

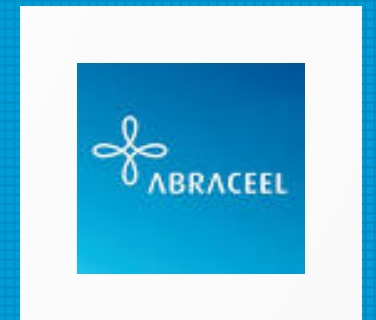
Mercados de energia: modelos de preço por custo

Claudia Sagastizábal
26/10/2022



CeMEAI

CEPID - Center for Mathematical
Sciences Applied to Industry



O que determina o preço de um produto?



O que determina o preço de um produto?



Quanto custa uma caipirinha?



O que determina o preço de um produto?



Quanto custa uma caipirinha?



O que determina o preço de um produto?



E se forem muitas?

O que determina o preço de um produto?



o custo dos seus ingredientes

sinaliza o preço

E se forem muitas?



O que determina o preço de um produto?



E se forem muitas?



O que determina o preço de um produto?

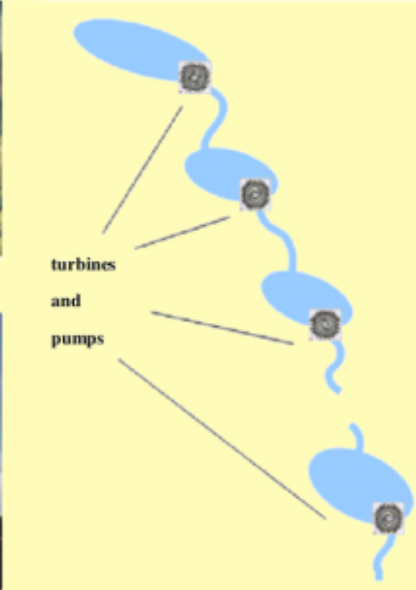


E se forem muitas?

o esforço adicional também sinaliza preço



O que determina o preço da energia elétrica?



O que determina o preço da energia elétrica?



Sinal de preço pelos “ingredientes”?

O que determina o preço da energia elétrica?



Sinal de preço pelos “**xxx** €**xxx** n**xxx**”?

Sinal de preço pelo esforço adicional!

O que determina o preço da energia elétrica?



Sinal de preço pelos “**xxx** €**xxx** n**xxx**”?

Sinal de preço pelo esforço adicional!

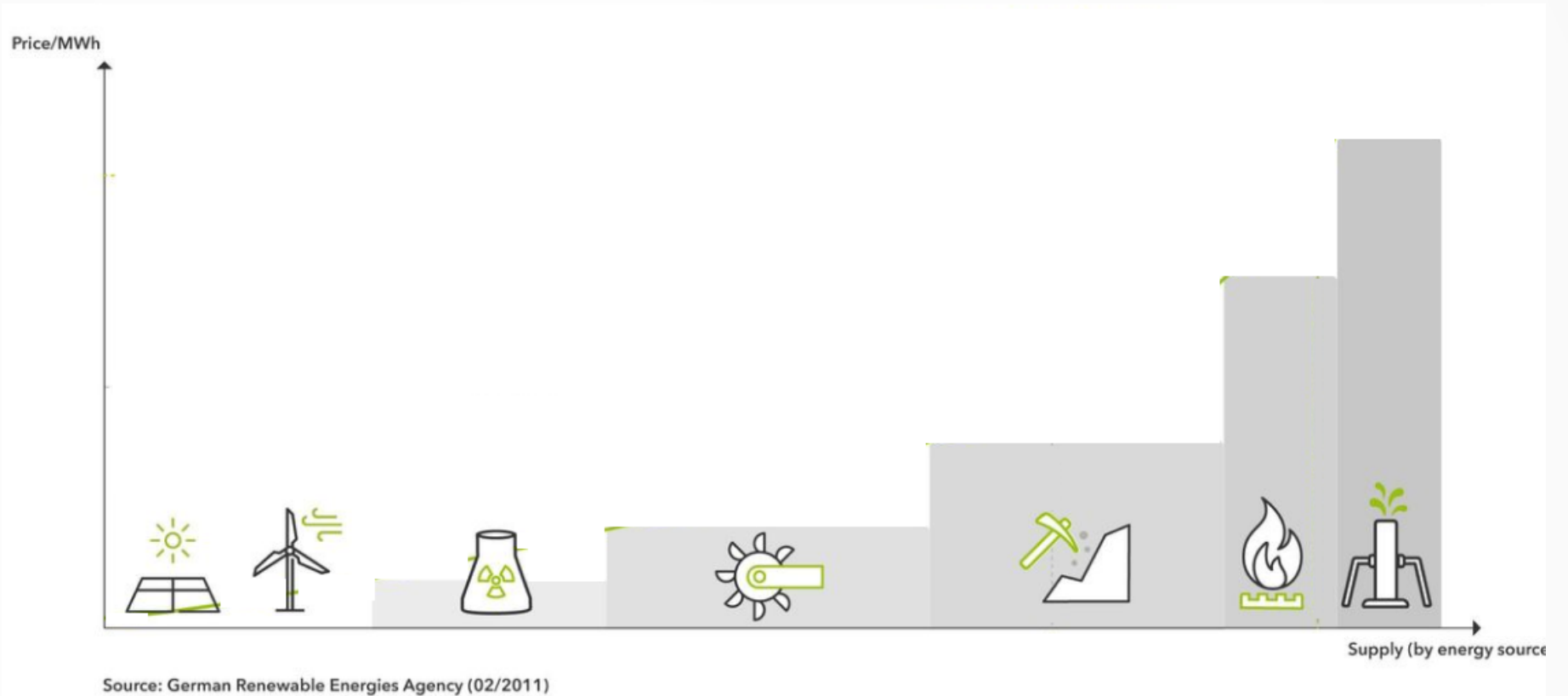
CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

- **O significado econômico do CMO depende das características do sistema considerado**
- **CMO equiparado com a noção ordem de mérito é um conceito ideal**
- **Despacho fora da ordem de mérito, externalidades e consequências**
- **A implementação do CMO para o SIN: DESSEM, modelo de preços por custo**

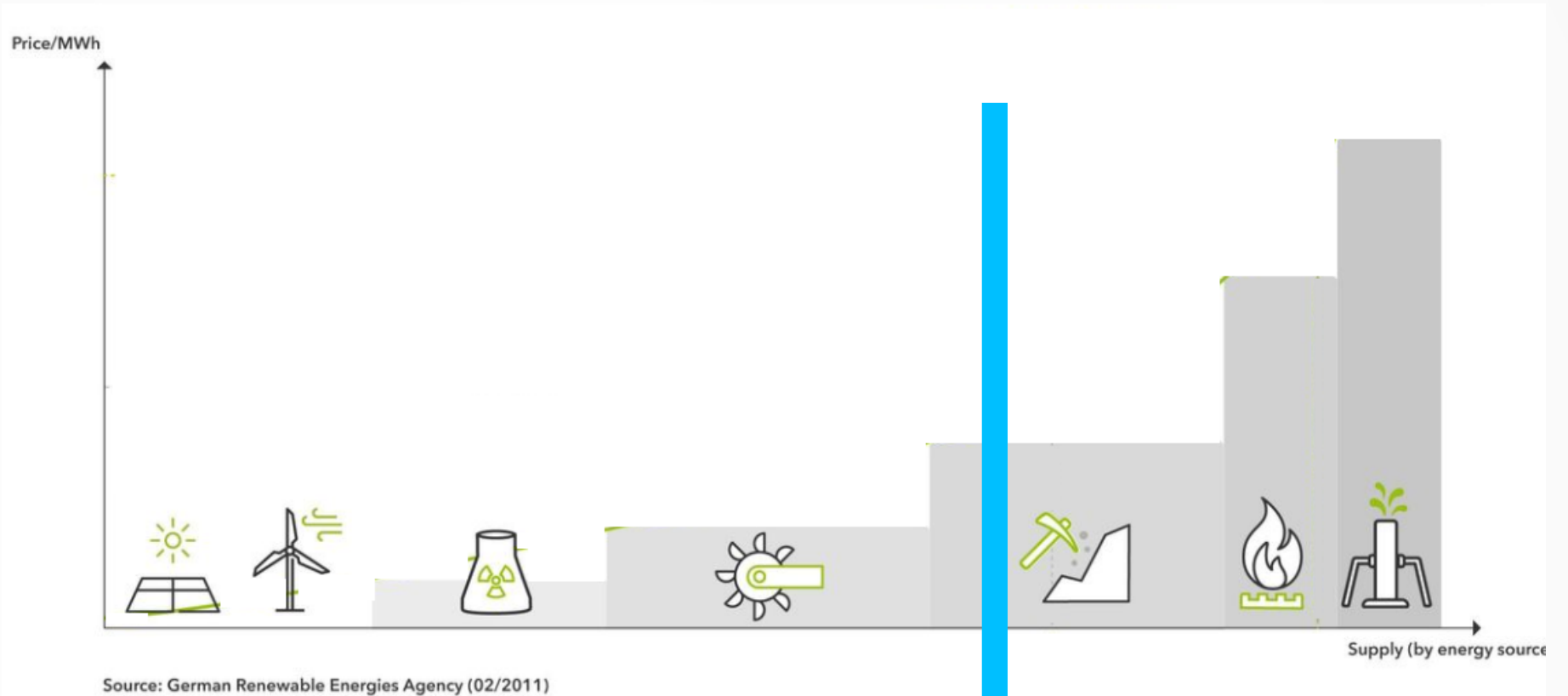
CMO e ordem de mérito

CMO=
quanto
custa
gerar
1MWh a
mais para
o sistema



CMO e ordem de mérito

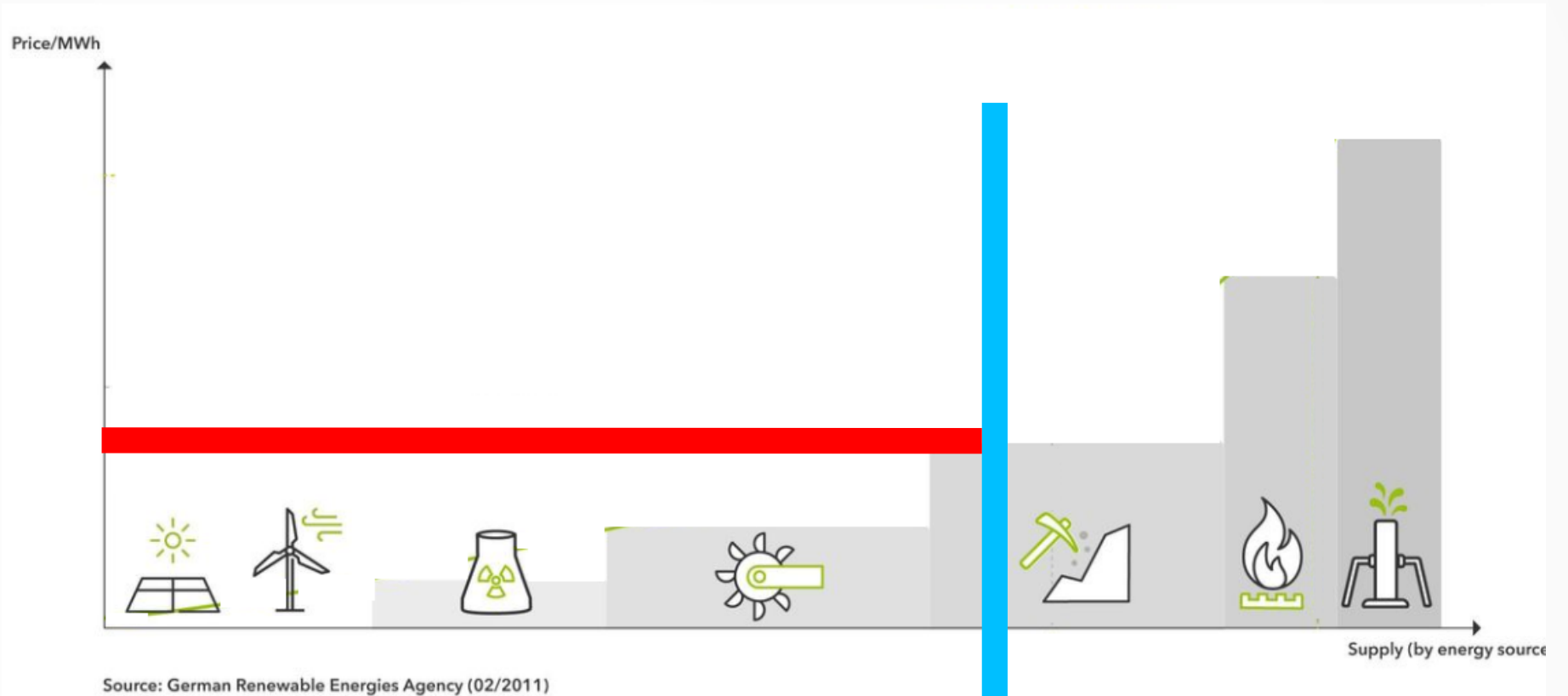
CMO=
quanto
custa
gerar
1MWh a
mais para
o sistema



demanda

CMO e ordem de mérito

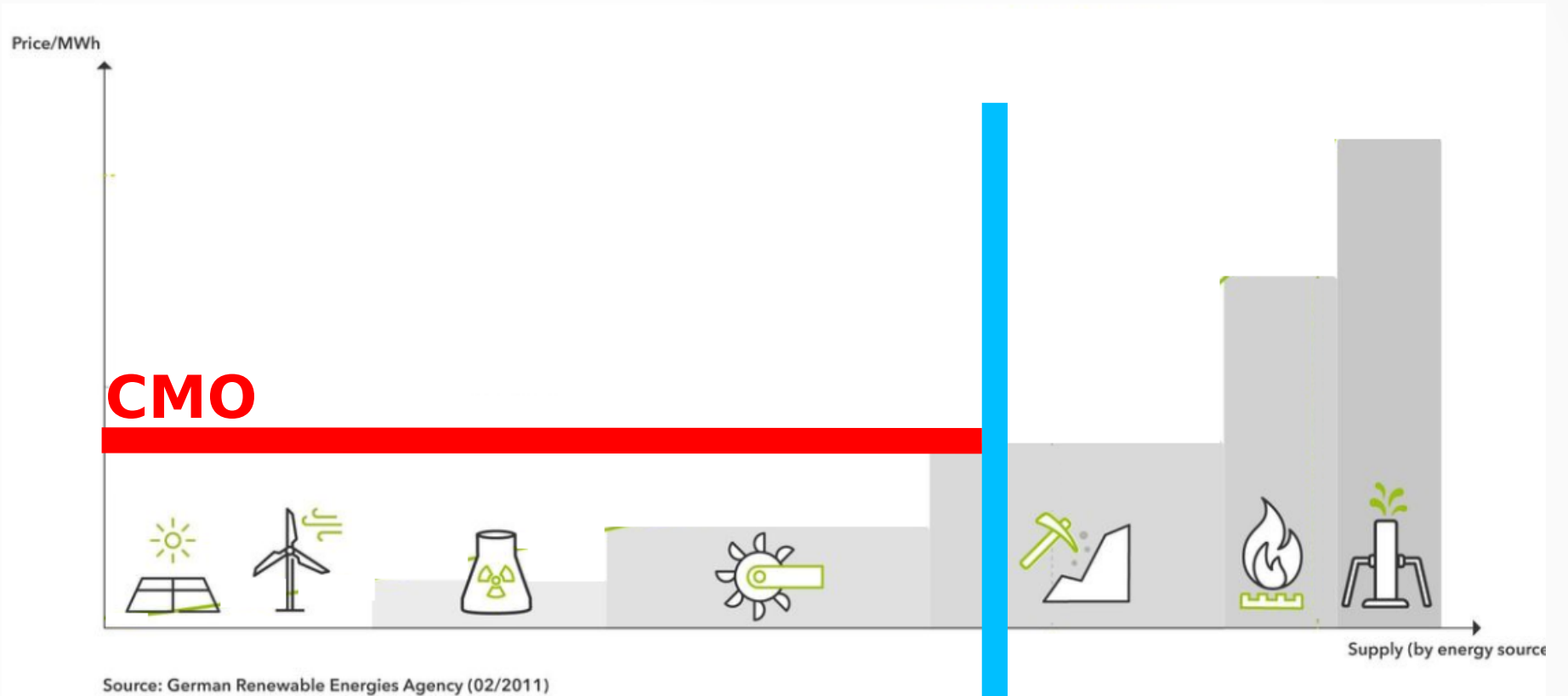
CMO=
quanto
custa
gerar
1MWh a
mais para
o sistema



