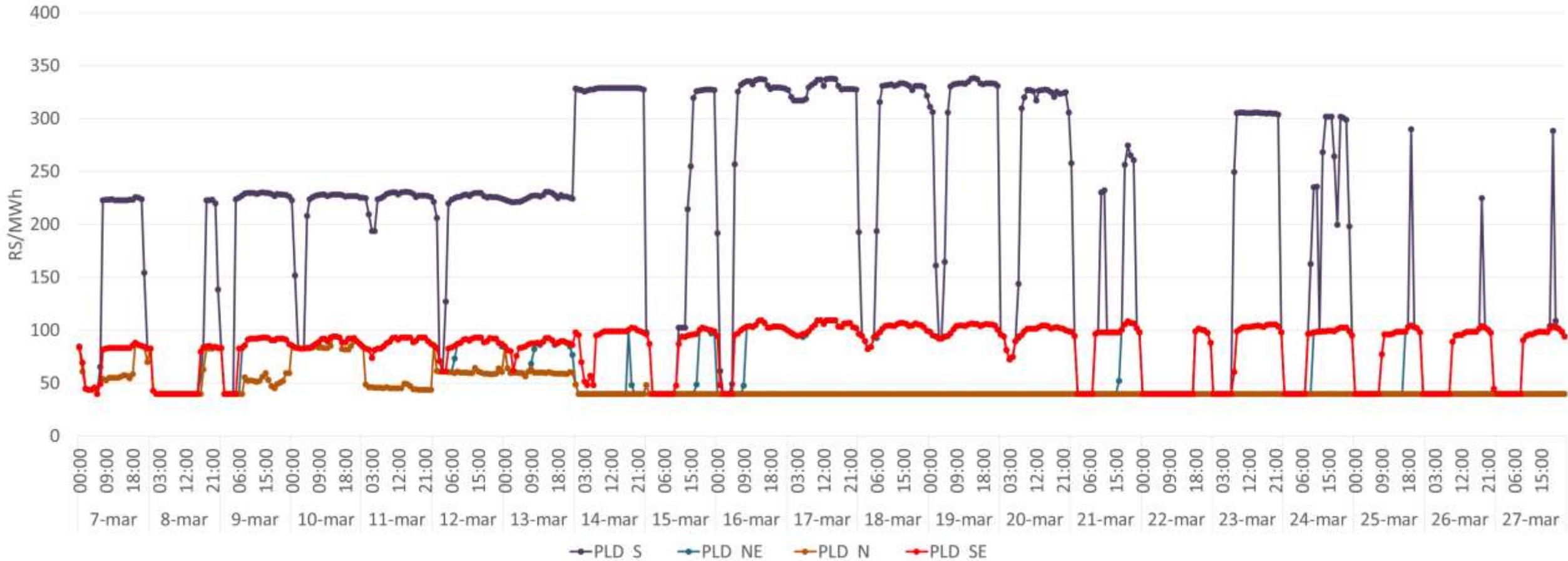
Comparação do PLD – Norte

PLD Horário

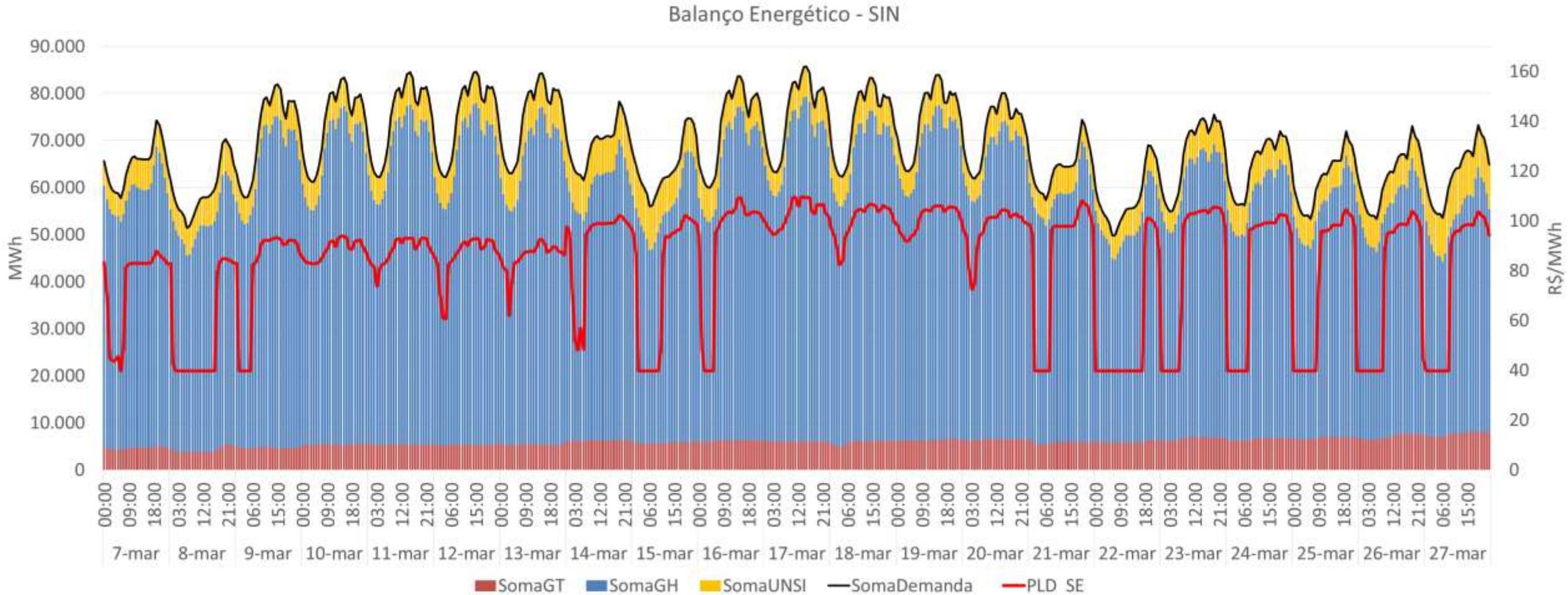


Comparação do PLD por Submercado

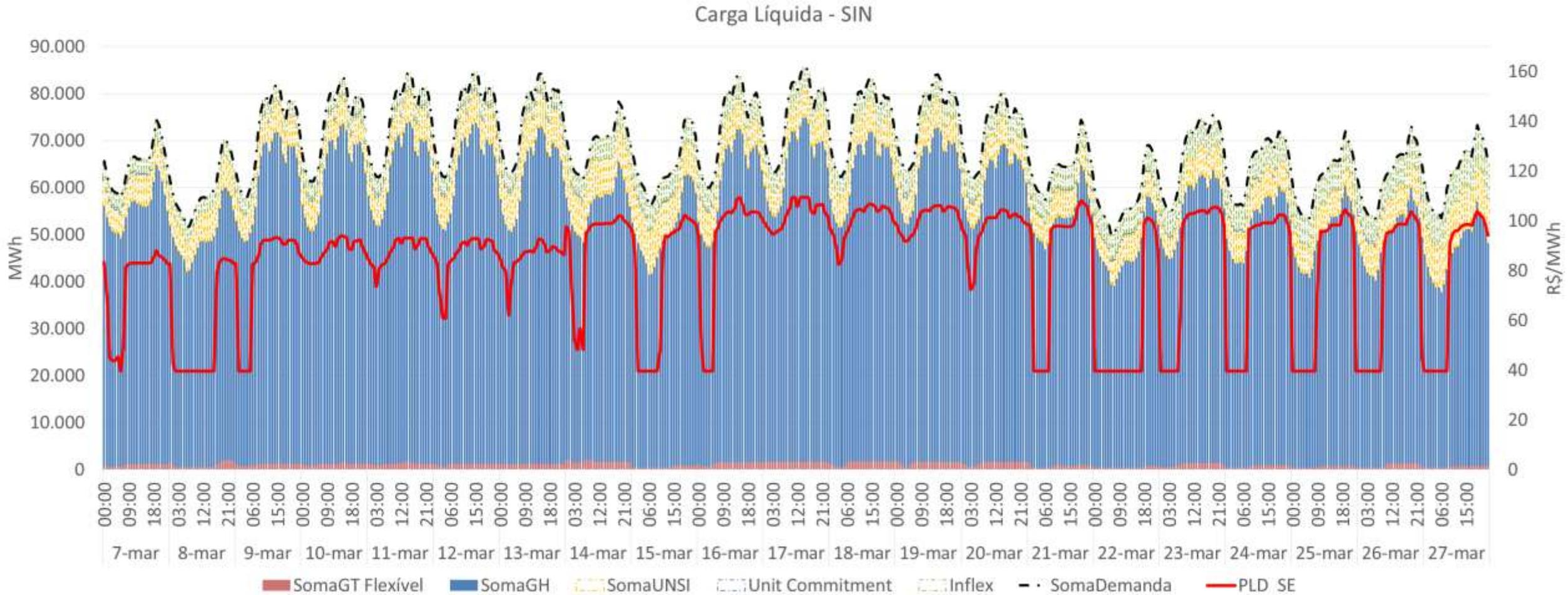
PLD Horário



