

Principais Características do Modelo DESSEM

Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança



Eletrobras
Cepel

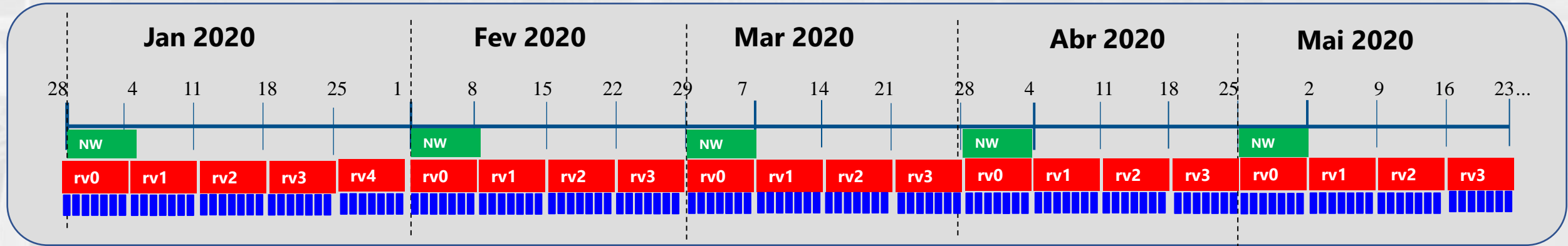
Painel 2:
Operação e os desafios do Preço Horário

André Luiz Diniz / Tiago N. Santos
Carlos H. Saboia / R. N. Cabral
L. F. Cerqueira

16/10/2019

APLICAÇÃO PELO ONS/CCEE

Execução de forma integrada com os modelos NEWAVE e DECOMP



	Aplicação	Horizonte	Discretização	[Maceira, Terry, Costa et al, 02]	Árvore de Cenários	Modelagem do Sistema	Estratégia de Solução
médio	Mensal	10 anos	Mensal	NEWAVE (desde 2000)	Estocástica, amostra de cenários	Reserv. Equivalentes (individualizado até 6 meses) Intercâmbios	PDDE
curto	Semanal	2 meses (pode ir até 1 ano)	Semanal / Mensal	↓ FCF DECOMP (desde 2002)	Estocástica, Árvore Completa	Usinas Individualizadas, Intercâmbios	PDD
curtíssimo	Diária	2 semanas	meia-hora	↓ FCF, metas DESSEM (a partir de 2020/2021)	Determinística	unit commitment, Fluxo DC	MILP

VISÃO GERAL DO MODELO

Problema de coordenação hidrotérmica, com representação da rede elétrica e restrições operativas detalhadas das unidades geradoras