demanda

CMO e ordem de mérito

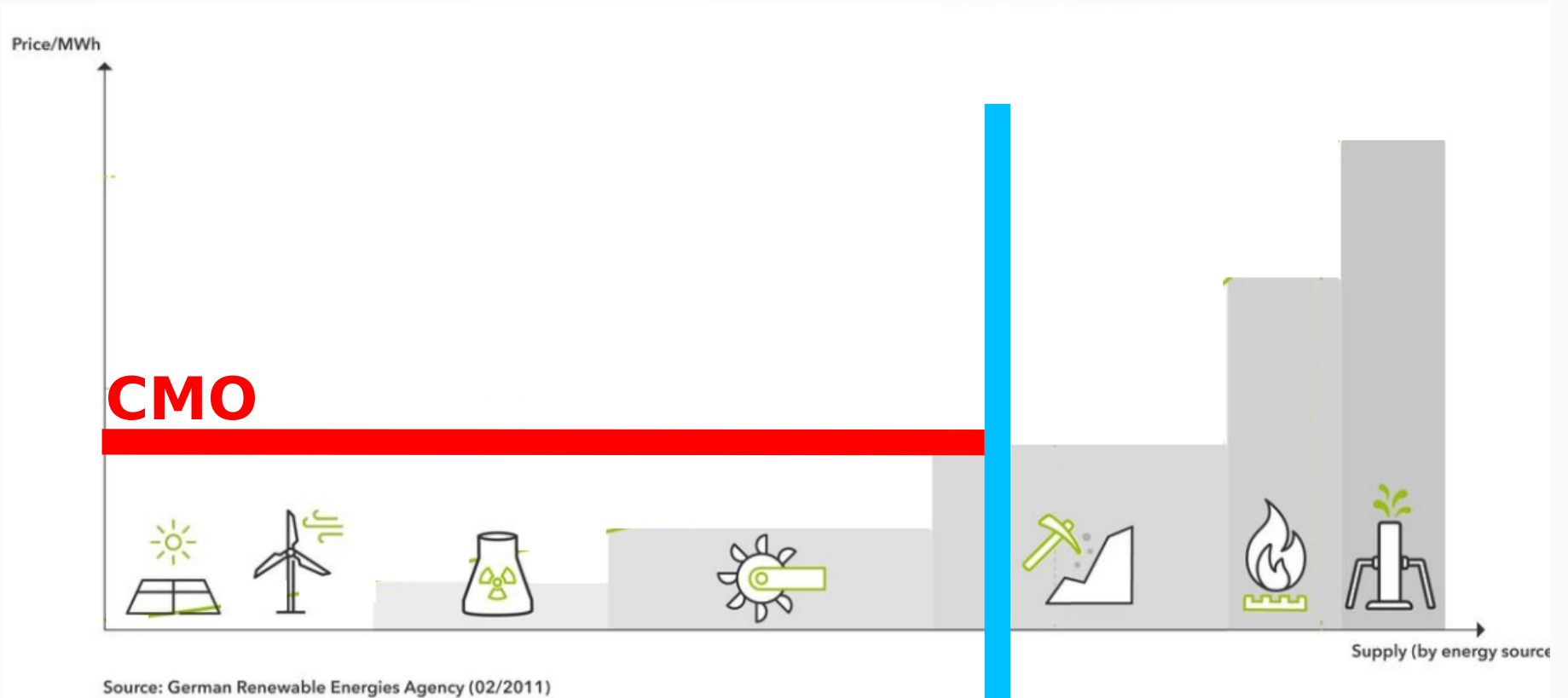
CMO=
quanto
custa
gerar
1MWh a
mais para
o sistema



demanda

CMO e ordem de mérito

CMO=
quanto
custa
gerar
1MWh a
mais para
o sistema



Corresponde a uma
situação ideal, que não
pode ser implementada
na prática

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$



$$p_H \in \mathcal{P}_H$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$
$$C_T(p_T)$$



$$p_H \in \mathcal{P}_H$$
$$C_H(p_H)$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$
$$C_T(p_T)$$

$$p_H \in \mathcal{P}_H$$
$$C_H(p_H)$$

$$p_T + p_H = d \text{ (demanda)}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = d \end{cases}$$



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$
$$C_T(p_T)$$

$$p_H \in \mathcal{P}_H$$
$$C_H(p_H)$$

$$p_T + p_H = d \quad (\text{demanda})$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$\left\{ \begin{array}{l} \min C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a. } p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ p_T + p_H = \mathbf{d} \end{array} \right.$$



$$p_T \in \mathcal{P}_T \\ C_T(p_T)$$

$$p_H \in \mathcal{P}_H \\ C_H(p_H)$$

$$p_T + p_H = \mathbf{d} \text{ (demanda)}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$
$$C_T(p_T)$$



$$p_H \in \mathcal{P}_H$$
$$C_H(p_H)$$

$$p_T + p_H = d \text{ (demanda)}$$

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

Quanto aumenta o custo

se a demanda aumentar de uma unidade?

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

Quanto aumenta o custo

se a demanda aumentar de uma unidade?

- CMO é a derivada da função valor v
- CMO é o multiplicador de Lagrange da restrição de demanda

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = d \end{cases}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

Quanto aumenta o custo

se a demanda aumentar de uma unidade?

- CMO é a derivada da função valor v
- CMO é o multiplicador de Lagrange da restrição de demanda

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = d \end{cases} \quad \leftarrow \text{CMO}$$

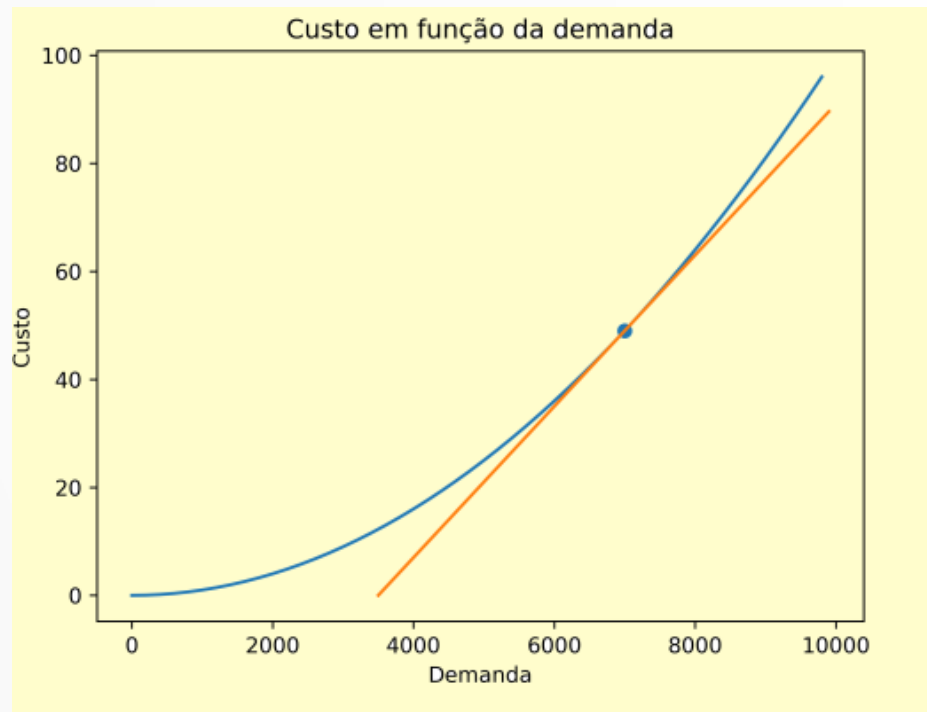
CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

Quanto aumenta o custo

se a demanda aumentar de uma unidade?



- CMO é a derivada da função valor v
- CMO é o multiplicador de Lagrange da restrição de demanda

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = d \end{cases} \leftarrow \text{CMO}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$v(\mathbf{u}) := \begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = \mathbf{d} + \mathbf{u} \end{cases}$$

Quanto aumenta o custo

se a demanda aumentar de uma unidade?

Corresponde a uma situação ideal, que não pode ser implementada na prática

- CMO é a derivada da função valor v
- CMO é o multiplicador de Lagrange da restrição de demanda

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \\ & p_T + p_H = d \end{cases} \leftarrow \text{CMO}$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T$$



$$p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0, 1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0, 1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ **cara** $C_H(p_H)$ **barata**

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0, 1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ **cara**

$C_H(p_H)$ **barata**

$$p_T + p_H = d = 15$$

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0, 1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ **cara**

$C_H(p_H)$ **barata**

$$p_T + p_H = d = 15$$

- Térmica gera 10
- Hidro gera 5

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0, 1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ cara

$C_H(p_H)$ barata

$$p_T + p_H = d = 15$$

- Térmica gera 10
- Hidro gera 5
- Acionamento on/off \longrightarrow Despacho fora da ordem de mérito

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \quad u_T \in \{0,1\} \\ & p_T + p_H = d \end{cases}$$



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0,1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ cara

$C_H(p_H)$ barata

$$p_T + p_H = d = 15$$

- Térmica gera 10
- Hidro gera 5
- Acionamento on/off \longrightarrow Despacho fora da ordem de mérito

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras

$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \quad u_T \in \{0,1\} \\ & p_T + p_H = d \end{cases}$$



$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0,1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ cara

$C_H(p_H)$ barata

$$p_T + p_H = d = 15$$

- Térmica gera 10
- Hidro gera 5
- Acionamento on/off \longrightarrow Despacho fora da ordem de mérito

CMO como saída de um problema de otimização

Duas unidades geradoras



$$\begin{cases} \min & C_T(p_T) + C_H(p_H) \\ \text{s.a.} & p_T \in \mathcal{P}_T, p_H \in \mathcal{P}_H \quad u_T \in \{0,1\} \\ & p_T + p_H = d \end{cases}$$

Se há on/off
não há CMO!

$$p_T \in \mathcal{P}_T = [0, 10u_T], u_T \in \{0,1\} \quad p_H \in \mathcal{P}_H = [0, 10]$$

$C_T(p_T)$ cara

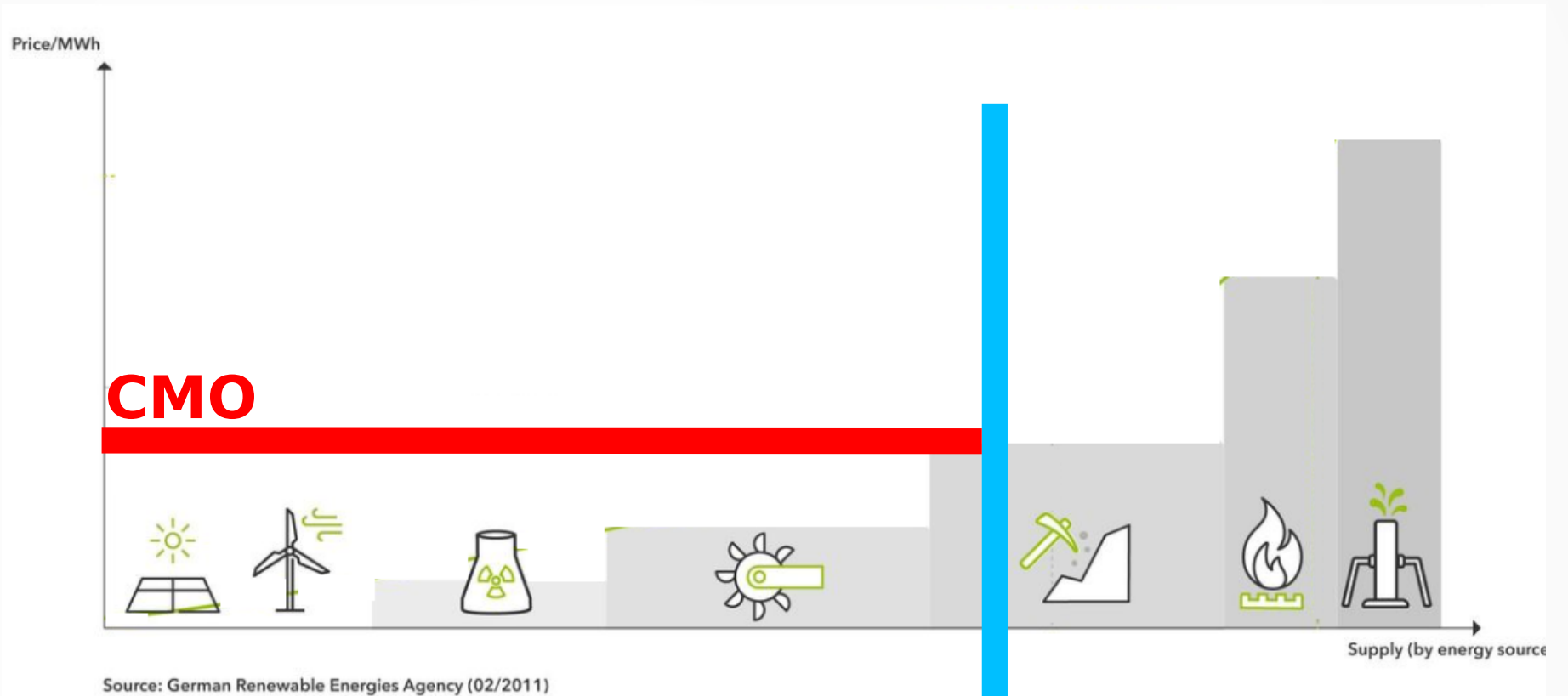
$C_H(p_H)$ barata

$$p_T + p_H = d = 15$$

- Térmica gera 10
- Hidro gera 5
- Acionamento on/off \longrightarrow Despacho fora da ordem de mérito