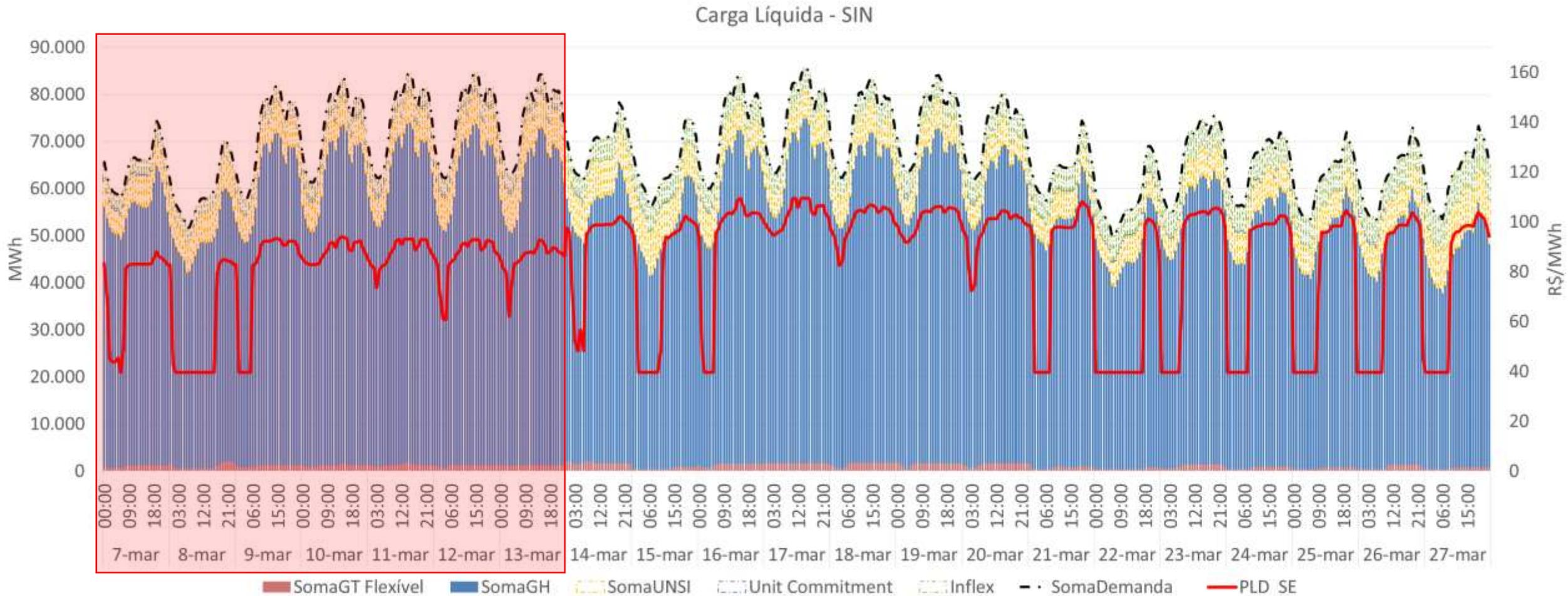
Balanco Energético do SIN



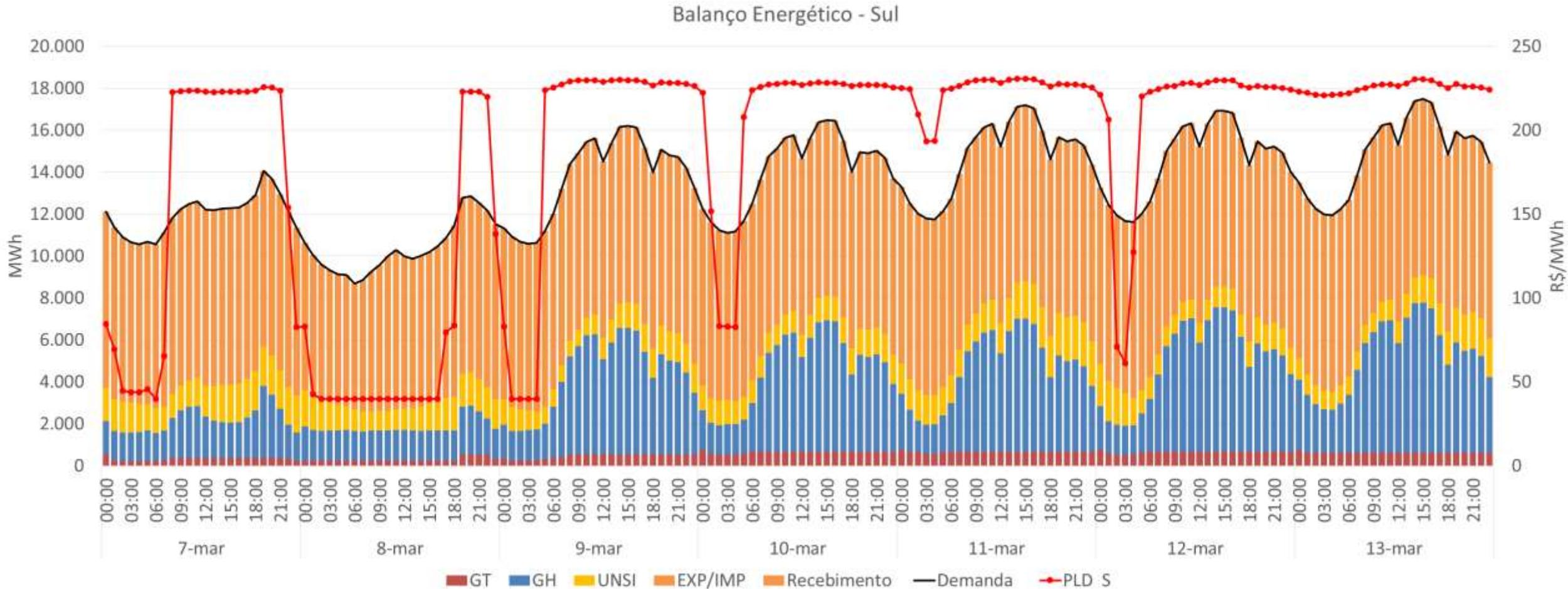
Carga Líquida do SIN



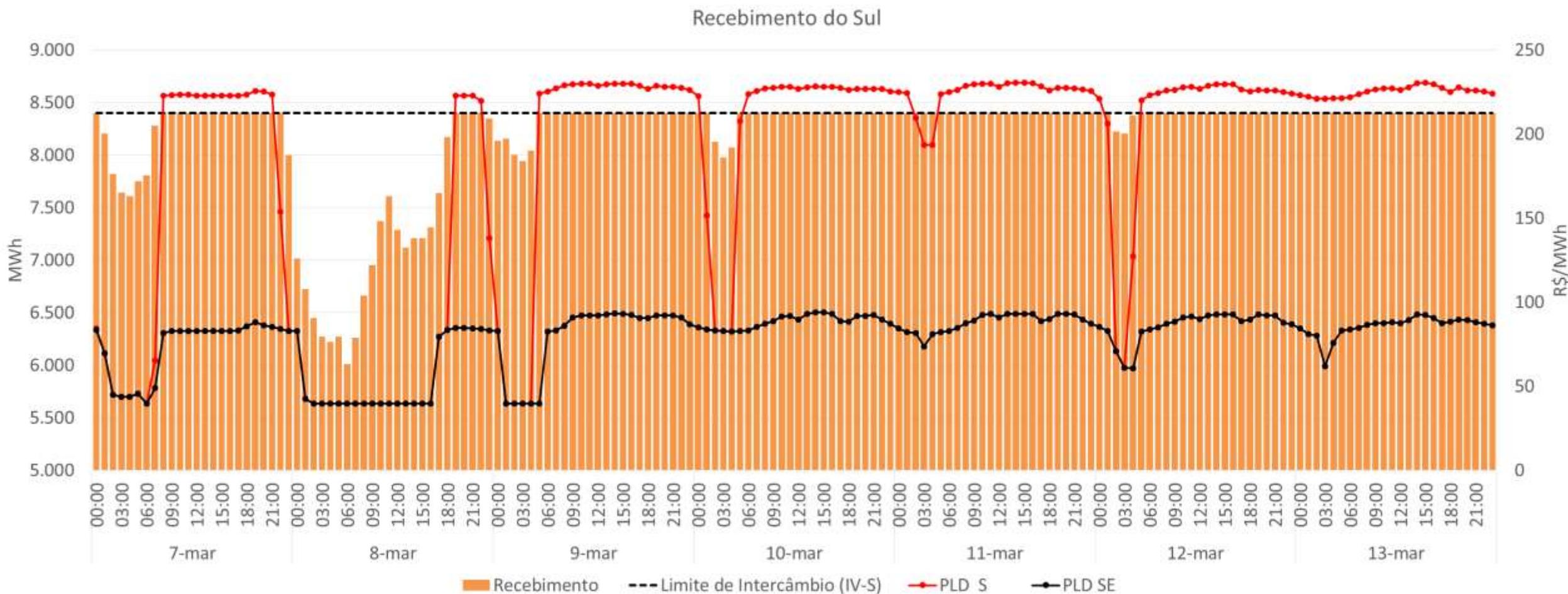
Carga Líquida do SIN



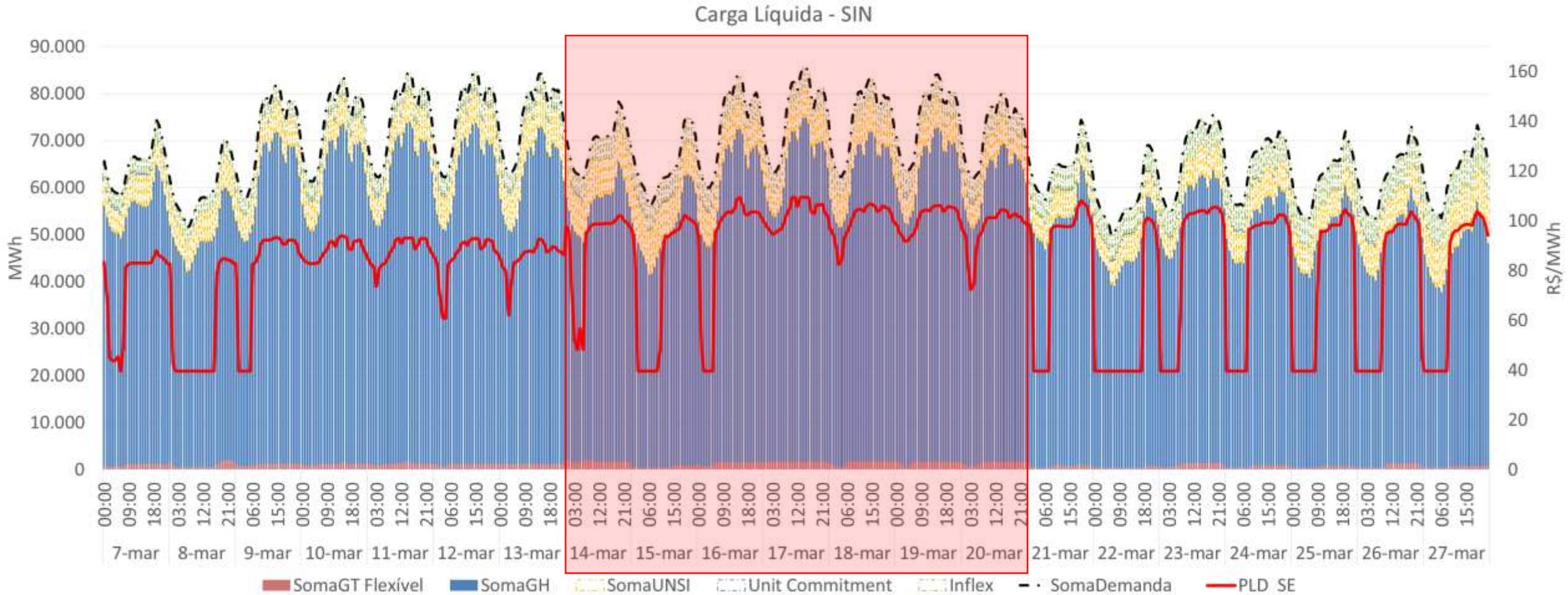