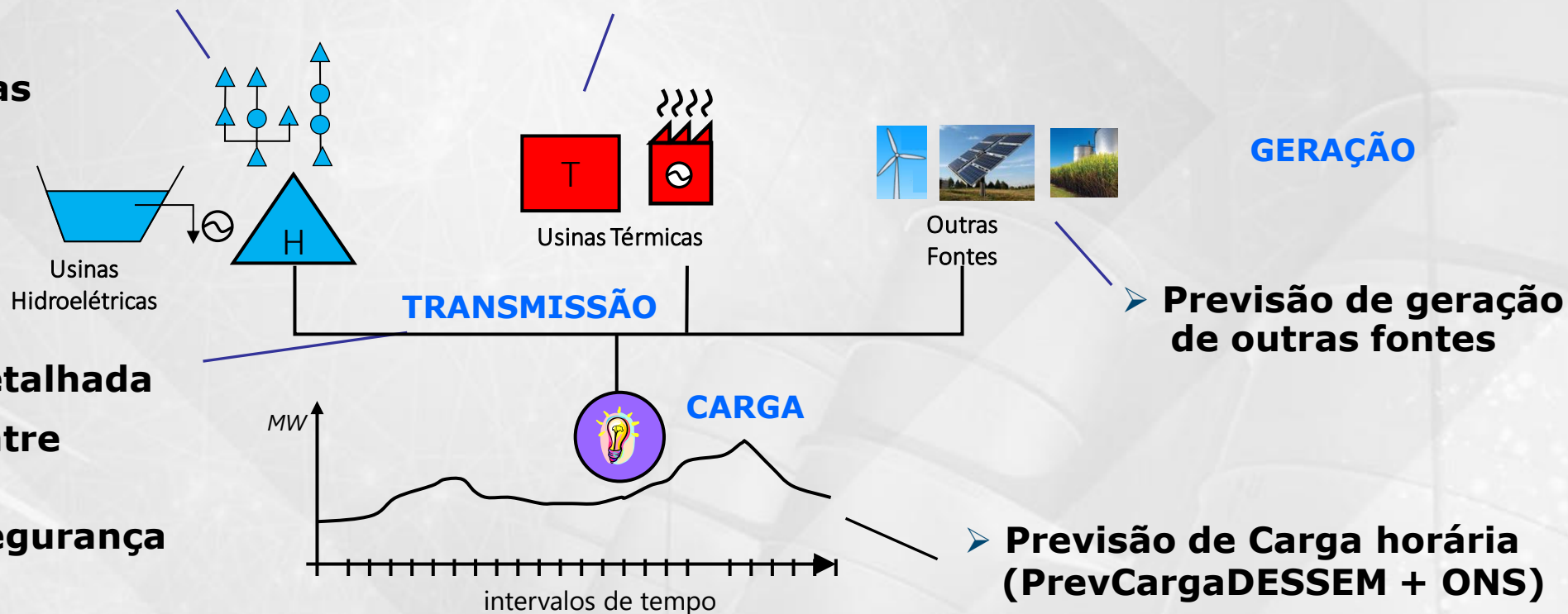
➤ Usinas individualizadas e conectadas hidraulicamente

➤ Estações elevatórias

➤ Restrições hidráulicas diversas

➤ Restrições de unit commitment térmico

➤ Usinas a Ciclo Combinado



➤ Rede Elétrica Detalhada

➤ Intercâmbios entre submercados

➤ Restrições de Segurança

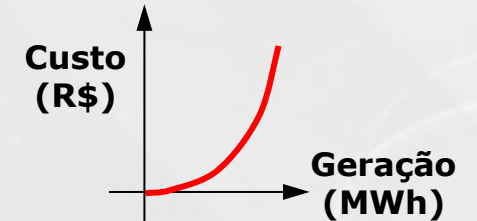
➤ Previsão de Carga horária (PrevCargaDESSEM + ONS)

Proposta de Despacho e preço horário ao longo do dia

INFORMAÇÃO DE CUSTOS PARA TOMADA DE DECISÃO

USINAS TÉRMICAS

- Representação explícita do custo incremental de geração térmica $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$



USINAS HIDROELÉTRICAS

- Combinação de valores da água (função de custo futuro) e produtividade de geração

Custo de geração

$$\left(\frac{\$}{MWh}\right)$$

=

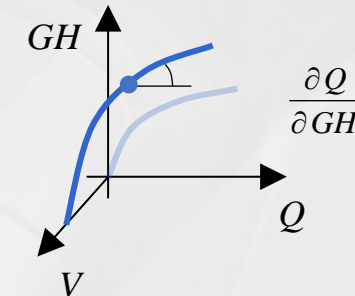
Valor da água

$$\left(\frac{\$}{hm^3}\right)$$

×

Consumo de água para geração

$$\left(\frac{hm^3}{MWh}\right)$$

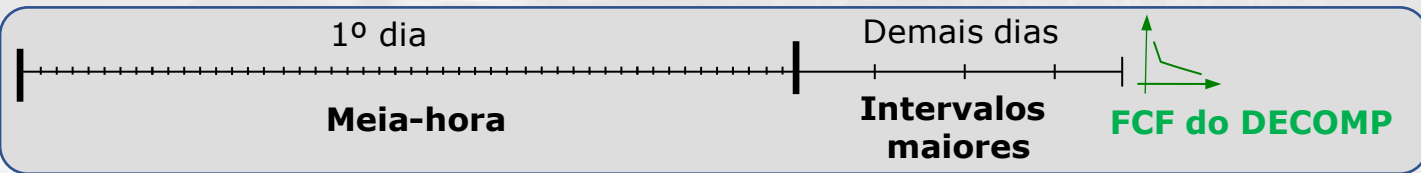


NOVAS RENOVÁVEIS (EÓLICA, SOLAR)