CMO

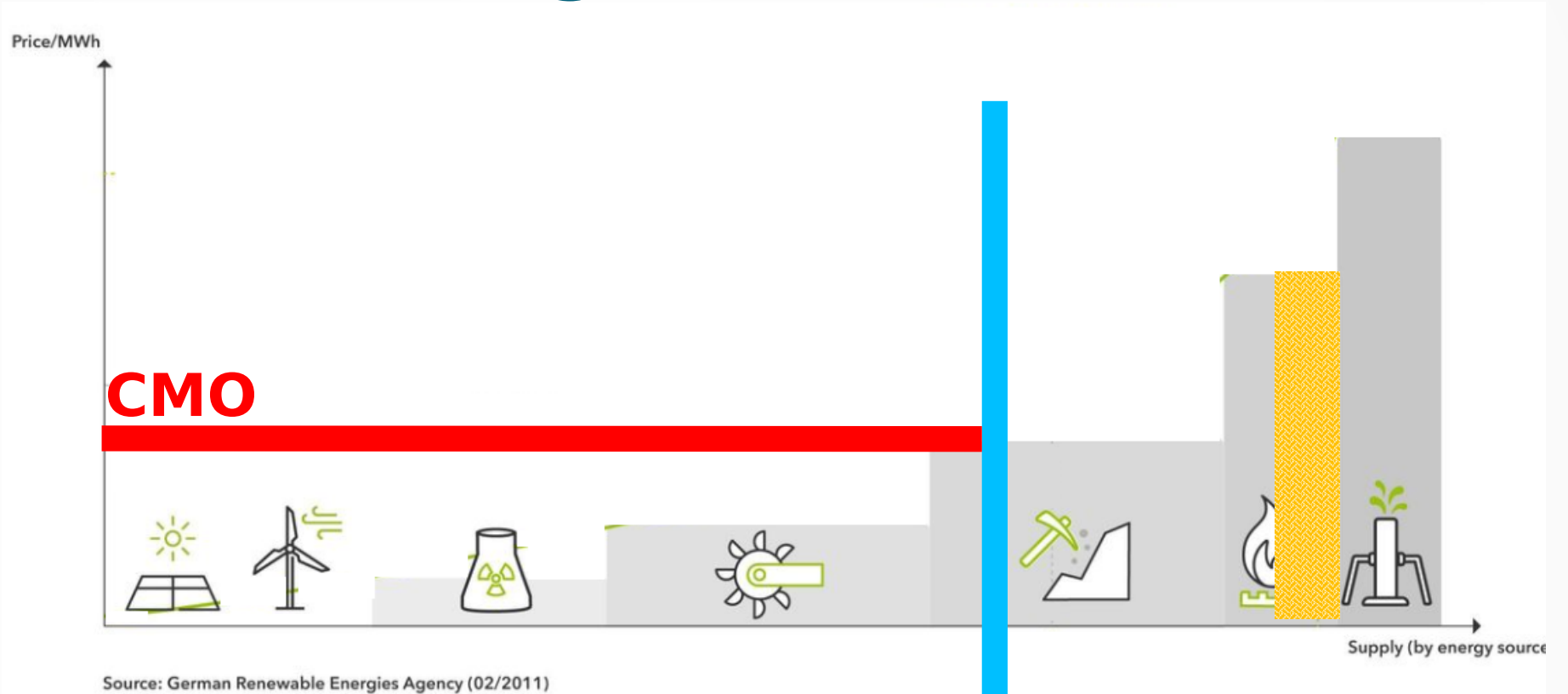
Situação ideal



demanda

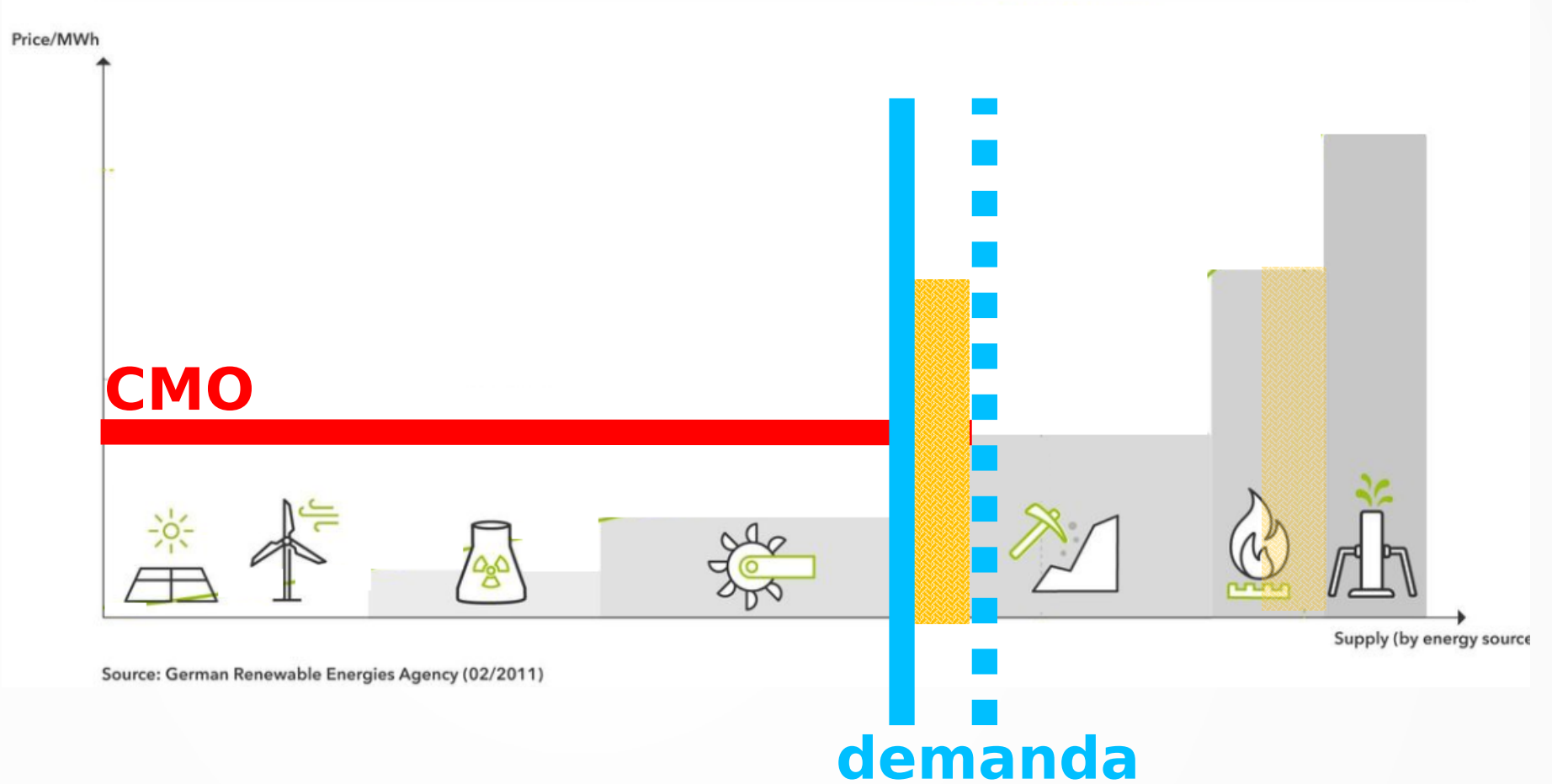
CMO (sem on/off) e geração mínima

Situação real



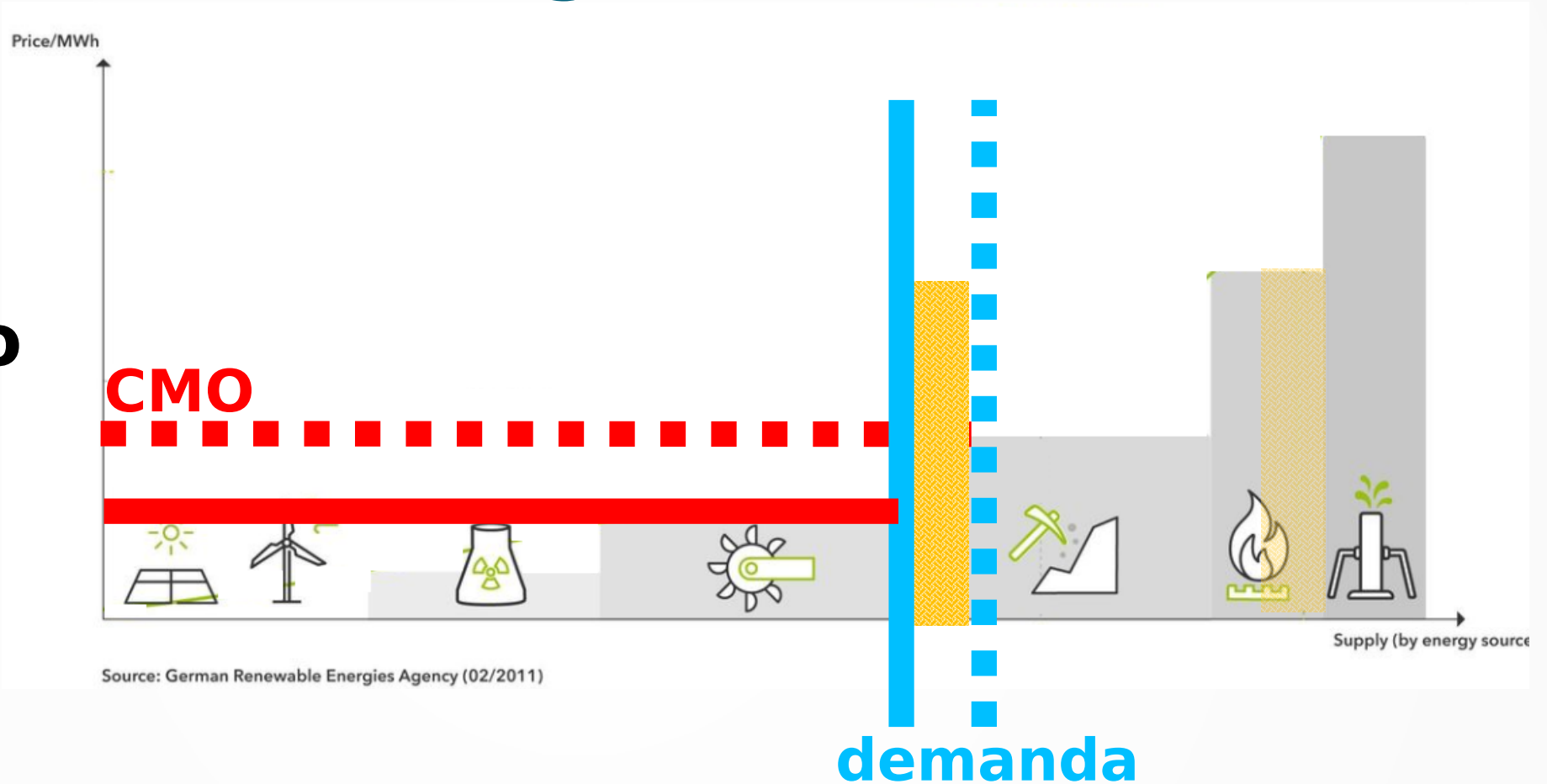
CMO (sem on/off) e geração mínima

Situação
real

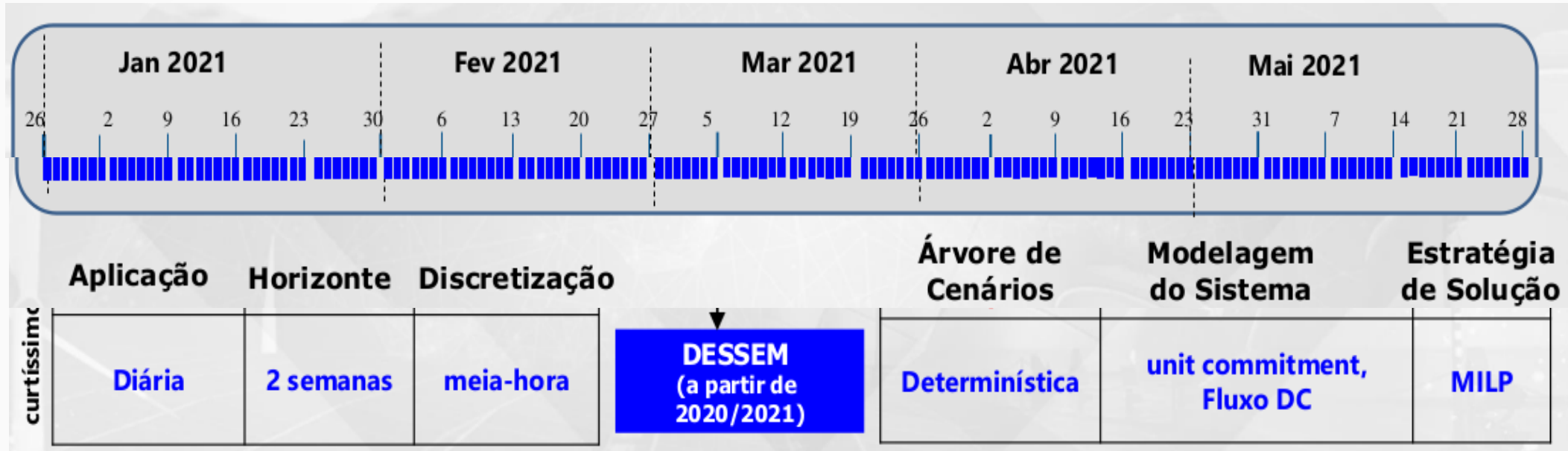


CMO (sem on/off) e geração mínima

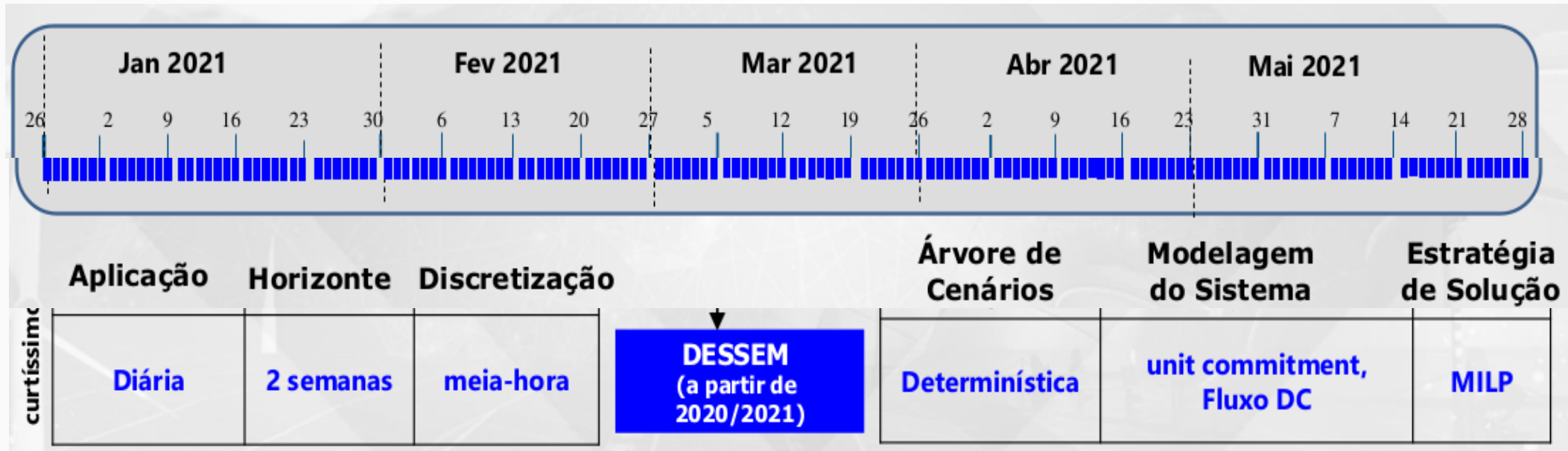
**Situação real:
Restrições de geração mínima derrubam o CMO e geram encargos (idem restrições ambientais de defluência mínima)**



CMO e programação diária do SIN



CMO e programação diária do SIN



Despacho do sistema de 1/2 em 1/2 hora, por unidade geradora (ONS)
 Preço de energia (PLD) horário (CCEE)

CMO e programação diária do SIN

DESSEM com on/off (fonte: Eletrobras)

	$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NUT} c_i(g_i^t) + S_i^t + \alpha^T(V^T)$	
	S.a.	
Demanda	$\sum_{j \in \Omega_i} g_j^t + \sum_{j \in \Omega_i'} gh_j^t + \sum_{j \in \Delta_i} (Int_{j \rightarrow i}^t - Int_{i \rightarrow j}^t) = D_i^t \quad i = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, T$ $Int_{i \rightarrow j}^t \leq \overline{Int}_{i \rightarrow j} \quad i, j = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, T$	E
Conservação da água	$V_i^t = V_i^{t-1} + I_i^t - (Q_i^t + S_i^t) + \sum_{j \in \mathcal{M}} (Q_j^t + S_j^t)$ $gh_i^t = FPH(V_i^t, Q_i^t, S_i^t)$ $\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t, \underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t, \underline{gh}_i^t \leq gh_i^t \leq \overline{gh}_i^t,$	H
FPHA		
Restrições operativas		
Restrições Térmicas:	$\underline{gt}_i \cdot u_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i \cdot u_i^t$ $\sum_{k=t}^{t+Ton_i-1} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1})$ $\sum_{k=t}^{t+Toff_i-1} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t)$	T
Unit Commitment	$ gt_i^t - gt_i^{t+1} \leq R$ $Cs_i(u_i^{t-1} - u_i^t) \leq S_i^t$ $u_i^t \in \{0,1\}$	
	$i = 1, \dots, NUT, t = 1, \dots, T$	

CMO e programação diária do SIN

DESSEM com on/off (fonte: Eletrobras)

- 1) Resolve com on/off para determinar acionamento das térmicas
DESPACHO
- 2) Fixa a capacidade do sistema e resolve sem on/off
PREÇO

CMO e programação diária do SIN

DESSEM com on/off (fonte: Eletrobras)