Balanco Energético - Sul



Recebimento - Sul

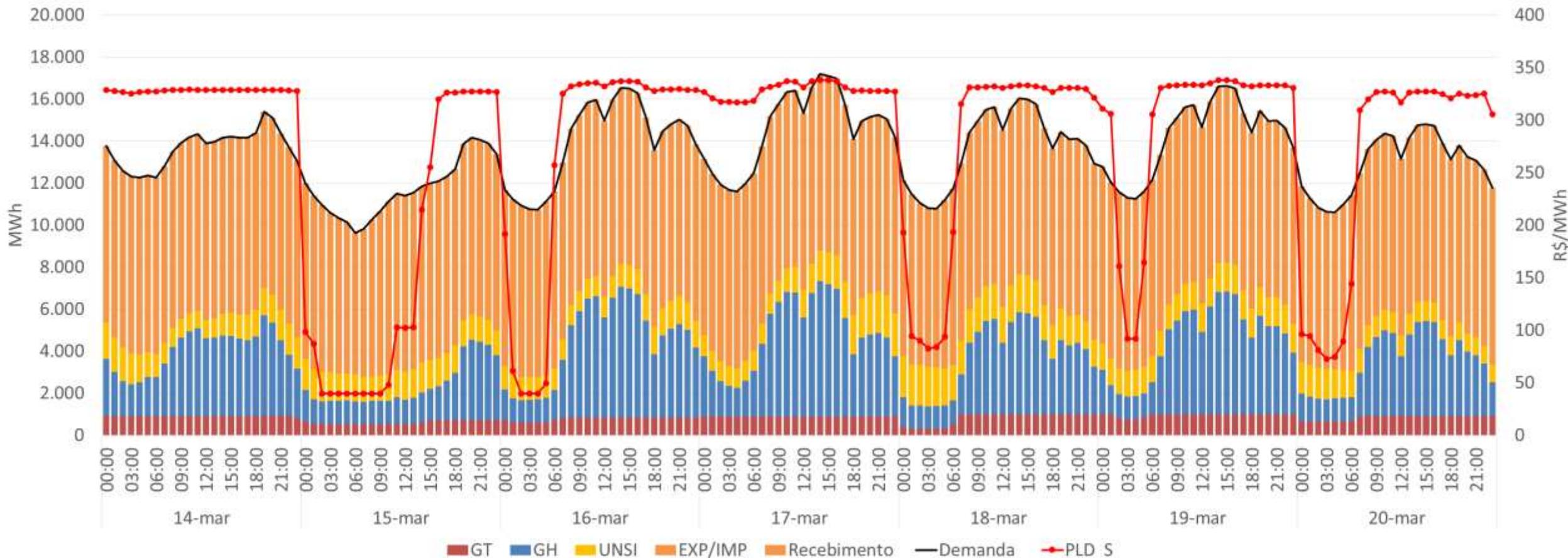


Carga Líquida do SIN



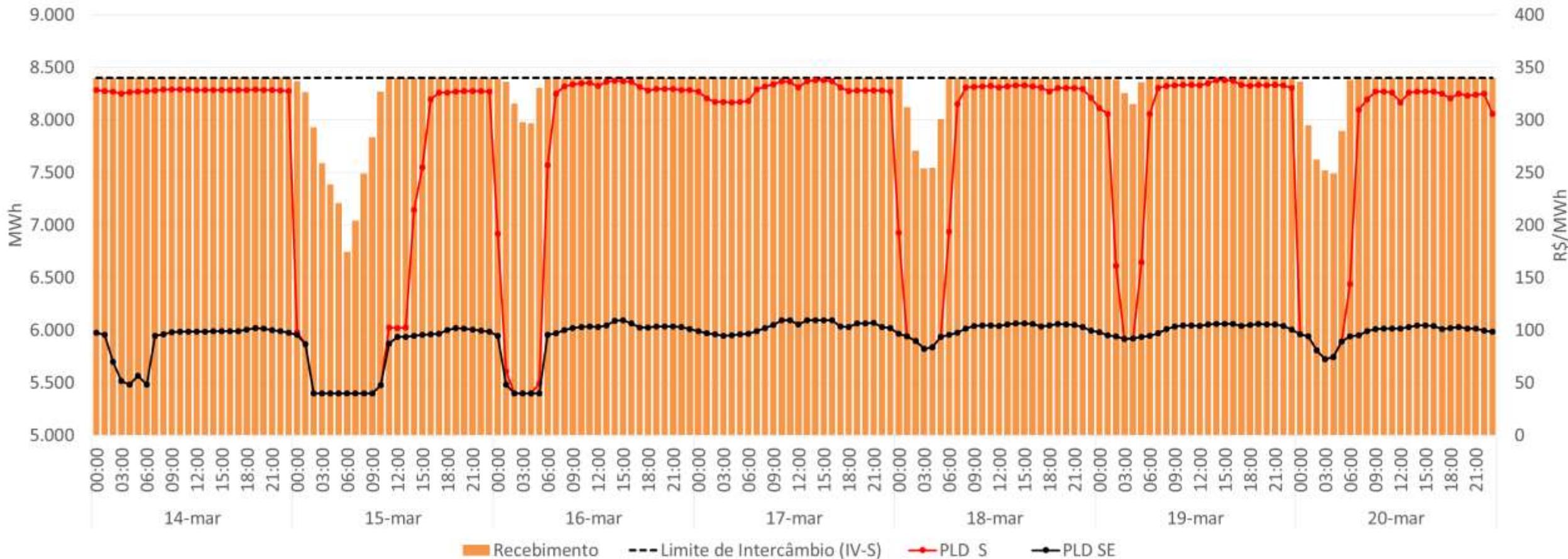
Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