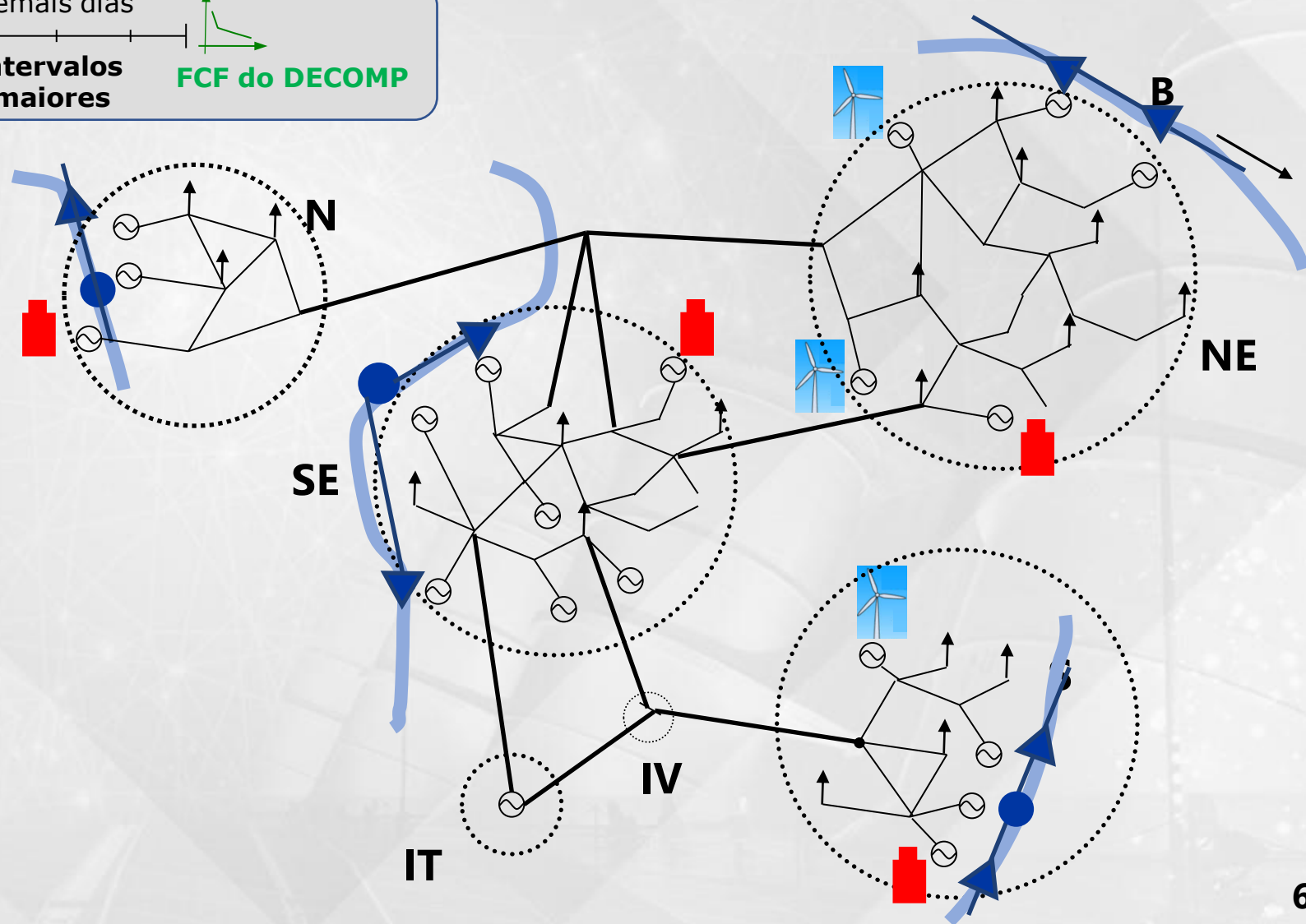
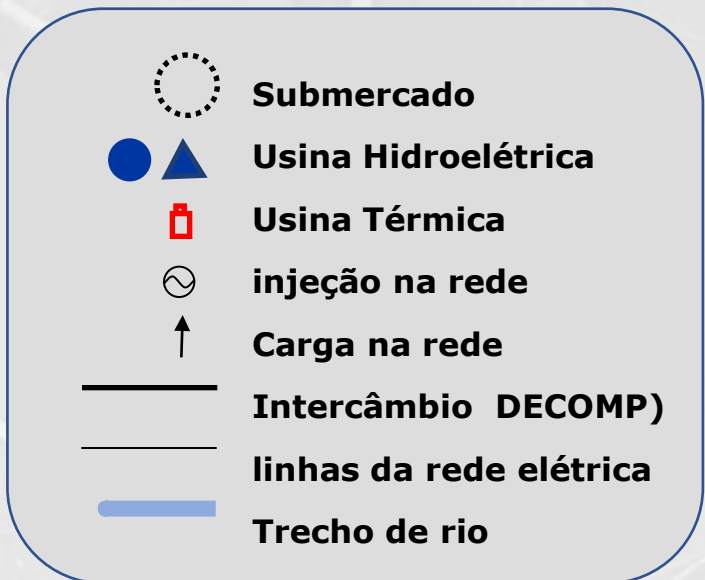
- Procuram aproveitar a energia "grátis" o máximo possível
- Otimização: corte de geração voluntário / armazenamento (baterias, usinas reversíveis)