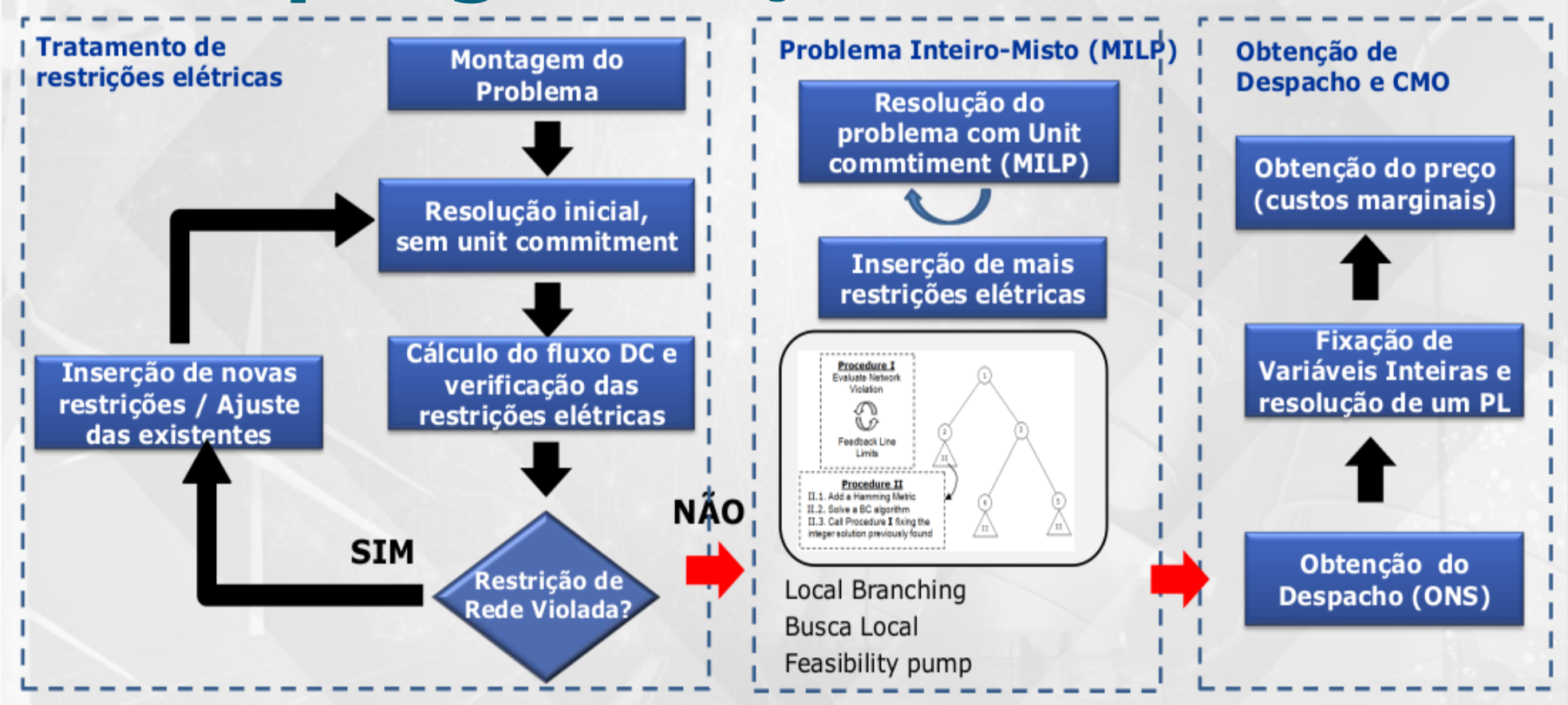
- 1) Resolve com on/off para determinar acionamento das térmicas
DESPACHO COMERCIAL (submercados)
- 2) Fixa a capacidade do sistema e resolve sem on/off
PREÇO

CMO e programação diária do SIN

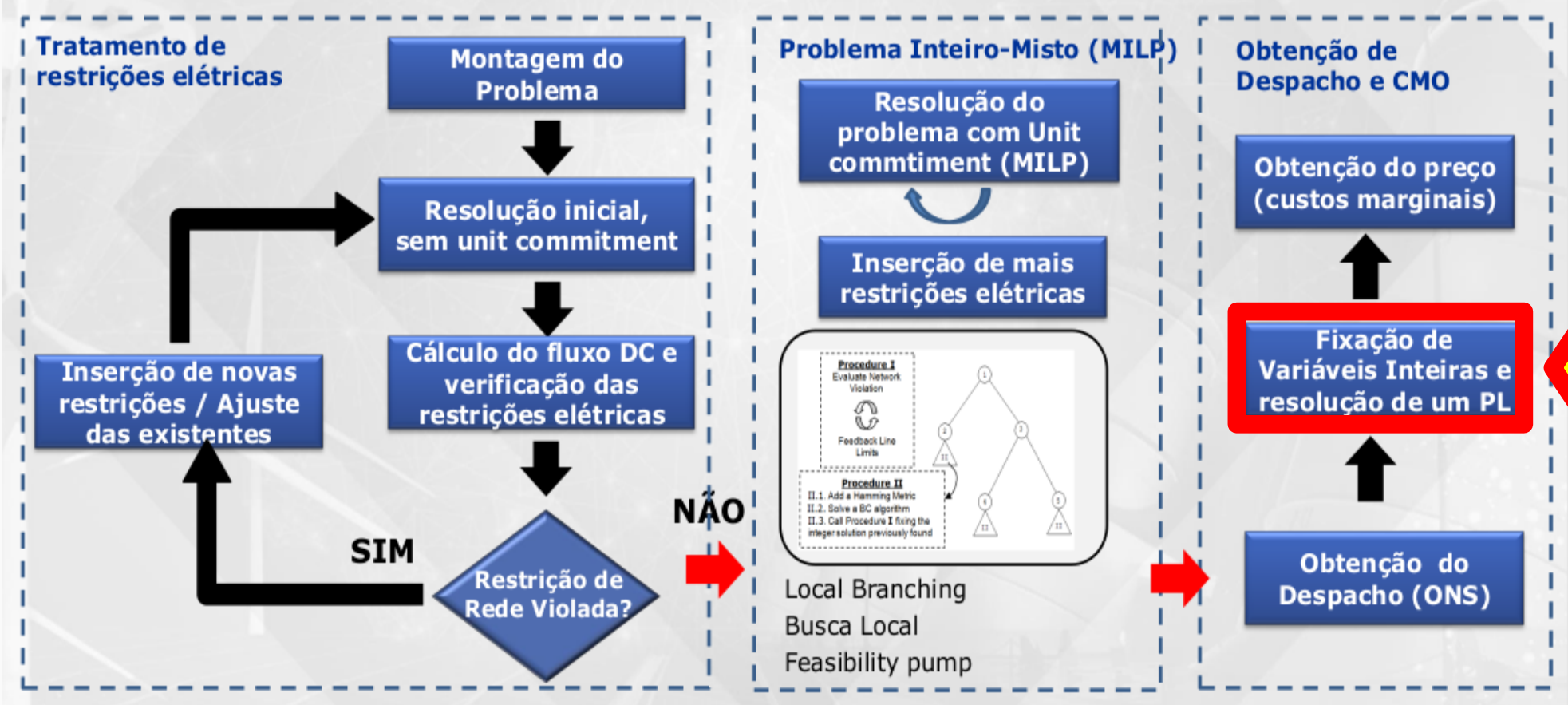
DESSEM com on/off (fonte: Eletrobras)

- 1) Resolve com on/off para determinar acionamento das térmicas
DESPACHO COMERCIAL (submercados)
- 2) Fixa a capacidade do sistema e resolve sem on/off
PREÇO
- 3) DESPACHO FÍSICO (rede!) descolado do despacho comercial e do preço

CMO e programação diária do SIN



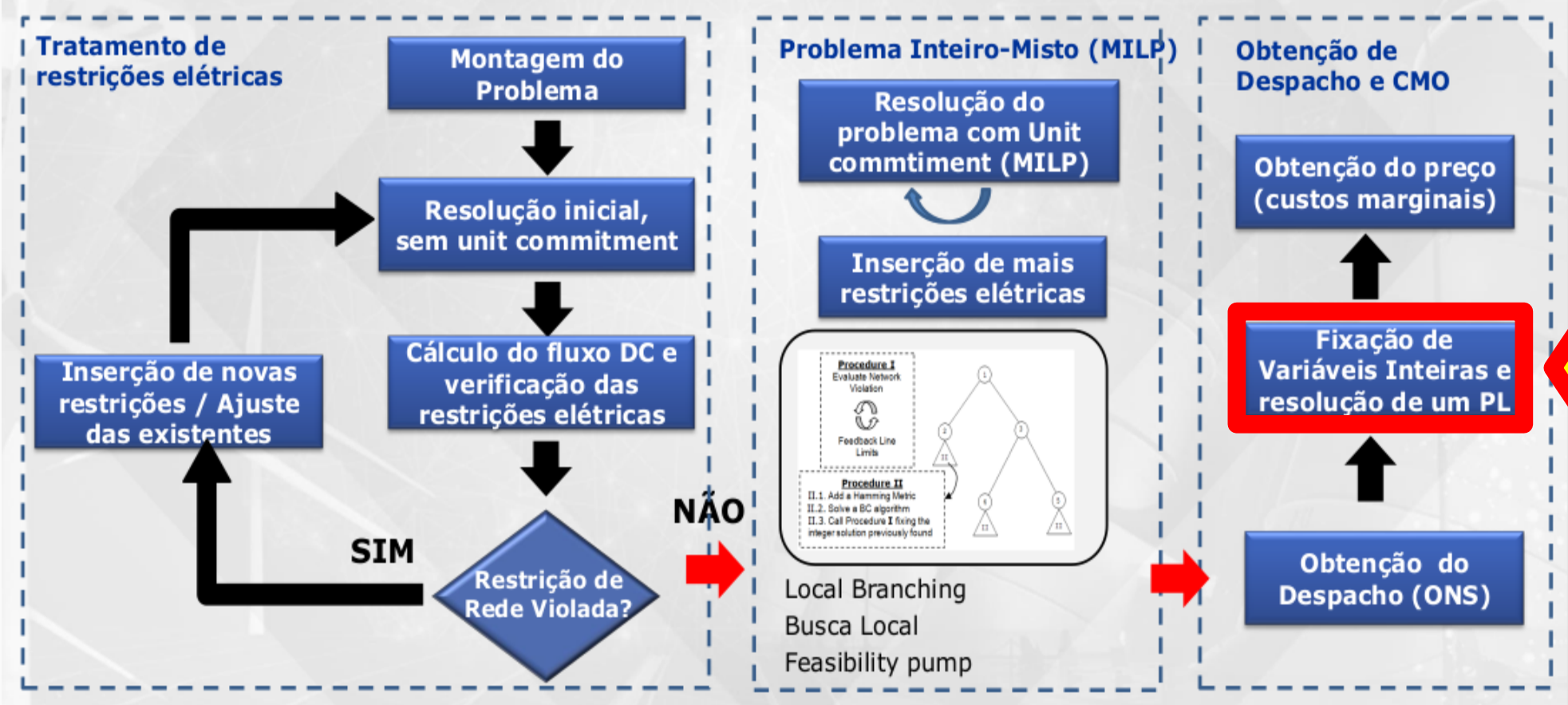
CMO e programação diária do SIN



O que significa?
(MIP ≠ PL)

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{(p_i, u_i)} & \sum_{i \in \text{SIN}} \text{GenCost}_i(p_i, u_i) \\ \text{s.a.} & u_i^t \in \{0, 1\} \quad i, t \\ & (p_i, u_i) \in \mathcal{P}_i \quad i \\ & \sum_{i \in \text{SIN}} p_i^t = D^t \quad t = 1, \dots, T \end{array} \right.$$

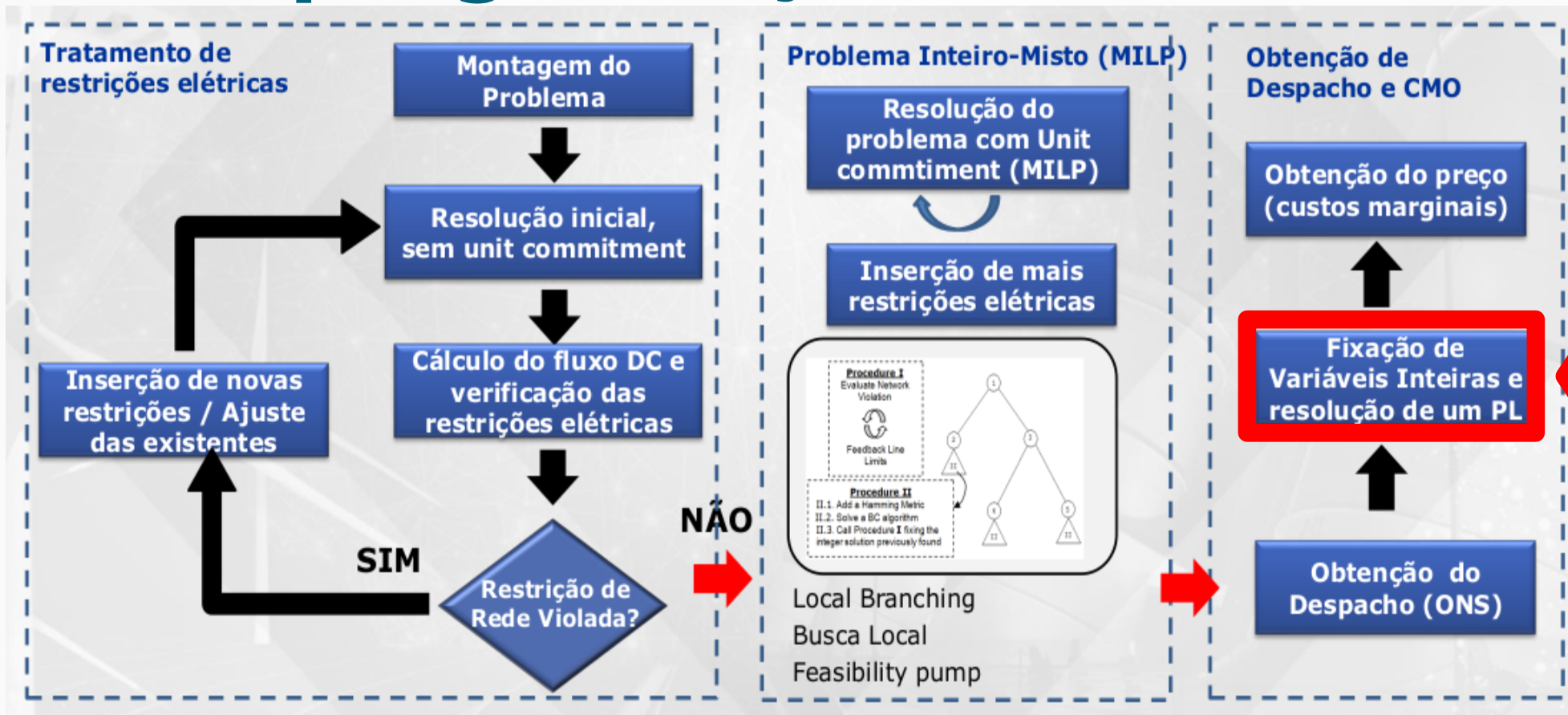
CMO e programação diária do SIN



O que significa?
(MIP ≠ PL)

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{(p_i, u_i)} \sum_{i \in \text{SIN}} \text{GenCost}_i(p_i, u_i) \\ \text{s.a. } u_i^t = u_i^{*t} \quad i, t \\ (p_i, u_i) \in \mathcal{P}_i \quad i \\ \sum_{i \in \text{SIN}} p_i^t = D^t \quad t = 1, \dots, T \end{array} \right.$$

CMO e programação diária do SIN



O que significa?
(MIP ≠ PL)

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{(p_i, u_i)} \sum_{i \in \text{SIN}} \text{GenCost}_i(p_i, u_i) \\ \text{s.a. } u_i^t = u_i^{*t} \quad i, t \\ (p_i, u_i) \in \mathcal{P}_i \quad i \\ \sum_{i \in \text{SIN}} p_i^t = D^t \text{ (multip. = CMO)} \quad t = 1, \dots, T \end{array} \right.$$

CMO e programação diária do SIN

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min_{(p_i, u_i)} \sum_{i \in \text{SIN}} \text{GenCost}_i(p_i, u_i) & \\ \text{s.a. } u_i^t = u_i^{*t} & i, t \\ (p_i, u_i) \in \mathcal{P}_i & i \\ \sum_{i \in \text{SIN}} p_i^t = D^t \text{ (multip. = CMO)} & t = 1, \dots, T \end{array} \right.$$

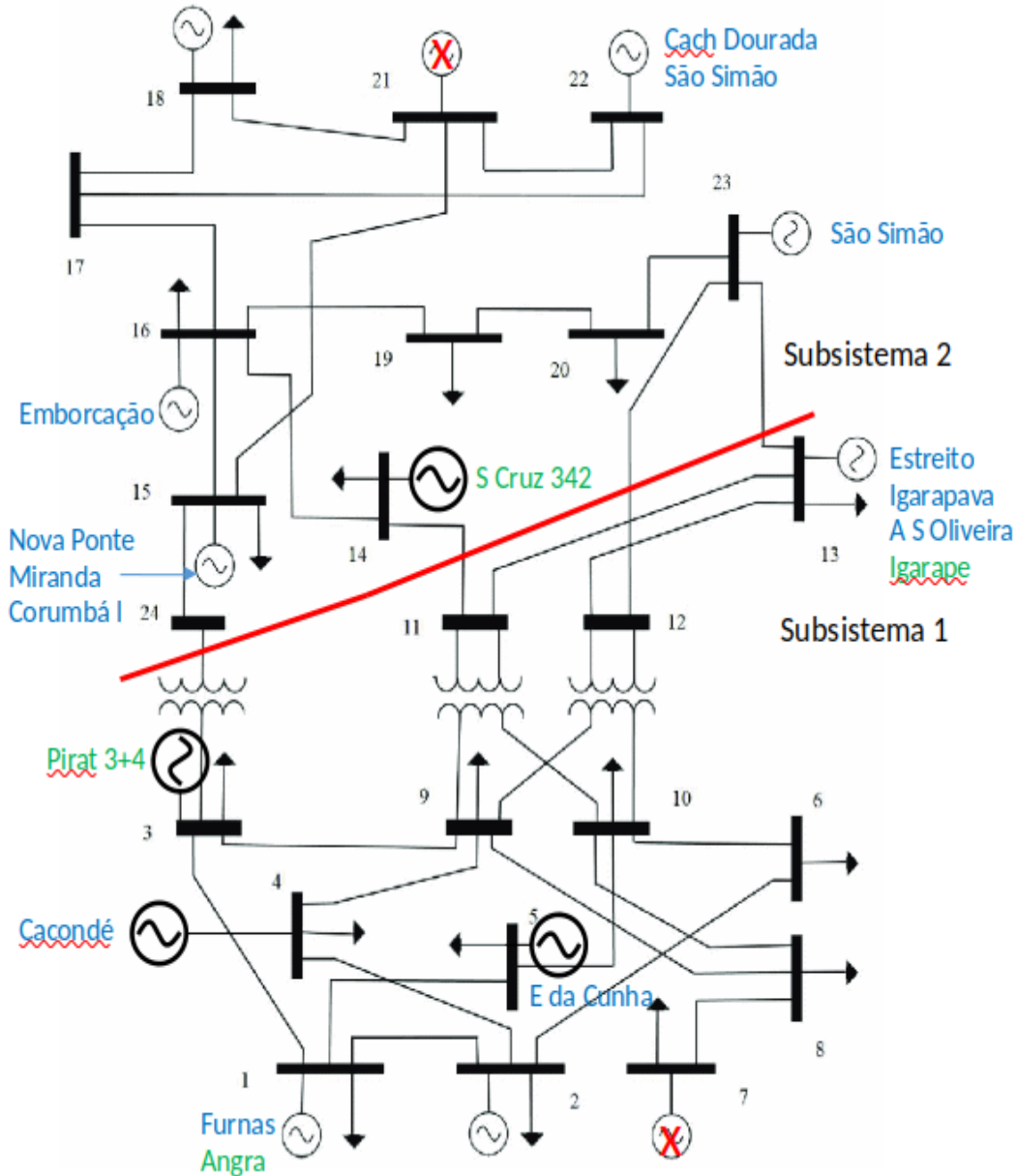
Para esse problema de otimização, o multiplicador de Lagrange (=CMO) mede variações marginais do custo se a demanda aumenta

MAS, **OBS1**: não tem como acionar unidades desligadas, para valores de D maiores que a capacidade “on”

CMO e programação diária do SIN

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)



Informações sobre o estudo realizado (DESSEM):

Dados gerais: Horizonte 24 horas com discretização horária; Inclusão da rede elétrica em todos os instantes temporais.