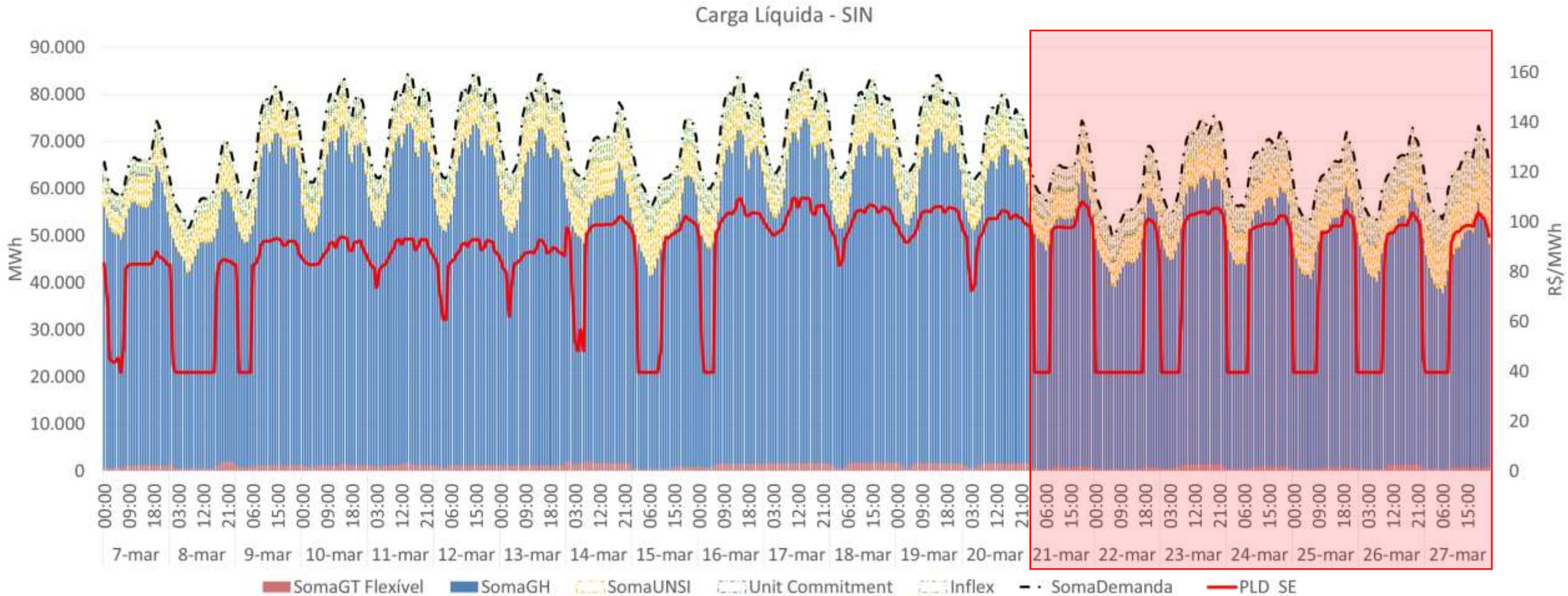


Recebimento - Sul

Recebimento do Sul

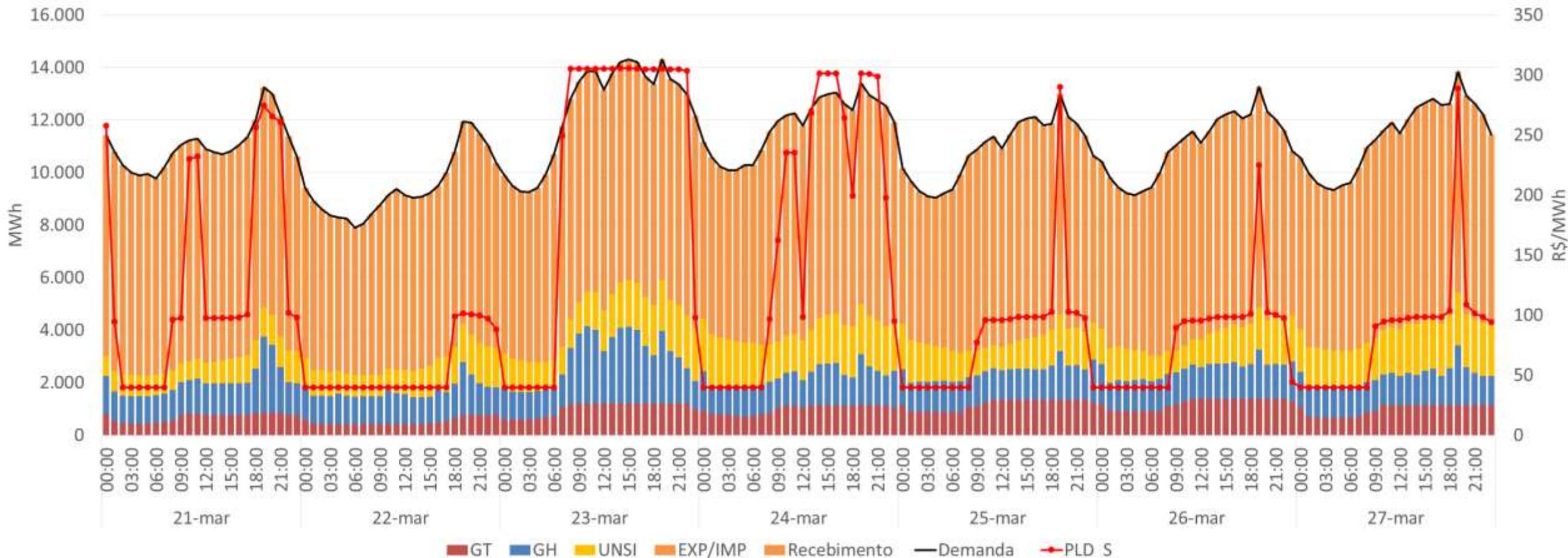


Carga Líquida do SIN



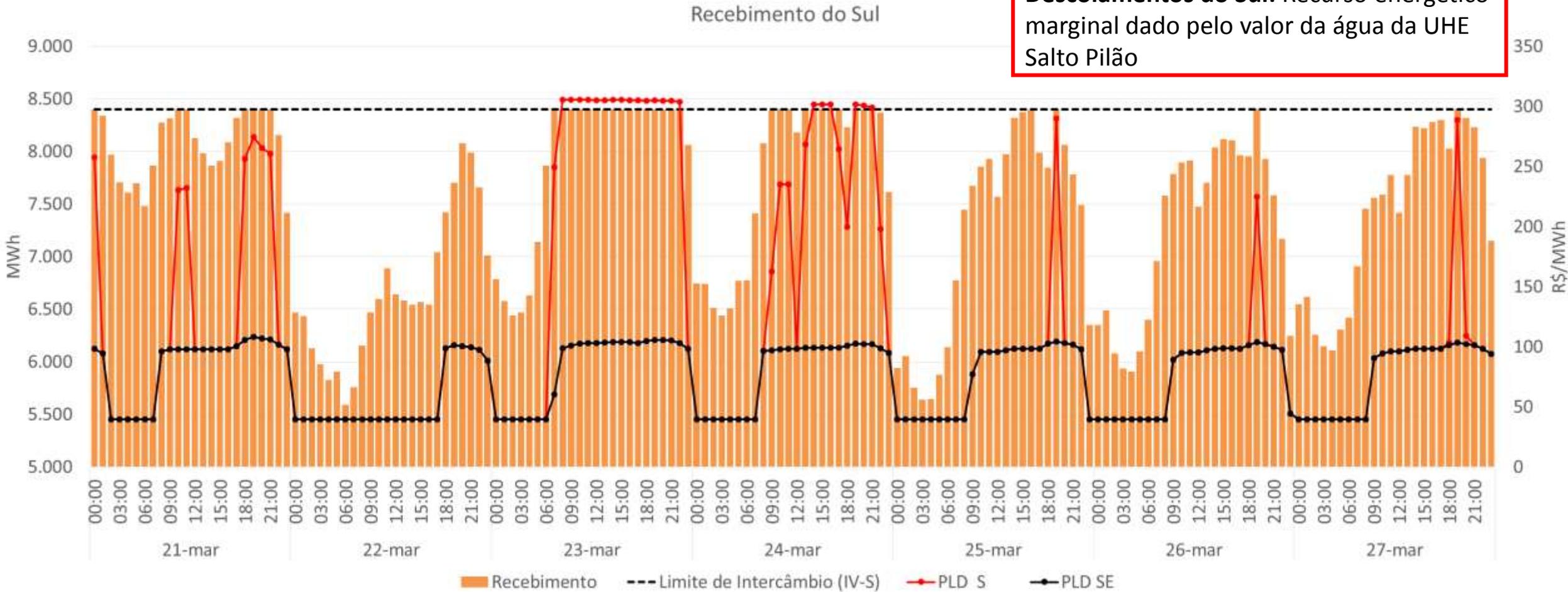
Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

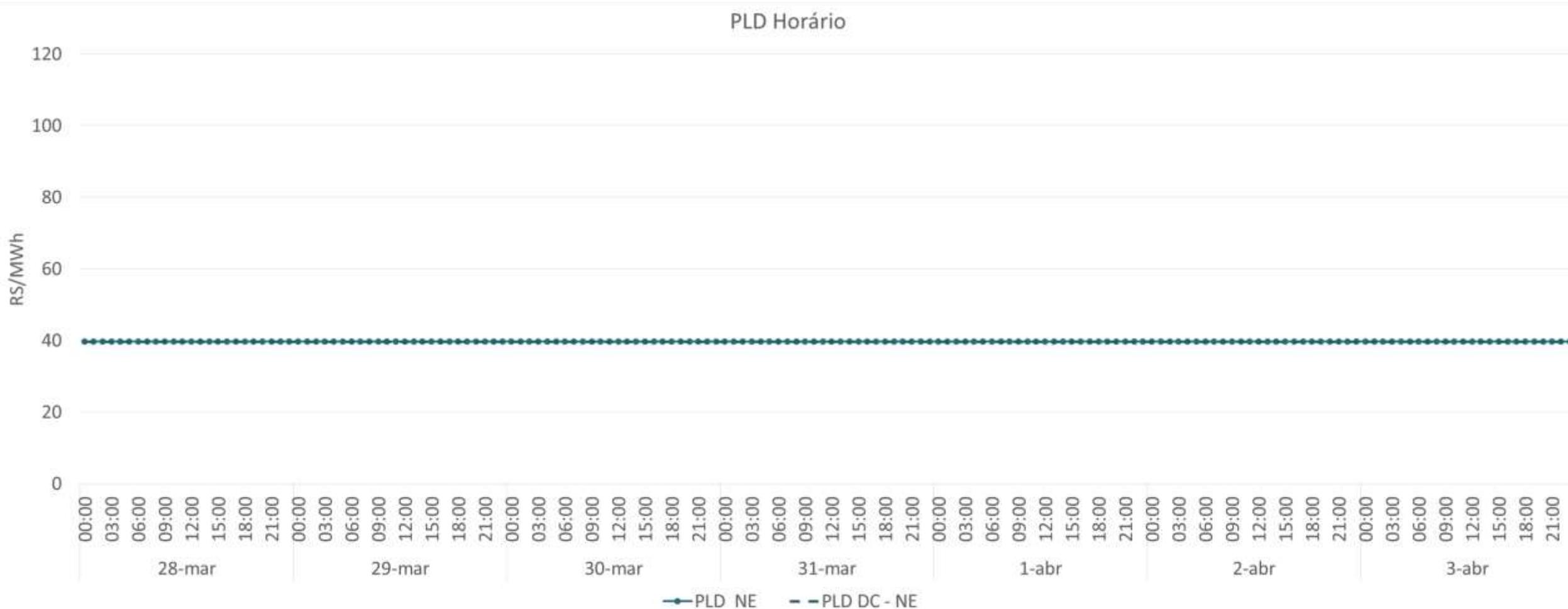


Recebimento - Sul

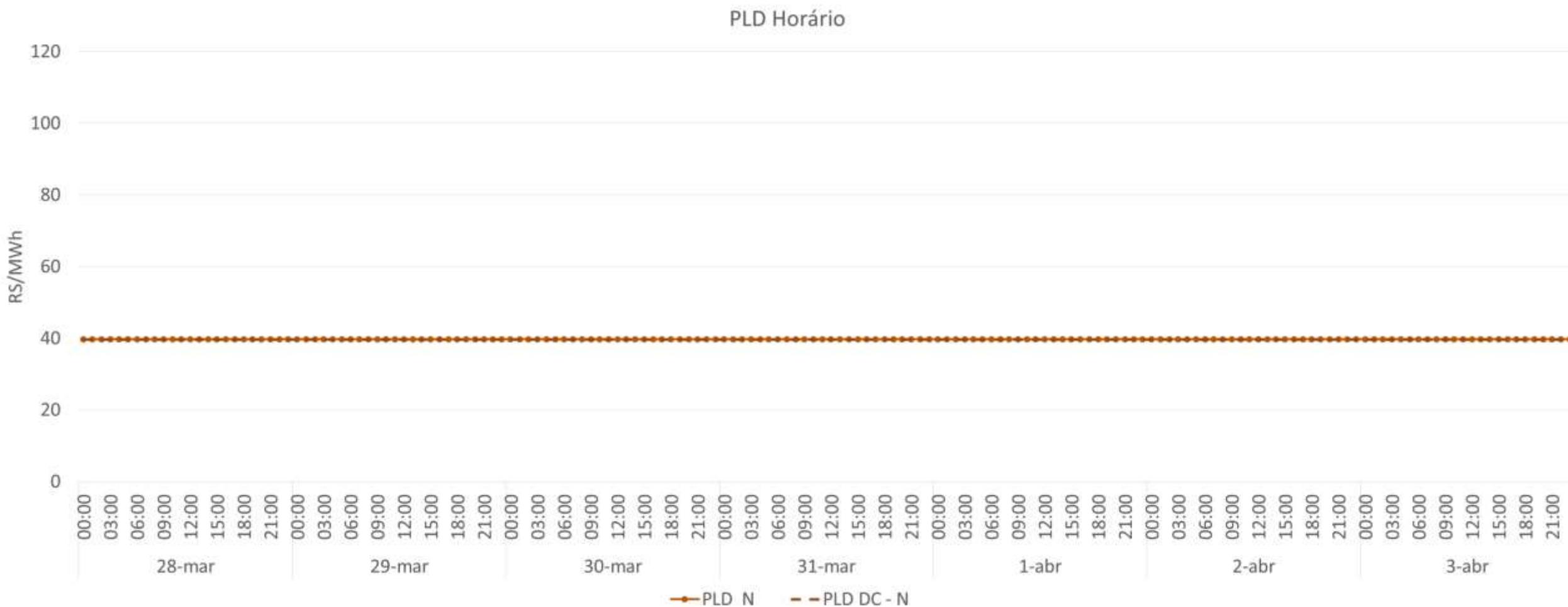
Descolamentos do Sul: Recurso energético marginal dado pelo valor da água da UHE Salto Pilão