Carga/Geração: Demanda referência: 7287 MW; Pot instalada térmica: 1292MW; Pot instalada hidrelétrica: 11263 MW.

Números: 24 barras; 38 LTs; 2 áreas; 14 hidrelétricas; 5 termelétricas.

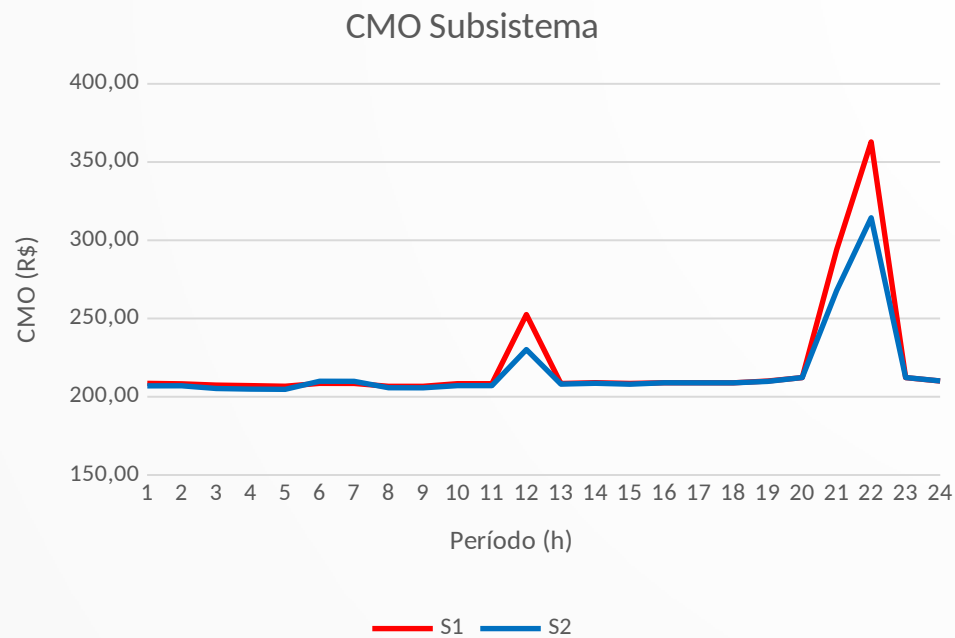
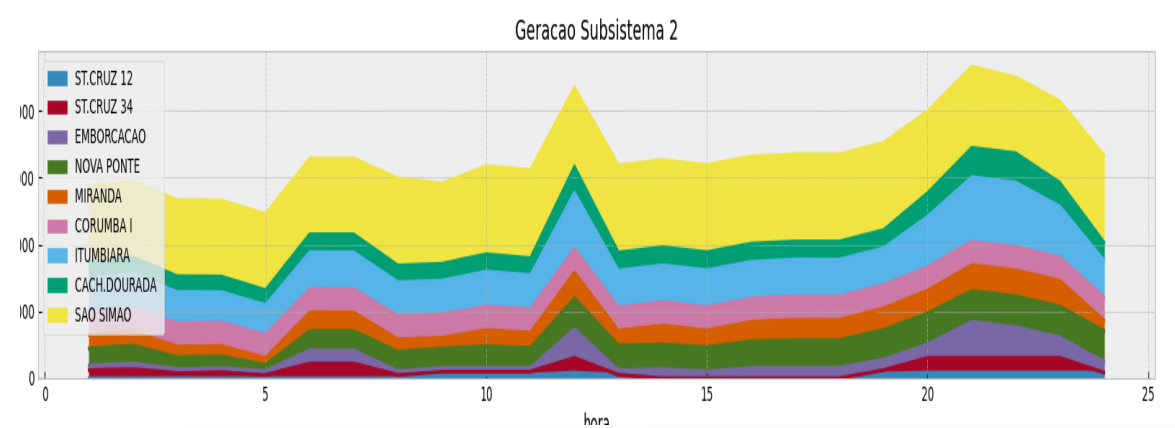
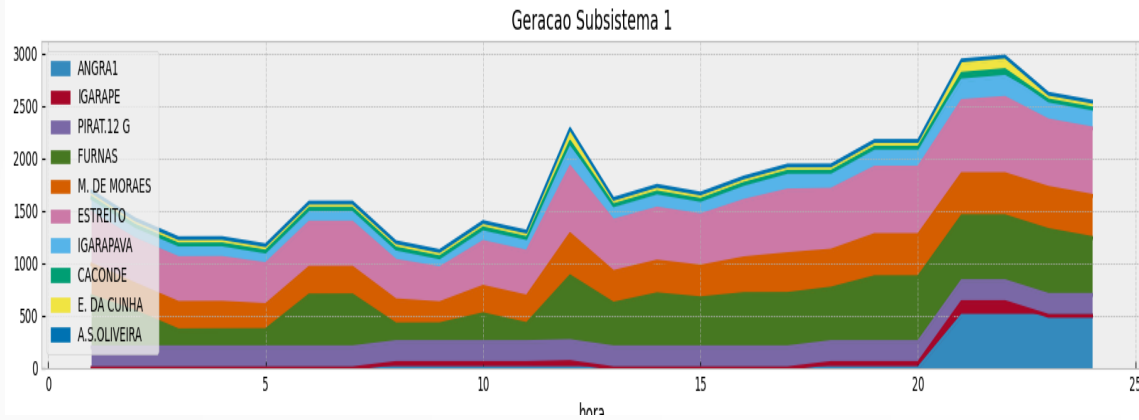
Rep. Custos: Termelétricas: somente CVU; Hidrelétricas: FCF; UTEs com tempo mínimo ON/OFF.

UTE (Subsistema): CVU (R\$ [períodos (h)]); Ton - Toff [h]

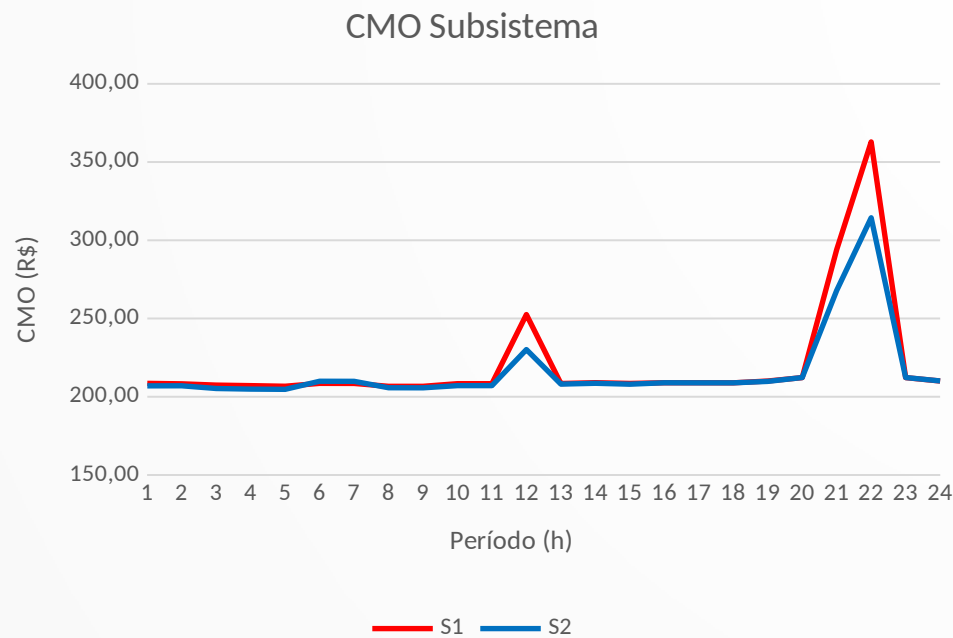
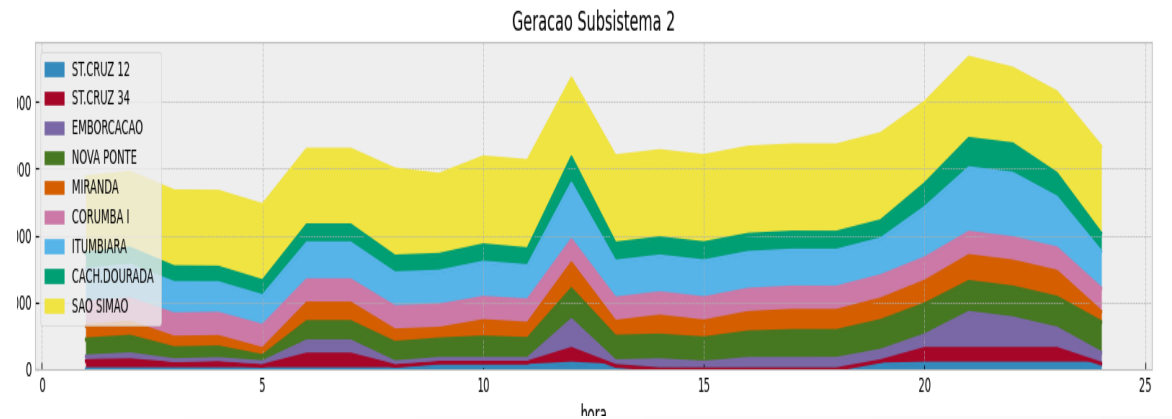
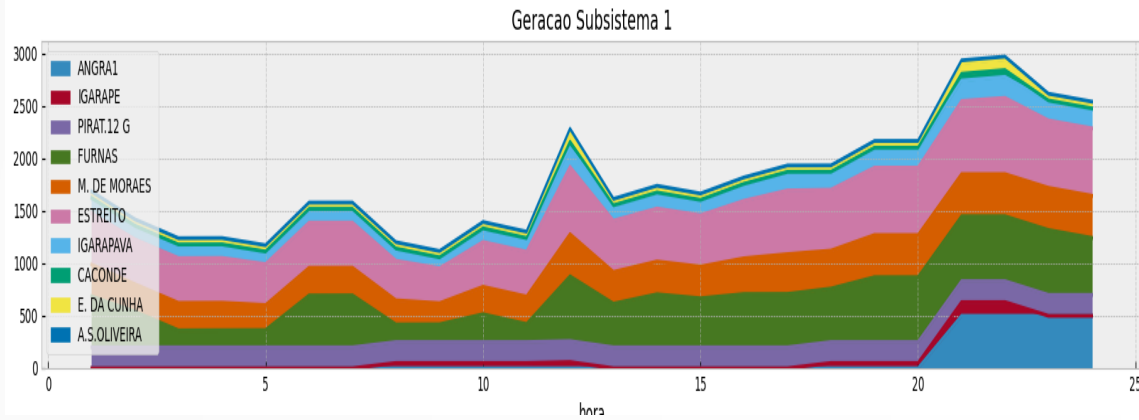
Angra 1 (1):	200,00 [1-12]; 370,00 [13-24];	13-5
Igarapé (1):	253,43 [1-24]	5-5
St. Cruz 12 (2):	210,00 [1-24]	5-5
Pirat. 12 G (1):	205,34 [1-24]	5-5
St. Cruz 34 (2):	210,41 [1-24]	5-5

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)



Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

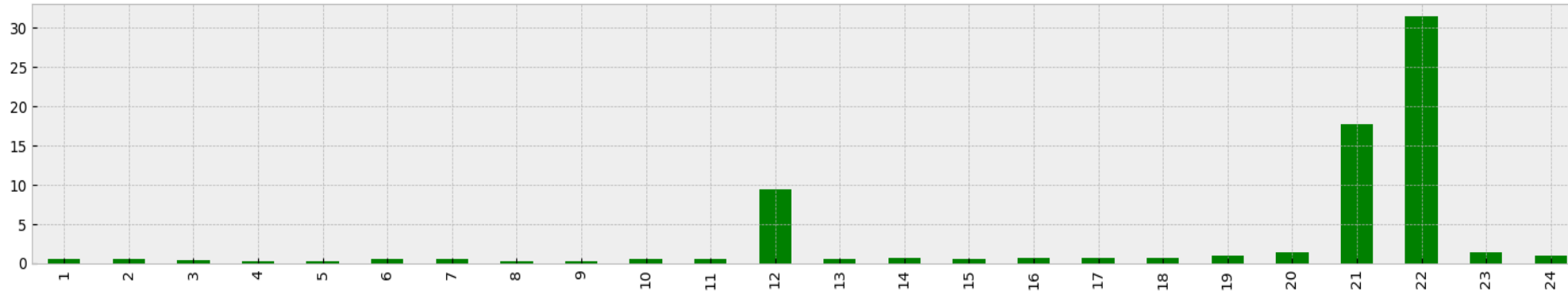


Qual é o lucro de mercado dos geradores despachados?

$$\text{preço} * \text{despacho} - \text{Custo de Geração}$$

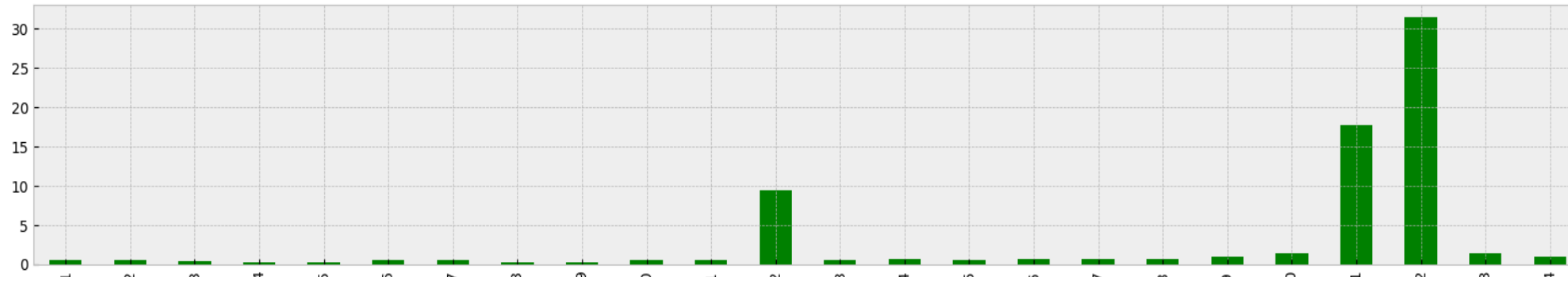
Algumas surpresas ...