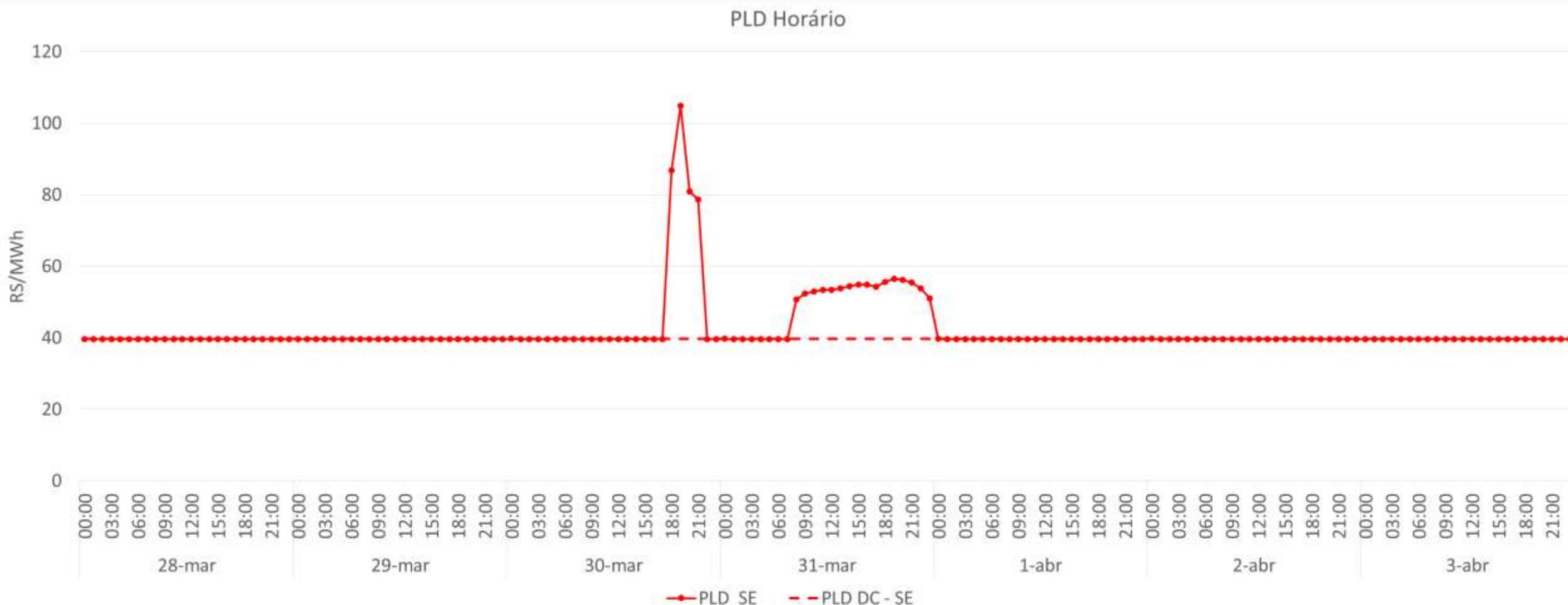
Comparação do PLD – Nordeste



Comparação do PLD – Norte



Comparação do PLD – Sudeste/Centro-Oeste

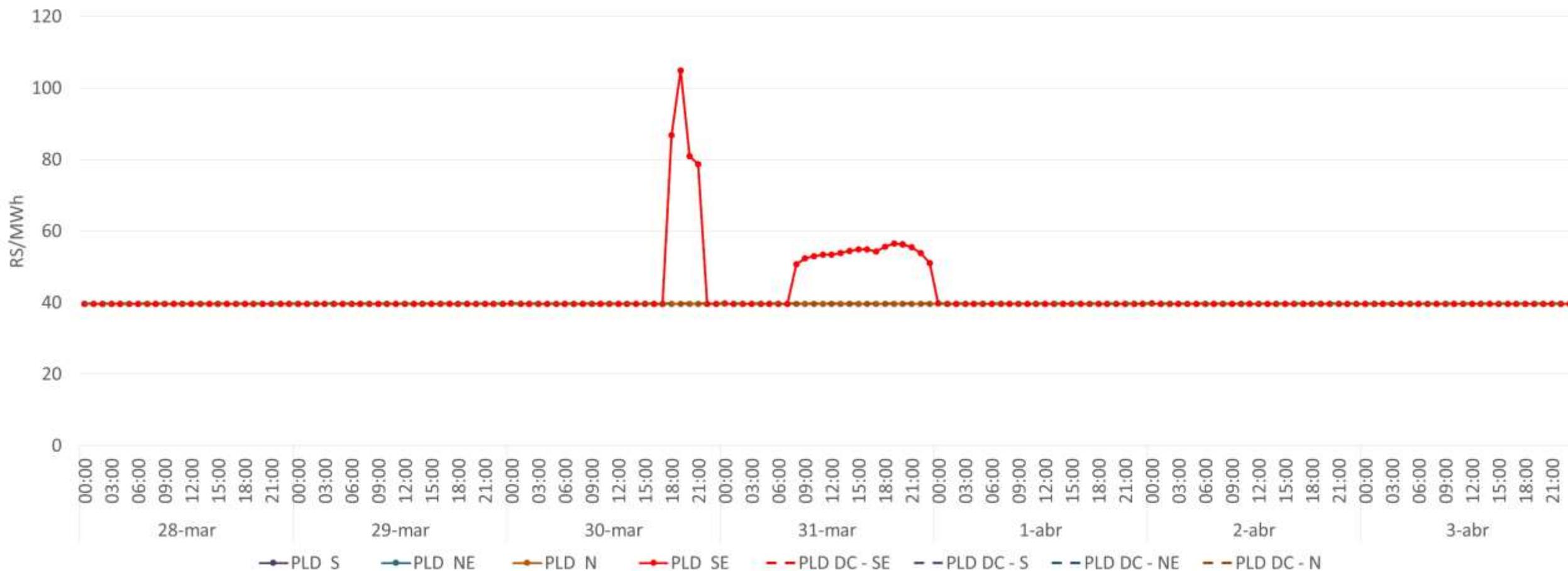


Comparação do PLD – Sul

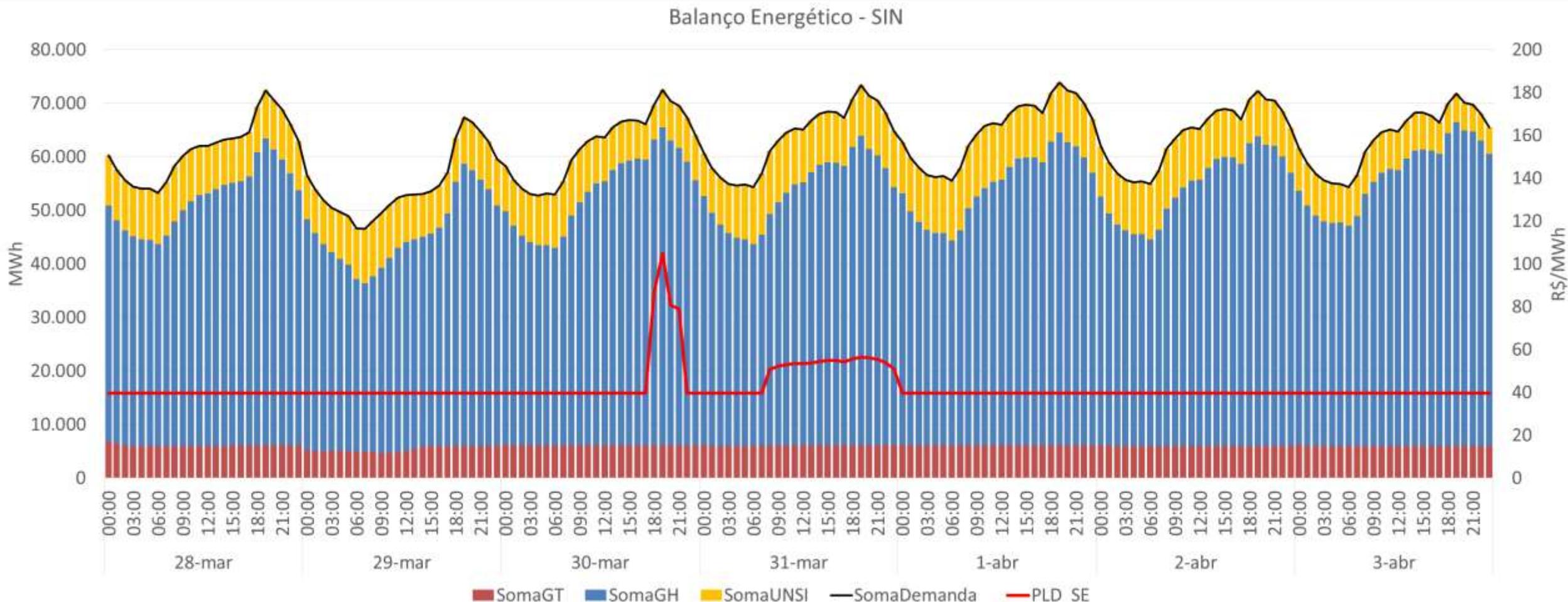


Comparação do PLD por Submercado

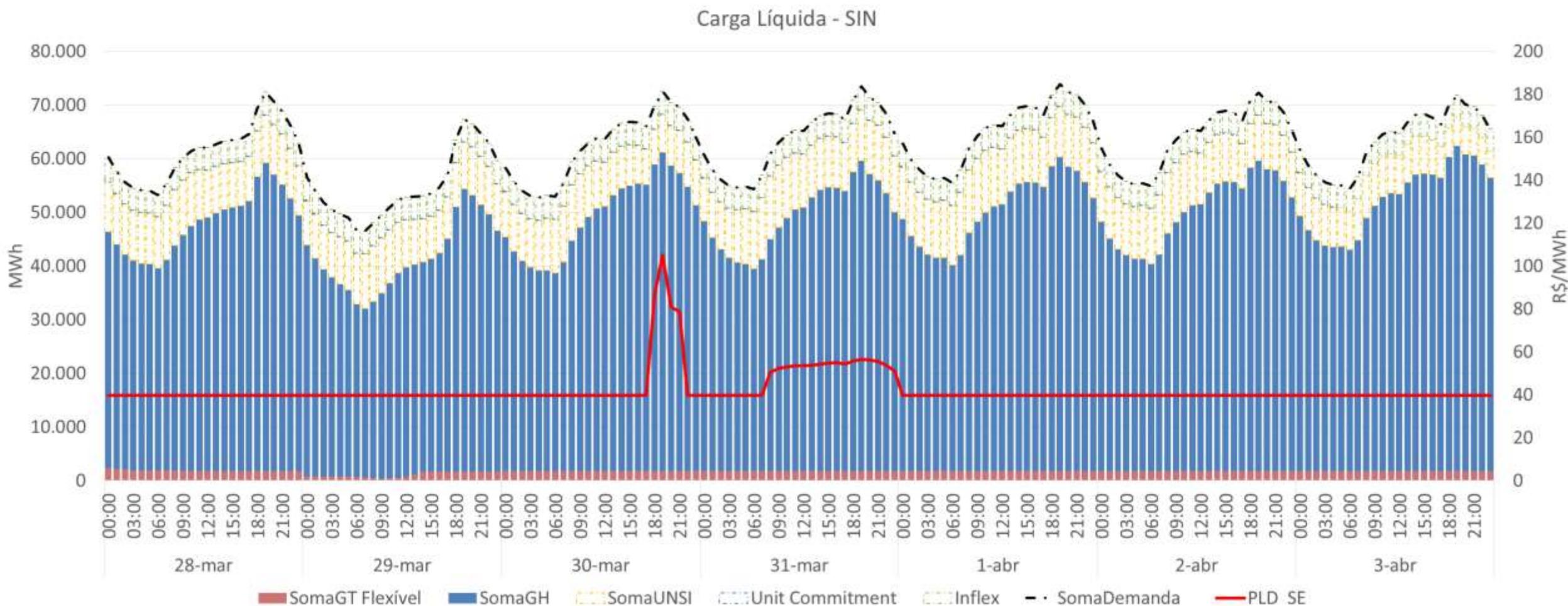