Lucro UTE (CMO): PIRAT.12 G (no dia: 72.69)

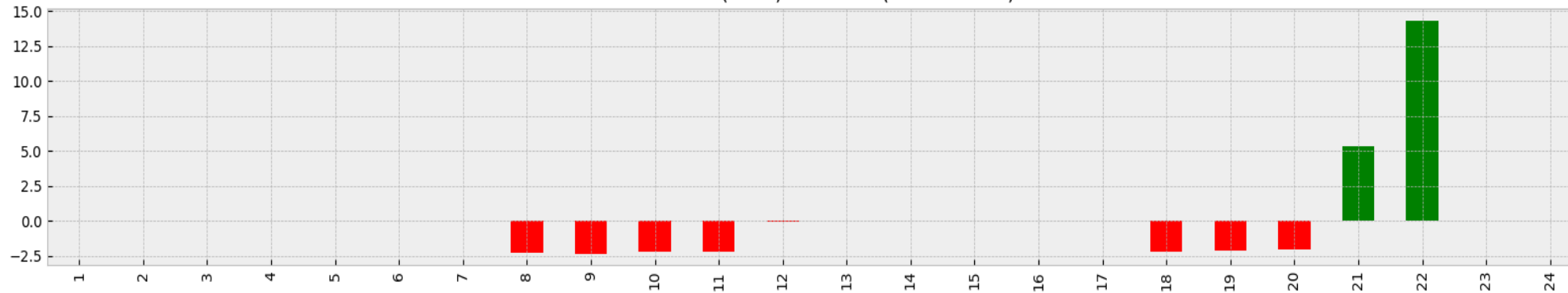


Algumas surpresas ...

Lucro UTE (CMO): PIRAT.12 G (no dia: 72.69)

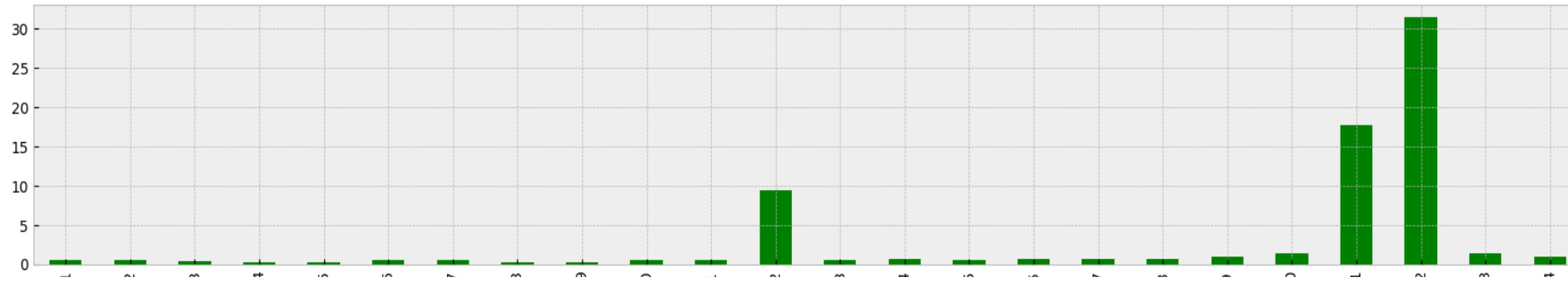


Lucro UTE (CMO): IGARAPE(no dia: 3.96)

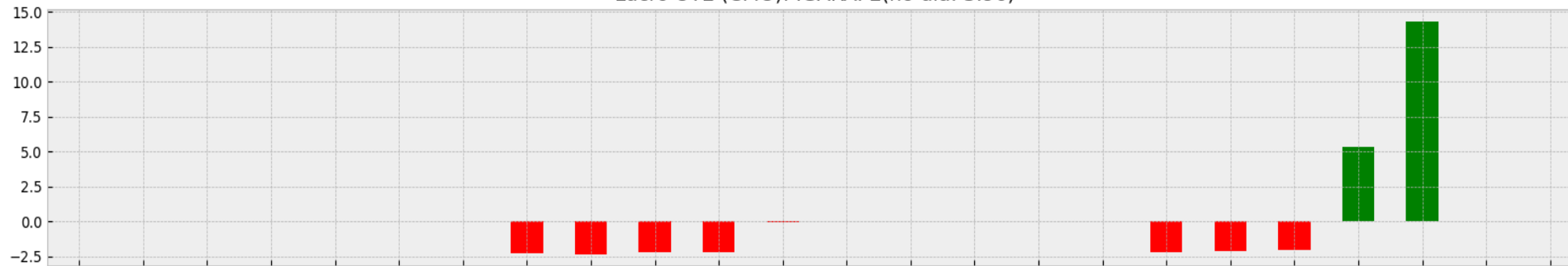


Algumas surpresas ...

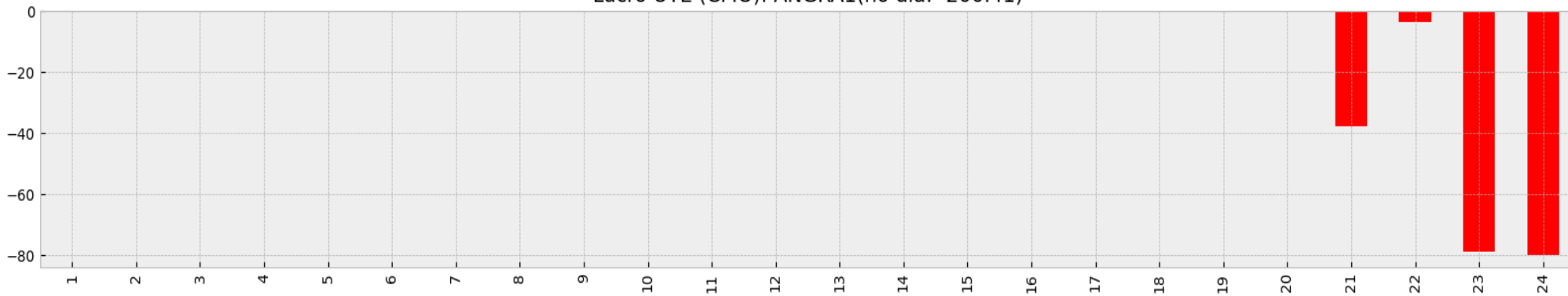
Lucro UTE (CMO): PIRAT.12 G (no dia: 72.69)



Lucro UTE (CMO): IGARAPE(no dia: 3.96)

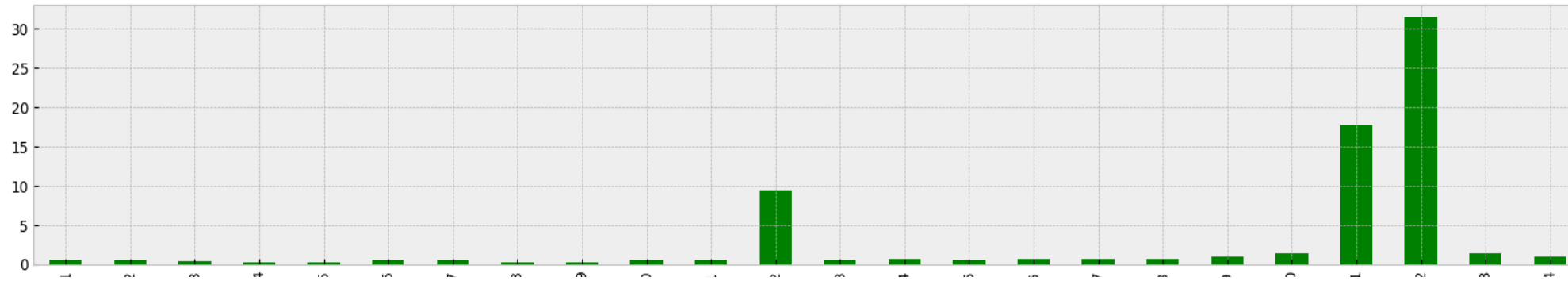


Lucro UTE (CMO): ANGRA1(no dia: -200.41)



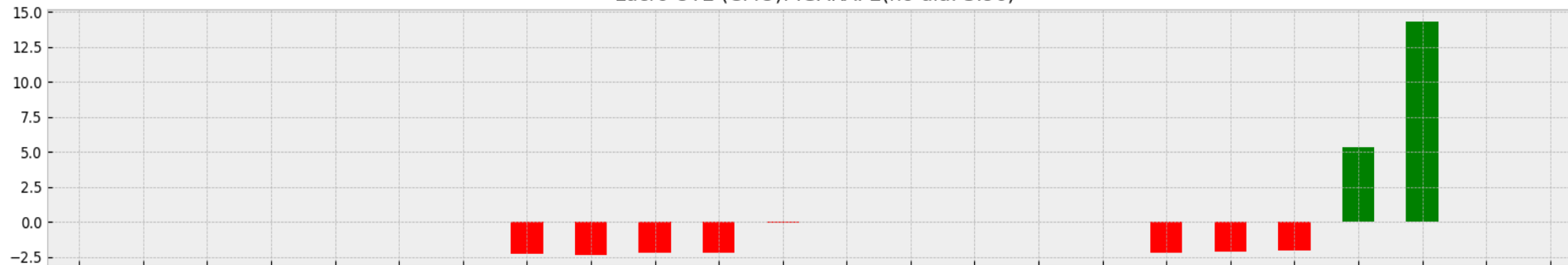
Algumas surpresas ...

Lucro UTE (CMO): PIRAT.12 G (no dia: 72.69)



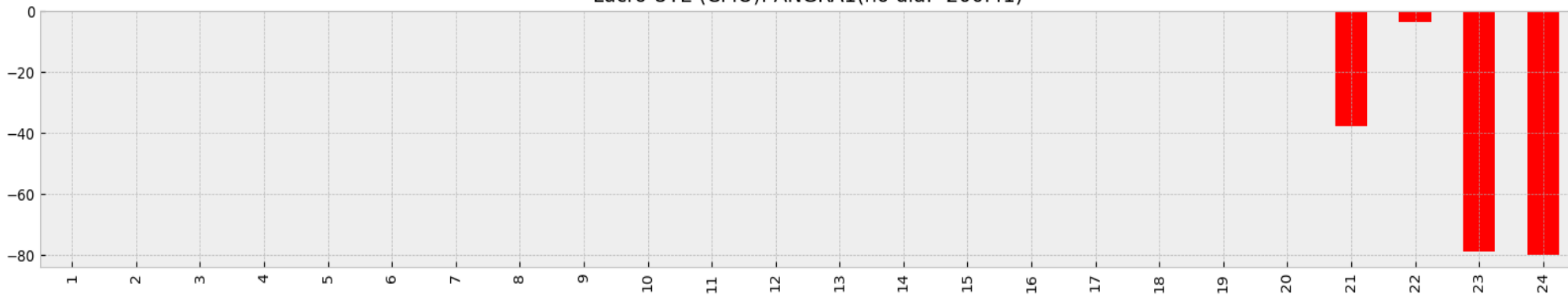
OK

Lucro UTE (CMO): IGARAPE(no dia: 3.96)



OK

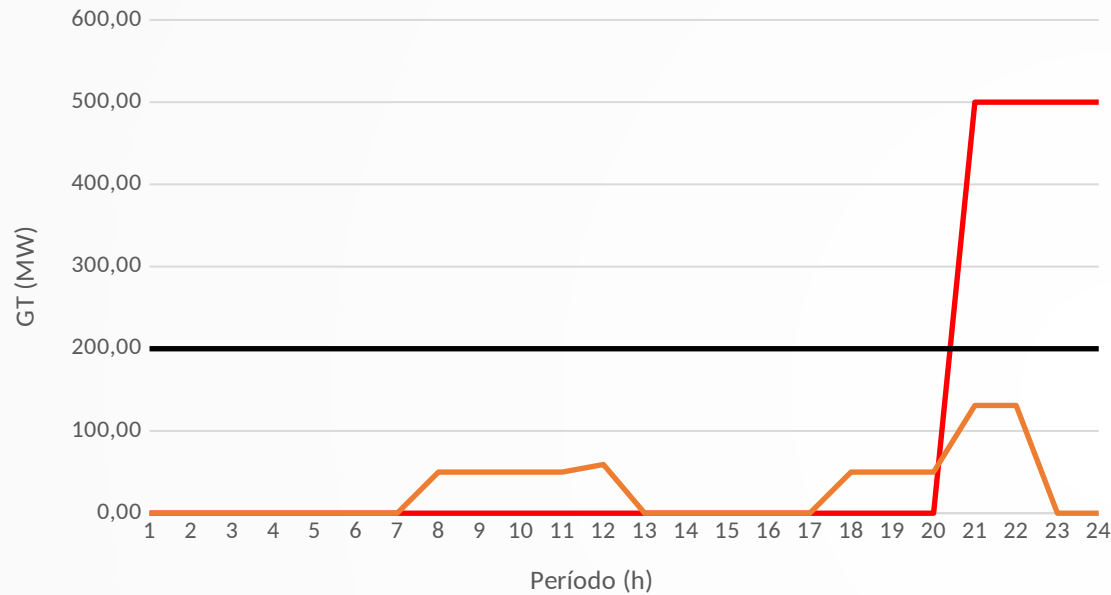
Lucro UTE (CMO): ANGRA1(no dia: -200.41)



not OK

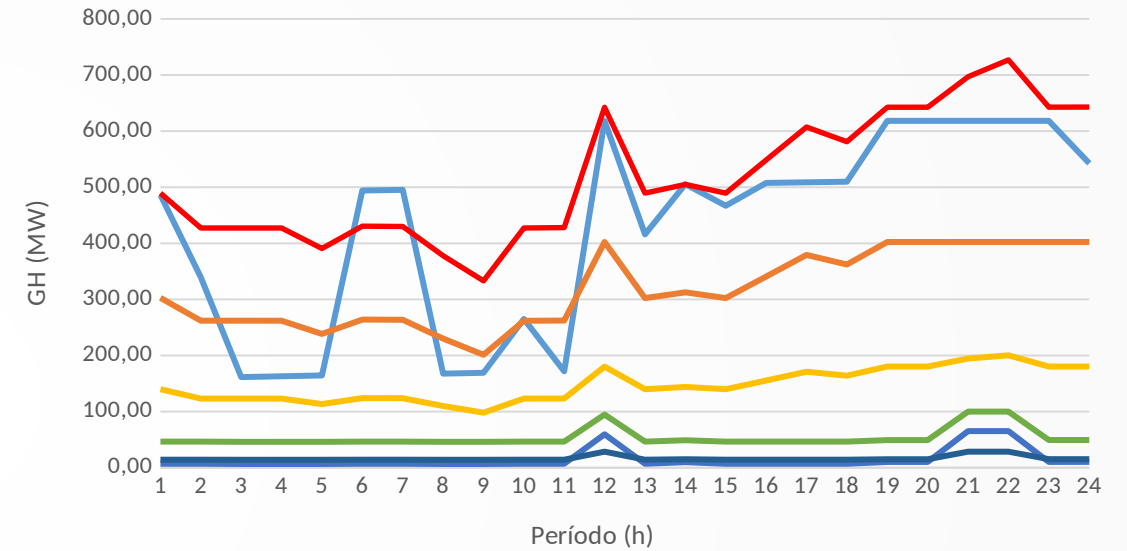
O cálculo não é incorreto, porem! pot. mínima distorce multiplicadores

Geração Termelétrica



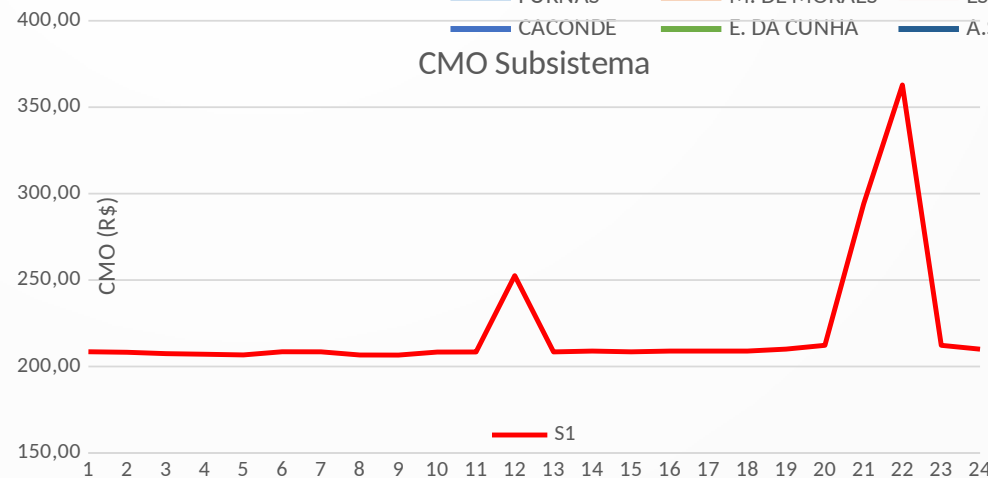
— ANGRA1 — IGARAPE — PIRAT.12 G

Geração Hidrelétrica Subistema 1



— FURNAS — M. DE MORAES — ESTREITO — IGARAPAVA
— CACONDE — E. DA CUNHA — A.S.OLIVEIRA

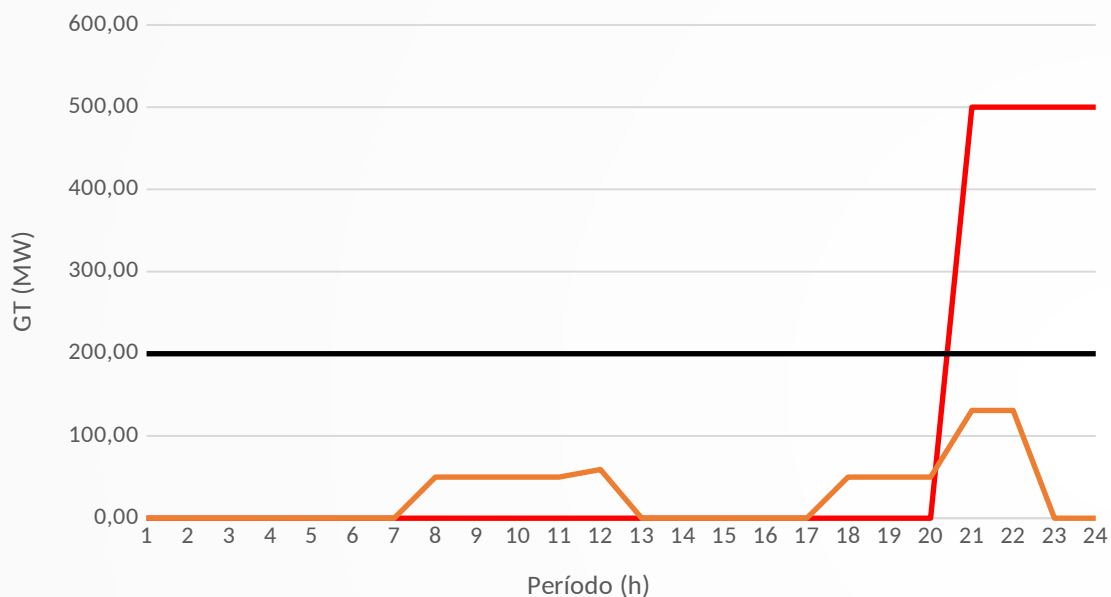
CMO Subistema



— S1

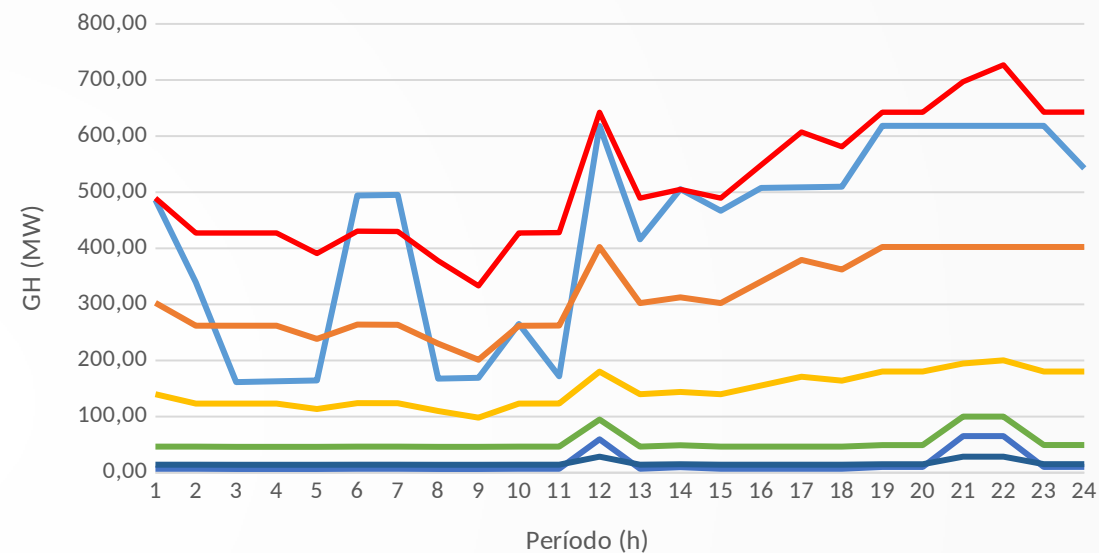
O cálculo não é incorreto, porem! pot. mínima distorce multiplicadores

Geração Termelétrica



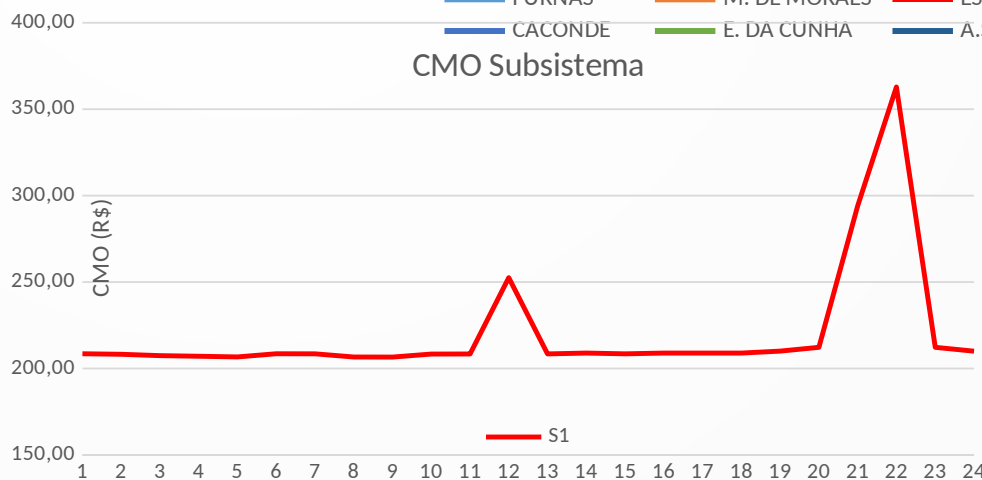
— ANGRA1 — IGARAPE — PIRAT.12 G

Geração Hidrelétrica Subistema 1



— FURNAS — M. DE MORAES — ESTREITO — IGARAPAVA
— CACONDE — E. DA CUNHA — A.S.OLIVEIRA

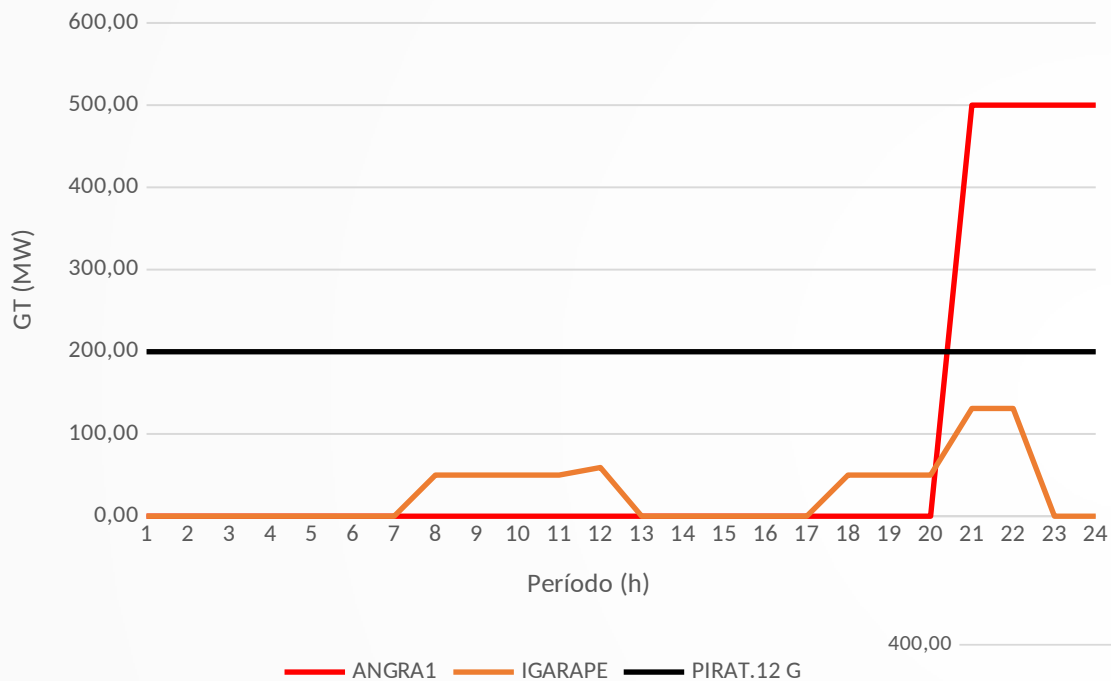
CMO Subistema



— S1

O cálculo não é incorreto, porem! pot. mínima distorce multiplicadores

Geração Termelétrica



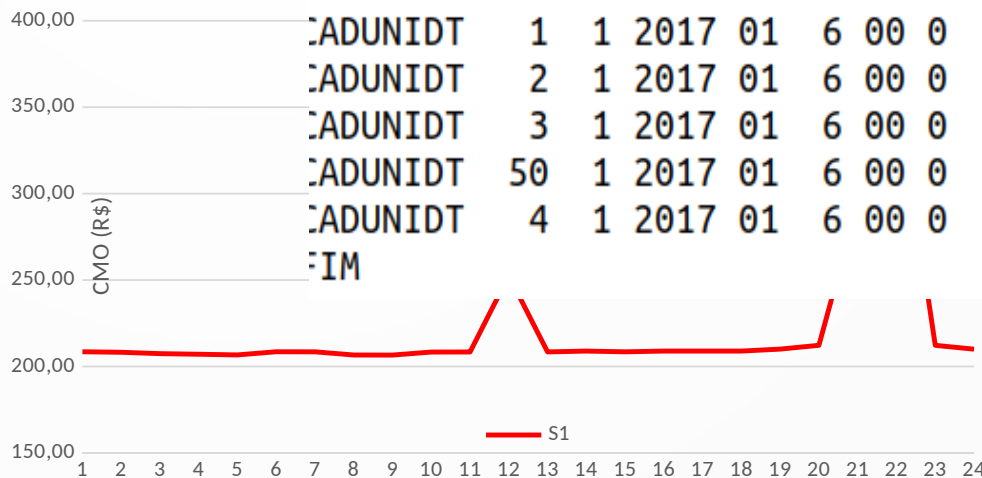
Geração Hidrelétrica Subistema 1

CARACTERISTICAS DAS USINAS TERMICAS

CADUSIT	us	nome	ss	yyyy	mm	dd	hr	mh	nunid
CADUSIT	XXX	XXXXXXXXXXXX	XX	XXXX	XX	XX	XX	X	XX
CADUSIT	1	ANGRA 1	1	2017	01	6	00	0	1
CADUSIT	2	IGARAPE	1	2017	01	6	00	0	1
CADUSIT	3	ST. CRUZ 12	1	2017	01	6	00	0	1
CADUSIT	50	PIRAT.12 G	1	2017	01	6	00	0	1
CADUSIT	4	ST. CRUZ 34	1	2017	01	6	00	0	1

CARACTERISTICAS DAS UNIDADES TERMICAS DE CADA USINA

CADUNIDT	us	un	yyyy	mm	dd	hr	mh	Pot	PotMin
CADUNIDT	XXX	XX	XXXX	xx	XX	XX	X	XXXXXX	XXXXXX
CADUNIDT	1	1	2017	01	6	00	0	657.	500.0
CADUNIDT	2	1	2017	01	6	00	0	131.	50.0
CADUNIDT	3	1	2017	01	6	00	0	84.	50.0
CADUNIDT	50	1	2017	01	6	00	0	200.	50.0
CADUNIDT	4	1	2017	01	6	00	0	220.	50.0



CMO e programação diária do SIN

OBS2: O multiplicador de Lagrange mede variações marginais do custo para problemas convexos, SEM “indivisibilidades” (pot. mínima, custos de partida, on/off)

OBS3: se distorções são inevitáveis, quais despesas os agentes esperam que sejam cobertas pelo preço de mercado?

- apenas o CVU?
- qual seria o CVU das hidro?
- R\$ out-of-the-market para cobrir custos fixos
- encargos adicionais para lidar com restrições de geração/defluência mínima?
- poderíamos reduzir esses encargos?

CMO e programação diária do SIN

(I) DESSEM

- 1) Resolve com on/off para determinar acionamento das térmicas
DESPACHO COMERCIAL (submercados)
- 2) Fixa a capacidade do sistema e resolve sem on/off
PREÇO
- 3) DESPACHO FÍSICO (rede!) descolado do despacho comercial e do preço

(II) ALTERNATIVA Electricité de France

- 1) Calcular preços resolvendo um problema dual (mínimo encargo custo fixo)
- 2) Calcular o despacho físico

(III) ALTERNATIVA EconPrice

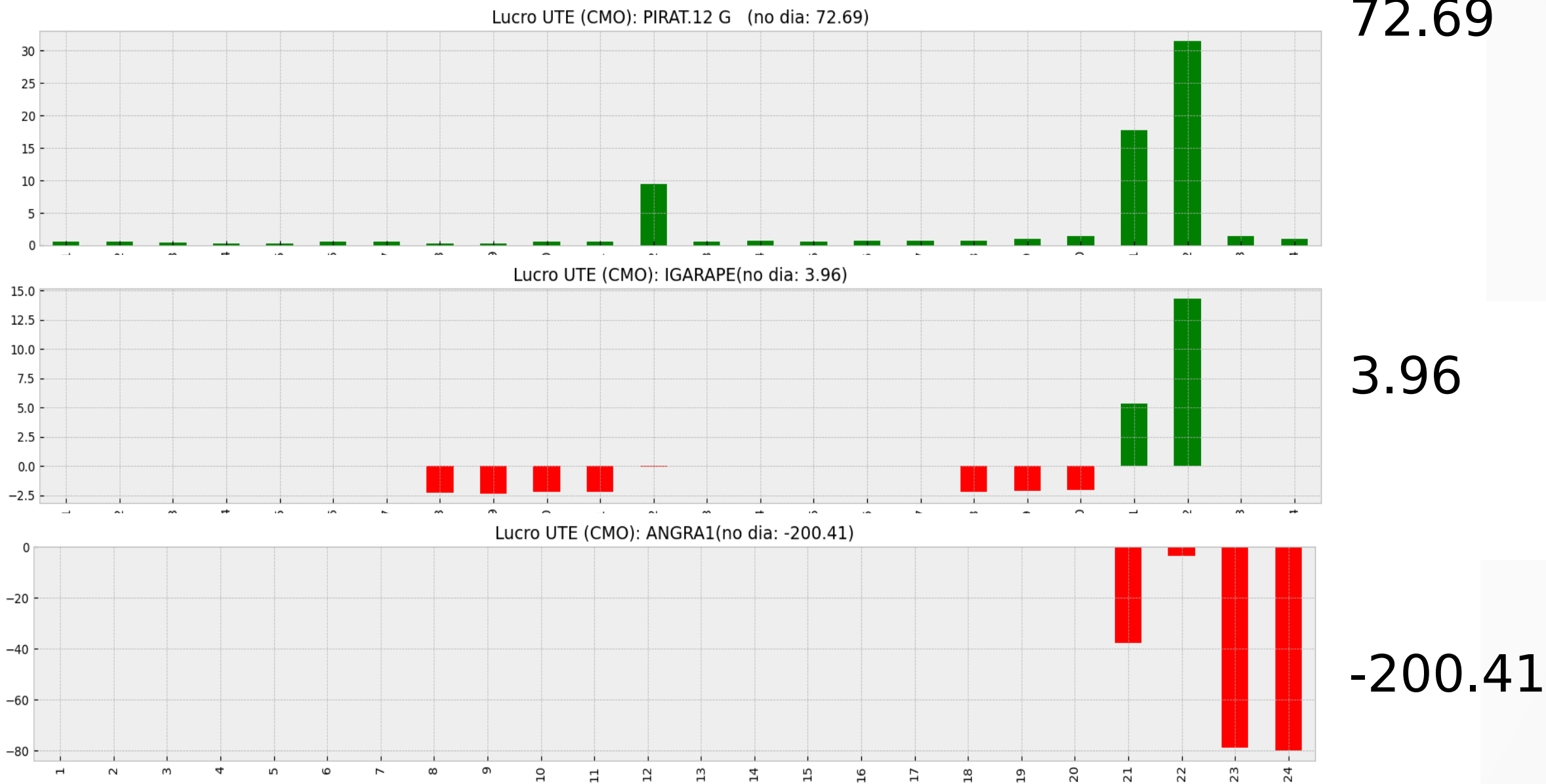
Como (I), mas corrigindo o cálculo de preços, usando critérios econômicos