PLD Horário



Balanco Energético do SIN



Carga Líquida do SIN



Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

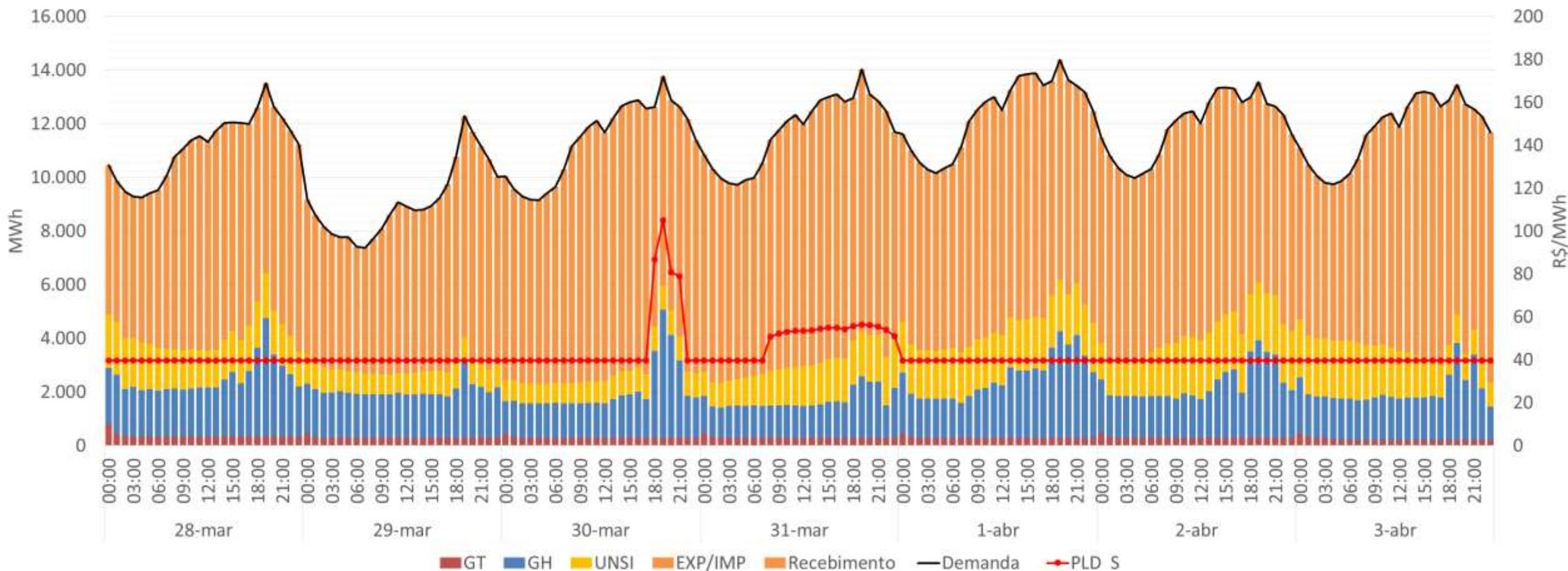
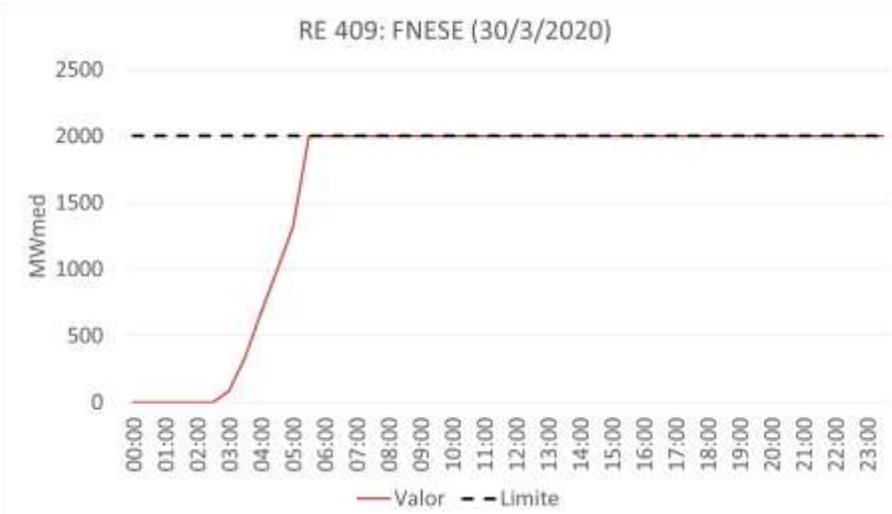
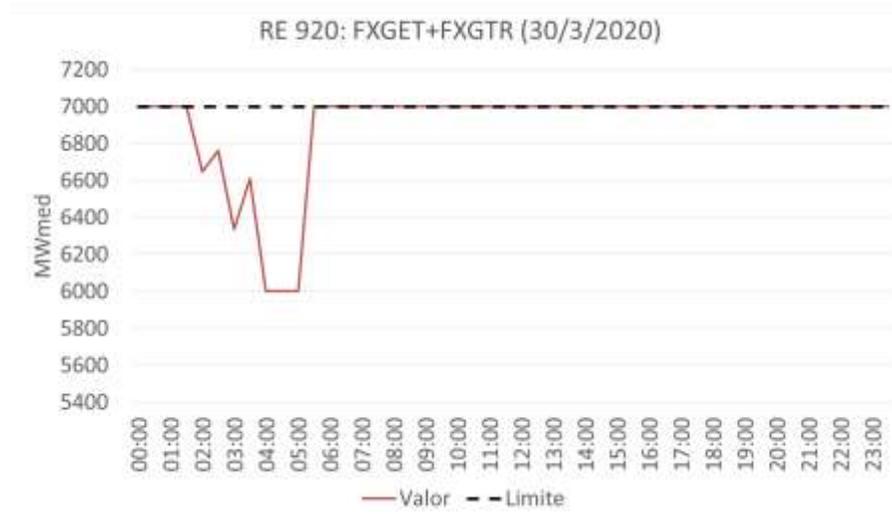
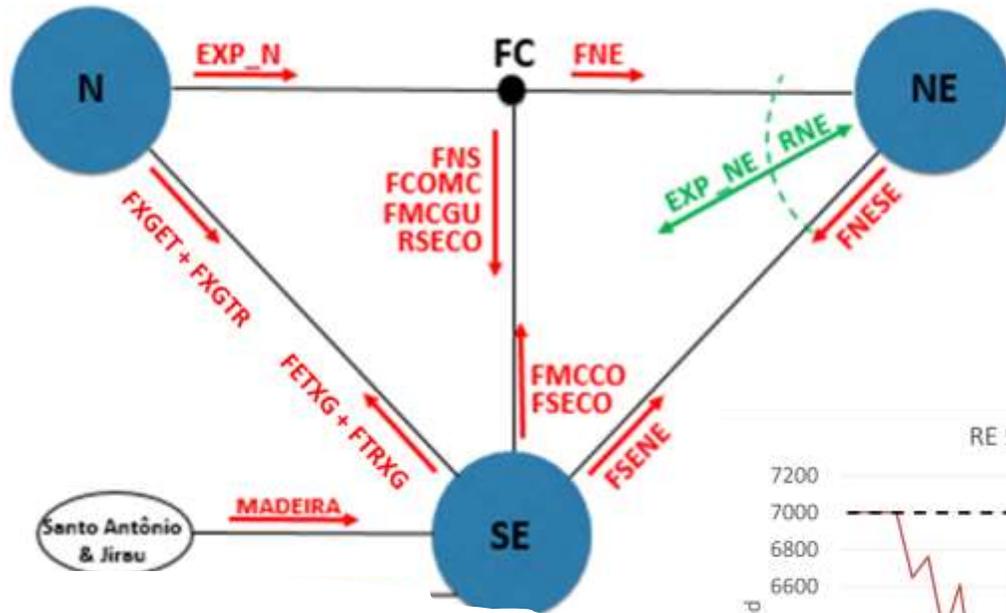
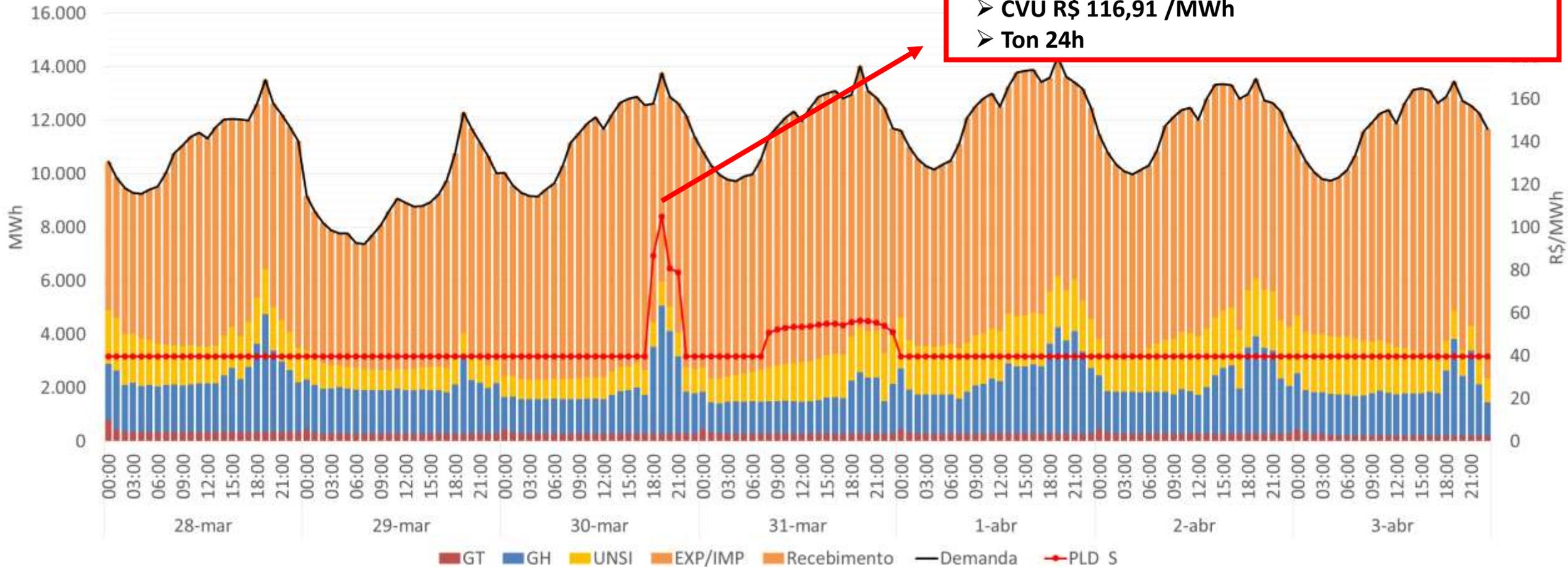


Diagrama de Intercâmbio – 30/mar

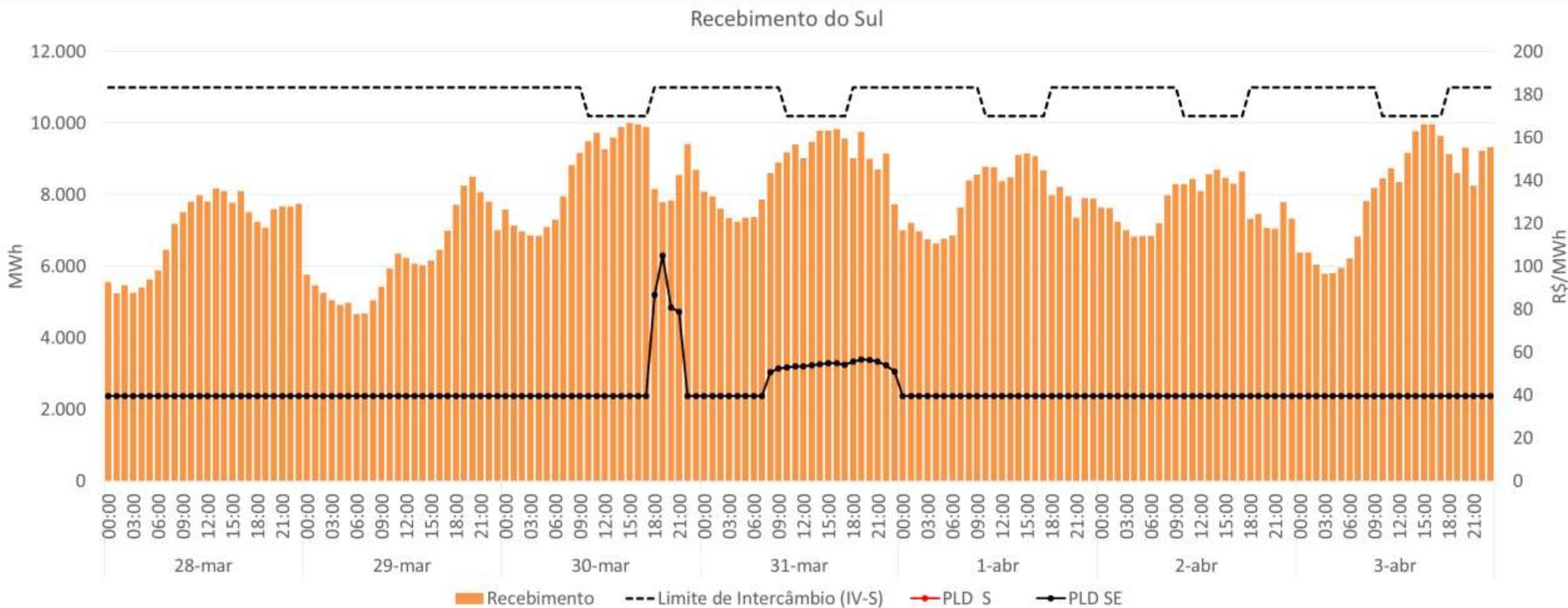


Balanco Energético - Sul

Balanco Energético - Sul

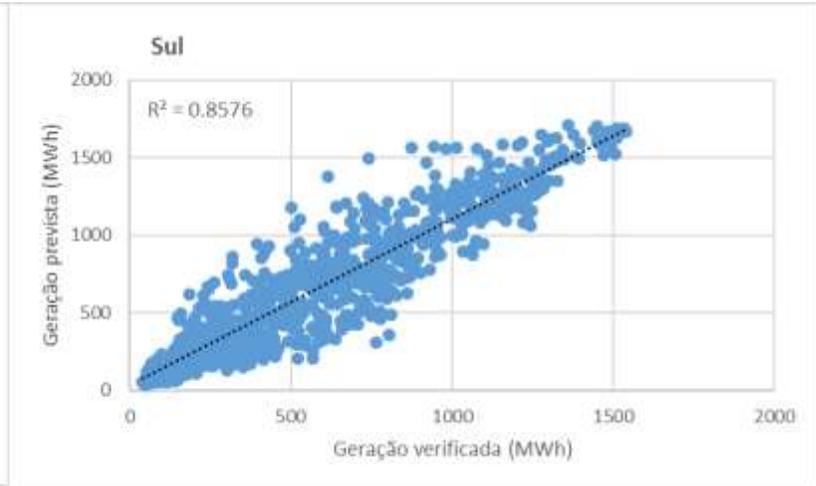
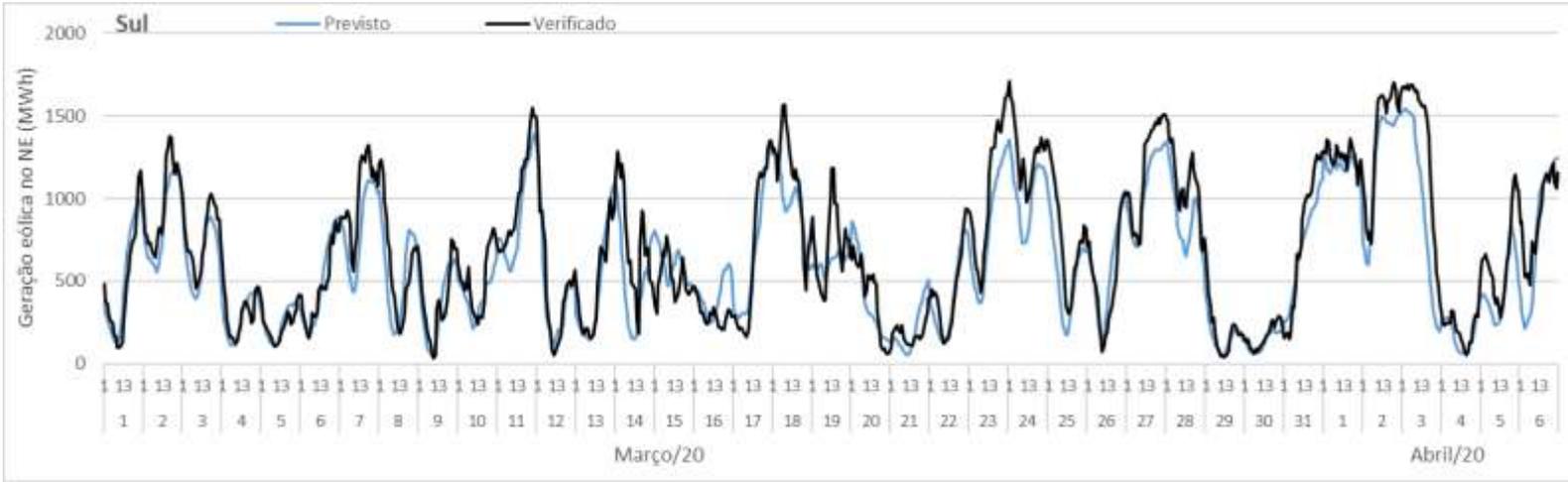
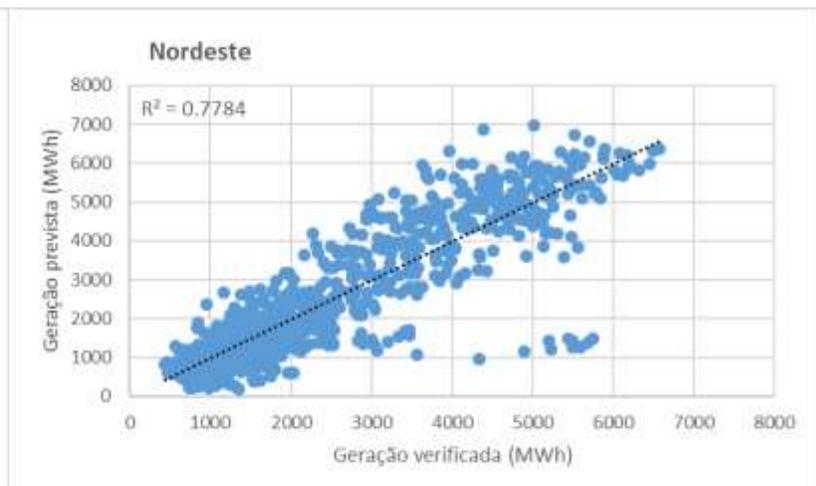
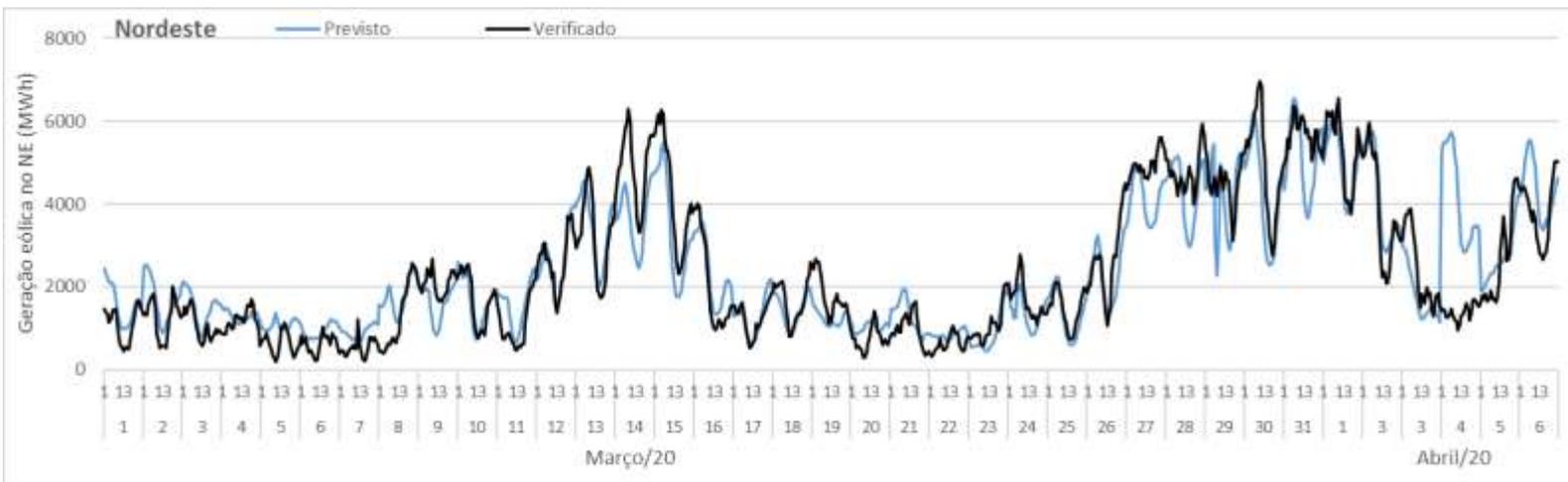