CMO e programação diária do SIN

- DESSEM calcula despacho comercial de custo mínimo: (p_i^*, u_i^*)
- ONS corrige esse despacho por questões inerentes a boa prática operacional do SIN: segurança elétrica, inflexibilidades, risco hídrico, restrições ambientais
- Descolamento de preços parece inevitável, mais ainda ao se definir preços uniformes por subsistema
- Proposta: determinar preços próximos ao CMO resolvendo um problema de otimização simples, que formaliza as expectativas de lucro dos geradores despachados, atendendo aos requerimentos operacionais do operador. Variável de decisão: o preço
- EconPrice: encargos compensam somente custos fixos ou inflexibilidades, outras regras ONS, não há geradores despachados que fiquem em vermelho ao final do dia, encargos limitados, etc

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)



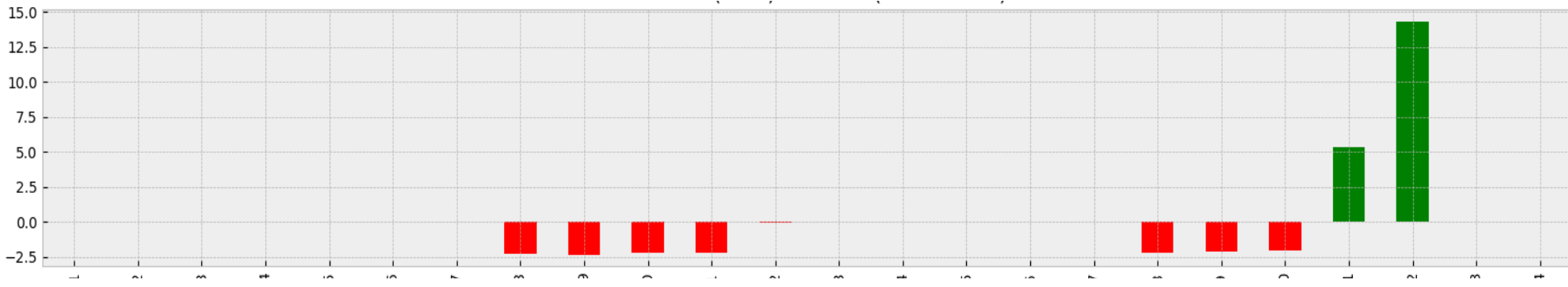
Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

Lucro UTE (EconPrice): PIRAT.12 G (no dia: 100.0)

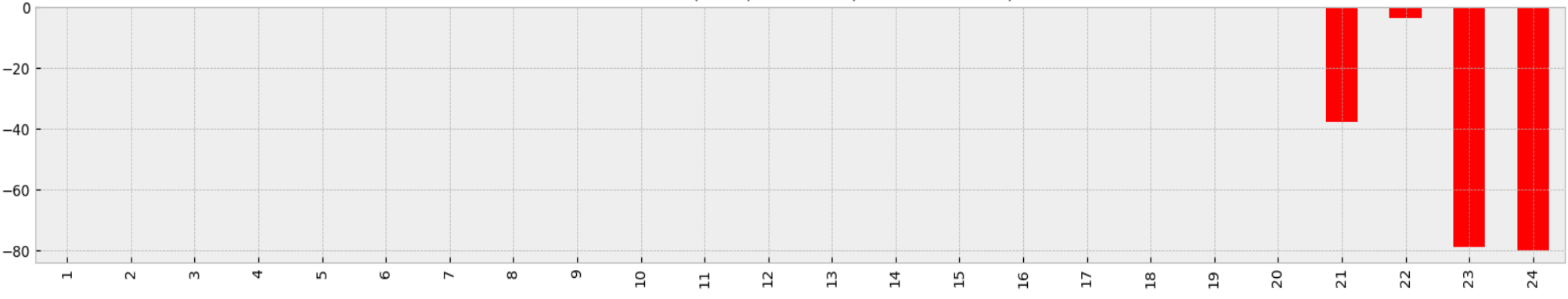


72.69
100.00



3.96

Lucro UTE (CMO): ANGRA1(no dia: -200.41)

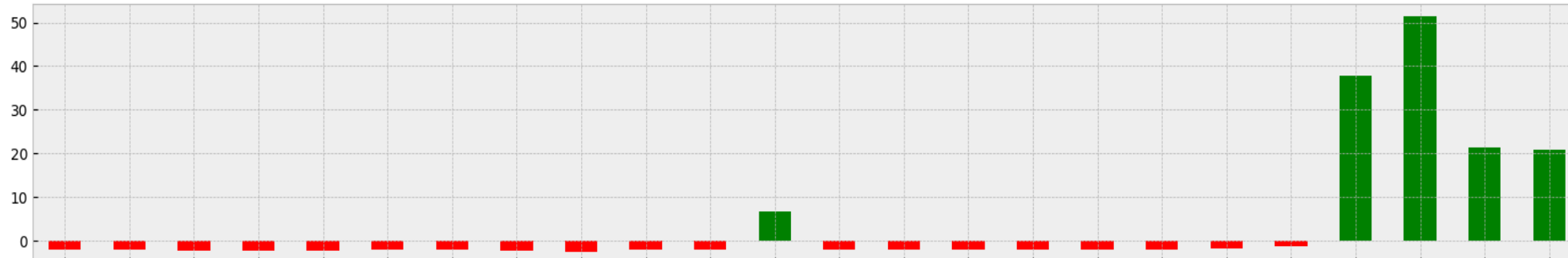


-200.41

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

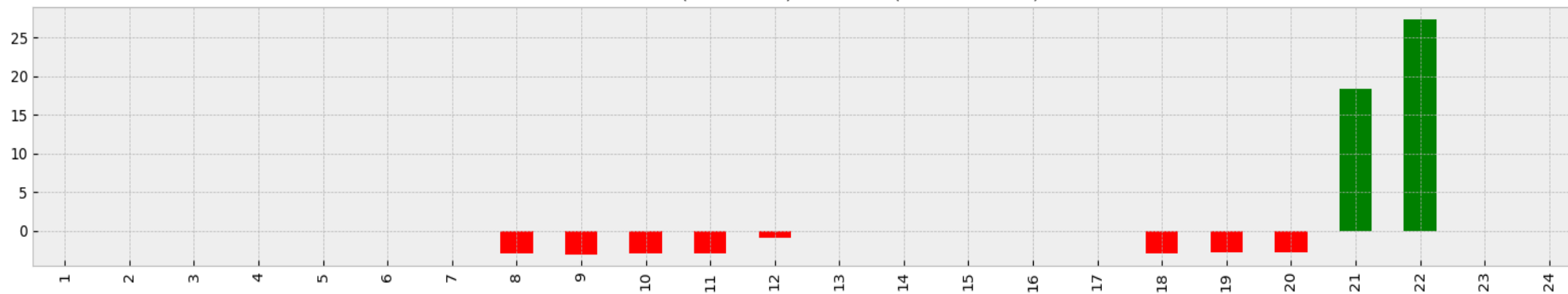
Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

Lucro UTE (EconPrice): PIRAT.12 G (no dia: 100.0)



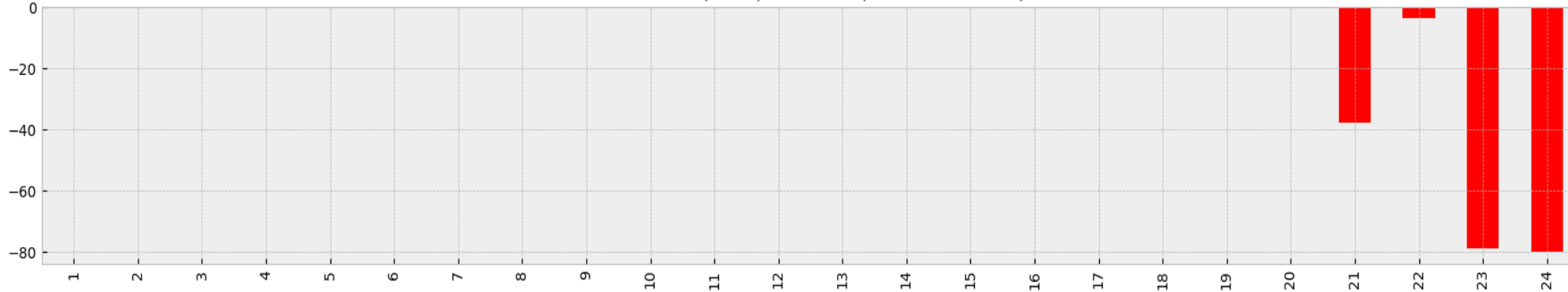
72.69
100.00

Lucro UTE (EconPrice): IGARAPE(no dia: 24.81)



3.96
24.81

Lucro UTE (CMO): ANGRA1(no dia: -200.41)



-200.41

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

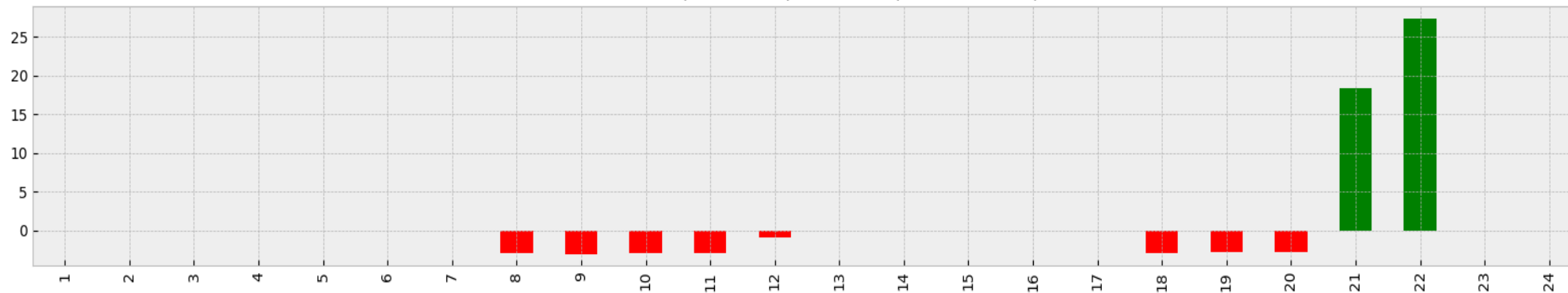
Lucro UTE (EconPrice): PIRAT.12 G (no dia: 100.0)



72.69

100.00

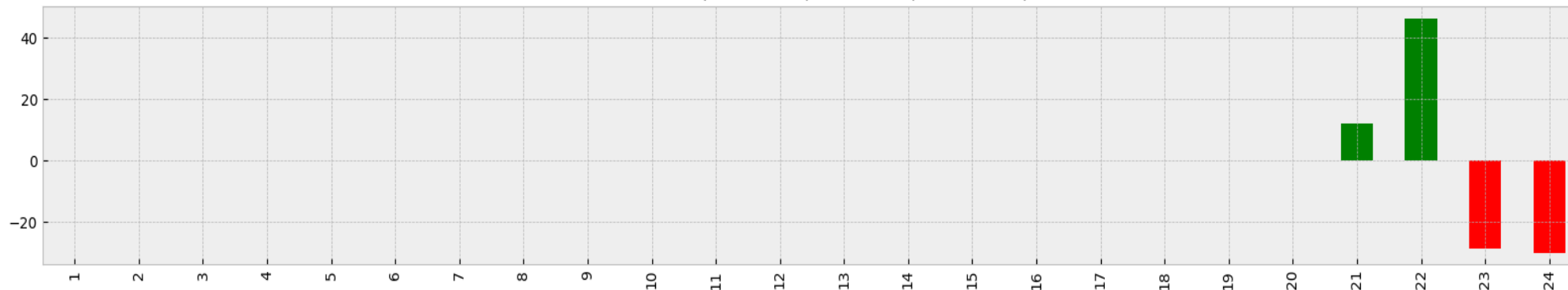
Lucro UTE (EconPrice): IGARAPE(no dia: 24.81)



3.96

24.81

Lucro UTE (EconPrice): ANGRA1(no dia: 0.0)



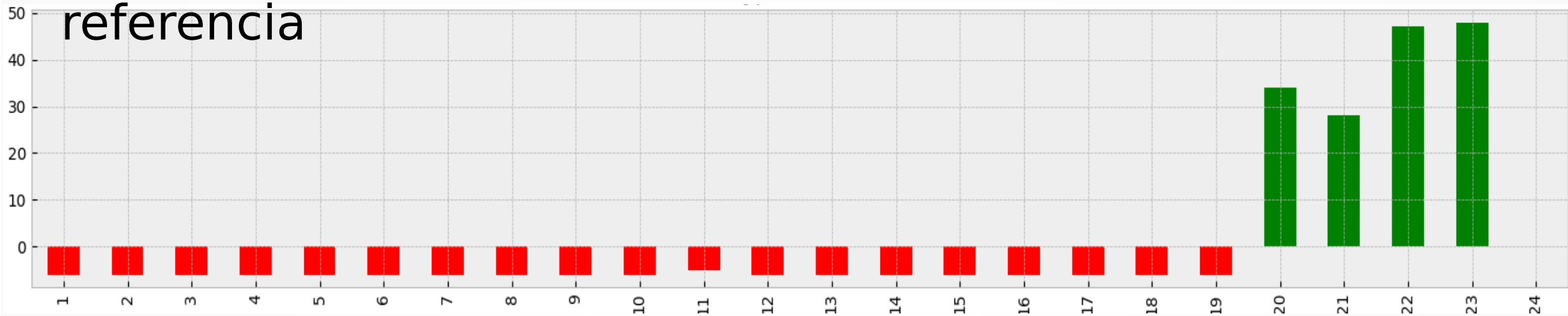
-200.41

0.00

Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

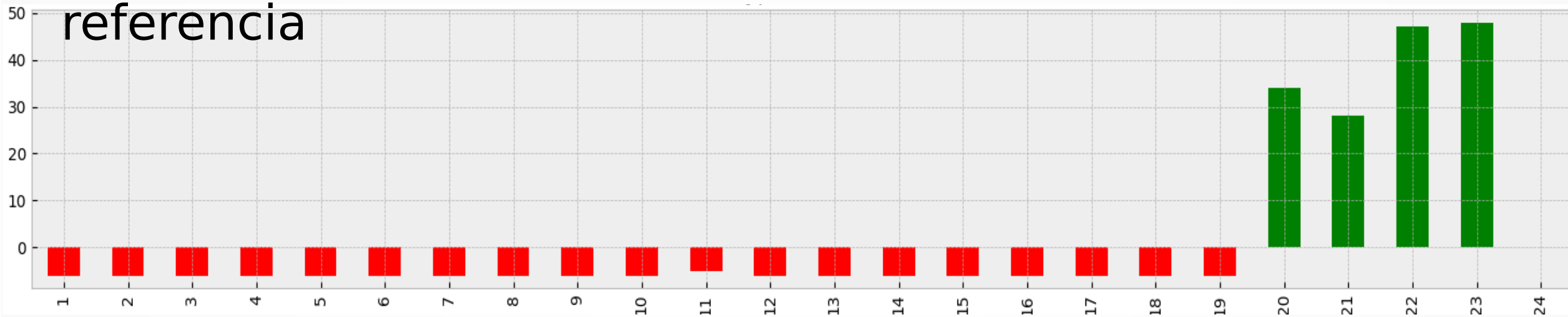
Diferença percentual em relação ao preço de referência



Instância ~ IEEE 24 bus DESSEM acadêmico

Workshop Soluções Matemáticas para Problemas Industriais (USP São Carlos)

Diferença percentual em relação ao preço de referência



Vantagem de EconPrice:
cálculo feito de modo direto,
impondo condições explícitas
(ao invés de multiplicador),
estabelecidas de modo
consertado

Considerações finais sobre CMO e programação diária do SIN

- Cálculo de preços horários sempre envolve trade-offs
- Para o SIN no curtíssimo prazo, os multiplicadores de Lagrange não sempre informam as variações marginais do custo
 - $u = u^*$ fixa a capacidade instalada e pode crescer indevidamente o CMO
 - Potência mínima, Ton/Toff, custos de partida distorcem para baixo os valores do CMO, que devem ser corrigidos
 - multiplicadores podem não ser únicos: podemos ter valores diferentes com rodadas em máquinas diferentes
- A metodologia EconPrice
 - determina um preço horário único que tira aos geradores despachados do vermelho, corrigindo o preço de referência
 - EconPrice pode incorporar outras restrições sobre os preços, definidas de modo consertado (acompanhar a demanda, p.ex.)
 - Mitiga o impacto de resolução aproximada do MIP nos preços