Recebimento - Sul

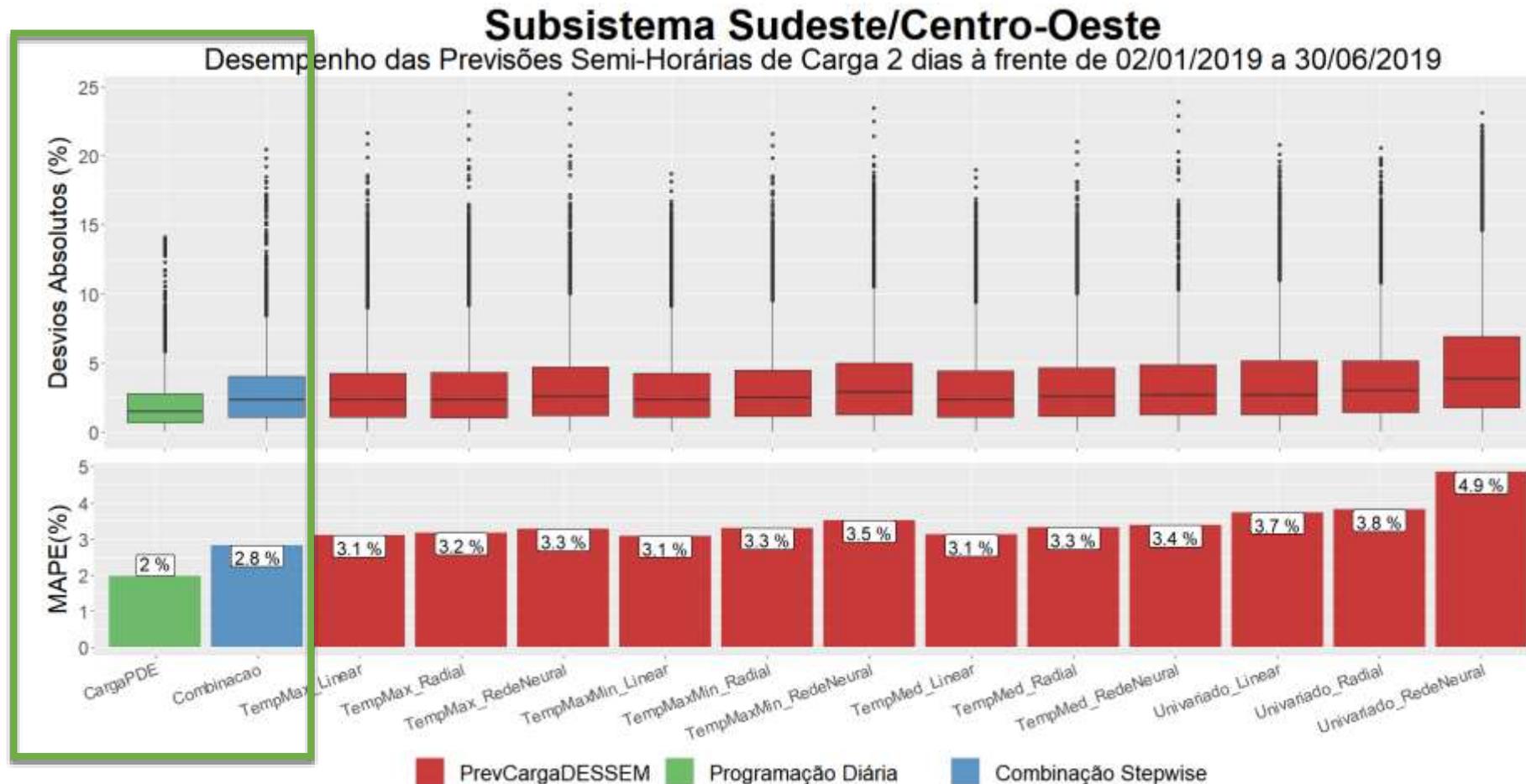


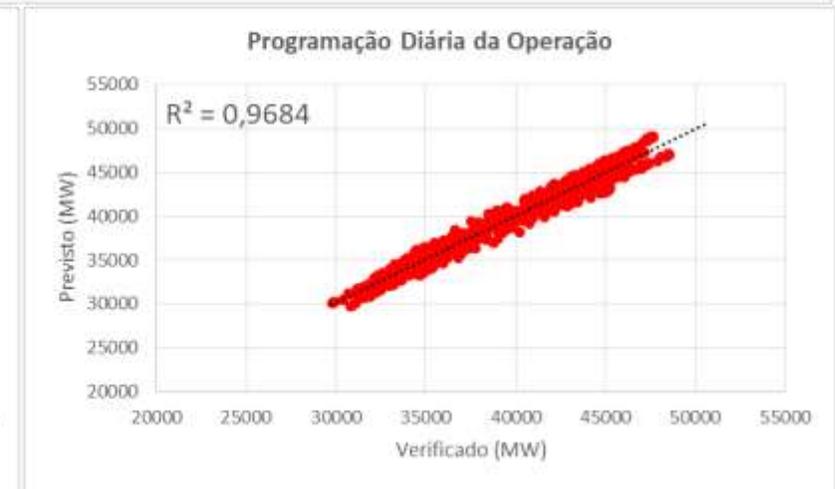
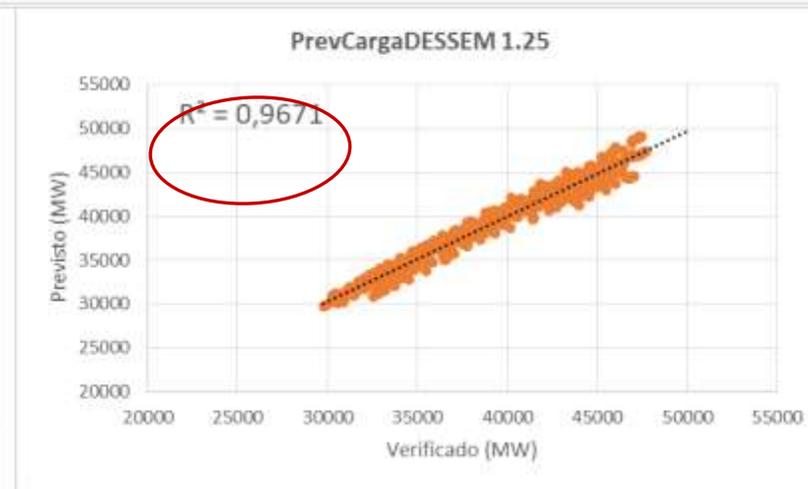
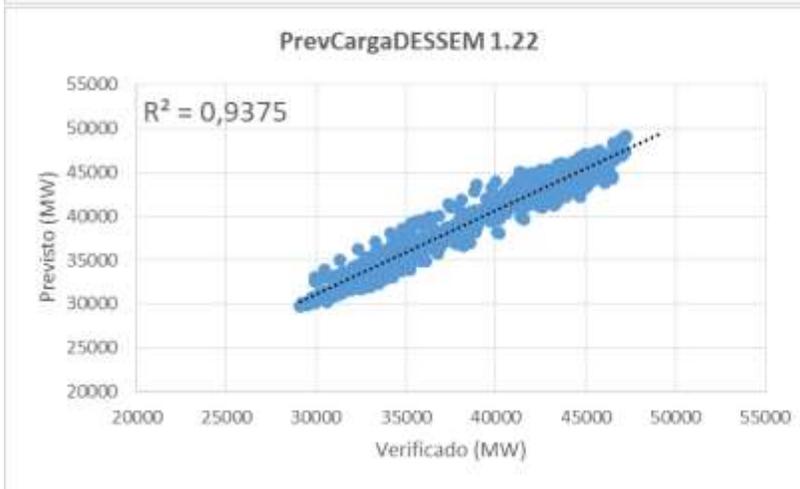
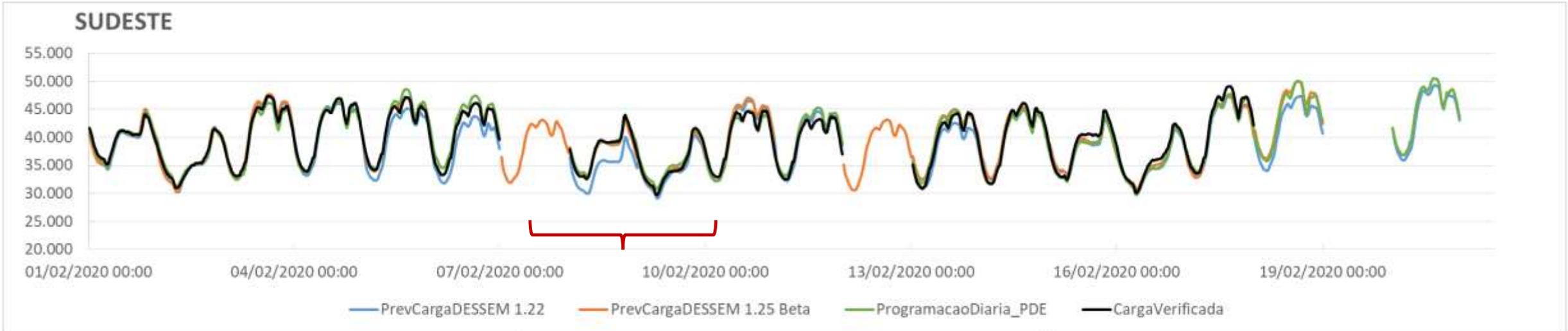
- **Contextualização do Preço horário**
 - Aprimoramentos do PLD
 - Evolução do modelo DESSEM
 - CEPEL – Análise dos casos de jan/2020: elevação abrupta do CMO/PLD
 - Reprodutibilidade do Modelo DESSEM
 - Operação Sombra
 - Reprocessamento dos casos de 2019
 - VOC do PLD Horário
- **Metodologia e premissas utilizadas no preço horário**
 - Cadeia de Formação de Preço
 - Modelo DESSEM
- **Análise do comportamento do preço horário**
 - Preço horário X Preço semanal
 - Balanço Energético
 - Geração Termelétrica e “*Unit Commitment*”
 - Diagrama de Intercâmbio
 - Modelos Satélites





- Os erros do Modelo Combinado se mostraram menores do que na última versão, e também, na comparação com o PrevCargaDESSEM. Contudo, esses erros ainda são maiores do que os observados na Programação Diária.





Metodologia

- Redes Neurais Artificiais (RNA), Máquinas de Vetores de Suporte (SVM) para a previsão de carga média diária e semi-horária;
- Dados de entrada: lista de 9 arquivos disponíveis no site do Sintegra;
- O modelo PrevCargaDESSEM foi desenvolvido na linguagem R, que é uma linguagem gratuita e que possibilita a realização de testes de sensibilidade e estudos prospectivos.

Atualmente a carga de entrada no DESSEM é da Programação Diária da Operação

- Aplicação de um conjunto de modelos, dentre eles o modelo ANNSTLF (EPRI), cujos resultados são ajustados em função do conhecimento tácito dos especialistas do ONS (método Heurístico).

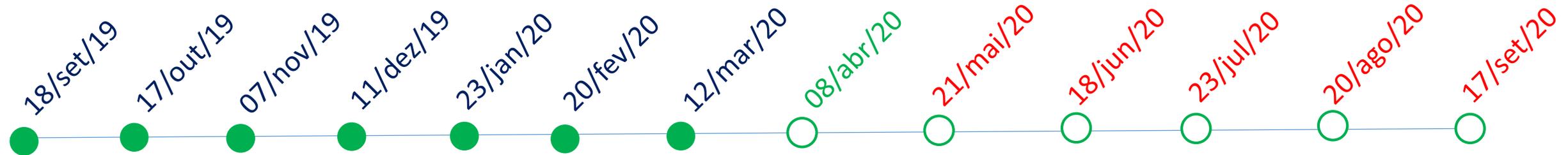
Eventos

- Set/17: início do desenvolvimento;
- Jul/19: Workshop de apresentação do modelo aos agentes;
- Set/19: 1ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM para treinamento do modelo e entrega do caderno de testes;
- Set e Out/19: 2ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM com validação da versão 1.22 do PrevCargaDESSEM e apresentação do caderno de testes
- Fev/20: 3ª Reunião da FT-PrevCargaDESSEM com validação da versão 1.25 do PrevCargaDESSEM e Modelo Combinado, apresentação do Termo de Aceite aos agentes e do caderno de testes.
- **Envio de Carta ONS 0003/DPL/PE/2020, CT-CCEE-0004/2020, de 03/03/2020 para avaliação da ANEEL e validação da versão 1.25.0 do PrevCargaDESSEM. Após a validação seriam disponibilizados o software aos agentes no site do Sintegra.**



- **Ofício nº 028/2020-SRG/ANEEL de 03/04/2020:** para a Aneel, “com o advento do art. 23 da Res. Normativa n. 843, de 02/19, a exemplo de outras sistemáticas que também fornecem dados de entrada ao processamento da cadeia principal de modelos de otimização responsáveis pela definição da política operativa e pela formação do PLD (modelos satélites), a governança e o rito de aprovação de aprimoramentos que são empreendidos aos modelos satélites devem estar previstos no âmbito dos comitês temáticos de que trata o referido dispositivo normativo”.
- Com efeito, ratifica-se o entendimento de que, desde a instauração dos comitês técnicos voltados à discussão de assuntos relacionados à formulação do Programa Mensal da Operação (PMO) e ao PLD, no início de 2020, a dinâmica de validação e de aprovação de novas versões de modelos satélites deverá estar contida na esfera de atuação do respectivo comitê técnico.
- Atualmente, aguardamos a divulgação dos decks e resultados da versão 1.25 do modelo PrevCargaDESSEM no site do Sintegre/ONS para a realização de análises de desempenho.





21 de maio de 2020

https://www.sympla.com.br/encontro-do-preco-horario---maio2020_772081

18 de junho de 2020

https://www.sympla.com.br/encontro-do-preco-horario---junho2020_772086

Todas as edições serão promovidas das 9h30 às 11h30

Local: **Transmissão ao vivo por WEBEX**



Obrigado!

Gerência Executiva de Preços,
Modelos e Estudos Energéticos

08/04/2020



APPCCEE



Câmara de Comercialização
de Energia Elétrica