REPRESENTAÇÃO TEMPORAL E DO SISTEMA

Discretização semi-horária, horizonte de 1 semana

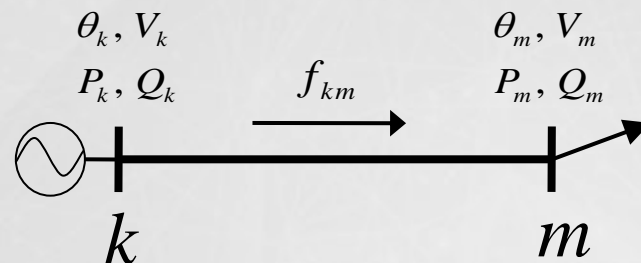


Representação simultânea da Parte Energética, Rede Elétrica (fluxo DC) e Uso da Água



Fluxo de potência DC

$$\underbrace{\begin{bmatrix} g \\ -d \end{bmatrix}}_{gh, gt} = B \begin{bmatrix} \theta \end{bmatrix}$$



➤ ângulos e fluxos são função da injeção de potência na barra

Restrições de limite de fluxo

$$\underline{f_{km}} \leq f_{km}^t = \frac{\theta_k^t - \theta_m^t}{x_{km}} \leq \overline{f_{km}}$$

Restrições de rampa de fluxo

$$\left| f_{km}^t - f_{km}^{t-1} \right| \leq \overline{\Delta f_{km}}$$

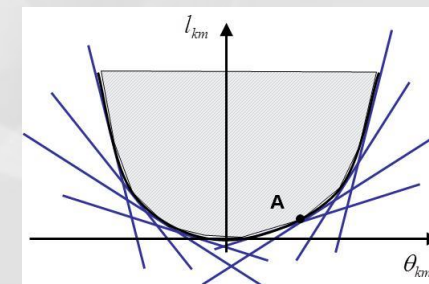
Restrições de limites de somatório de fluxo

$$\underline{SC_i^t} \leq \sum_{b \in SCB_i} \kappa_{SCB_i}^b g_b^t + \sum_{l \in SCL_i} \kappa_{SCL_i}^l f_l^t \leq \overline{SC_i^t}$$

Perdas nas linhas

Modelagem linear por partes dinâmica

$$l_i \cong g_i \Delta \theta_i^{(k)2}$$

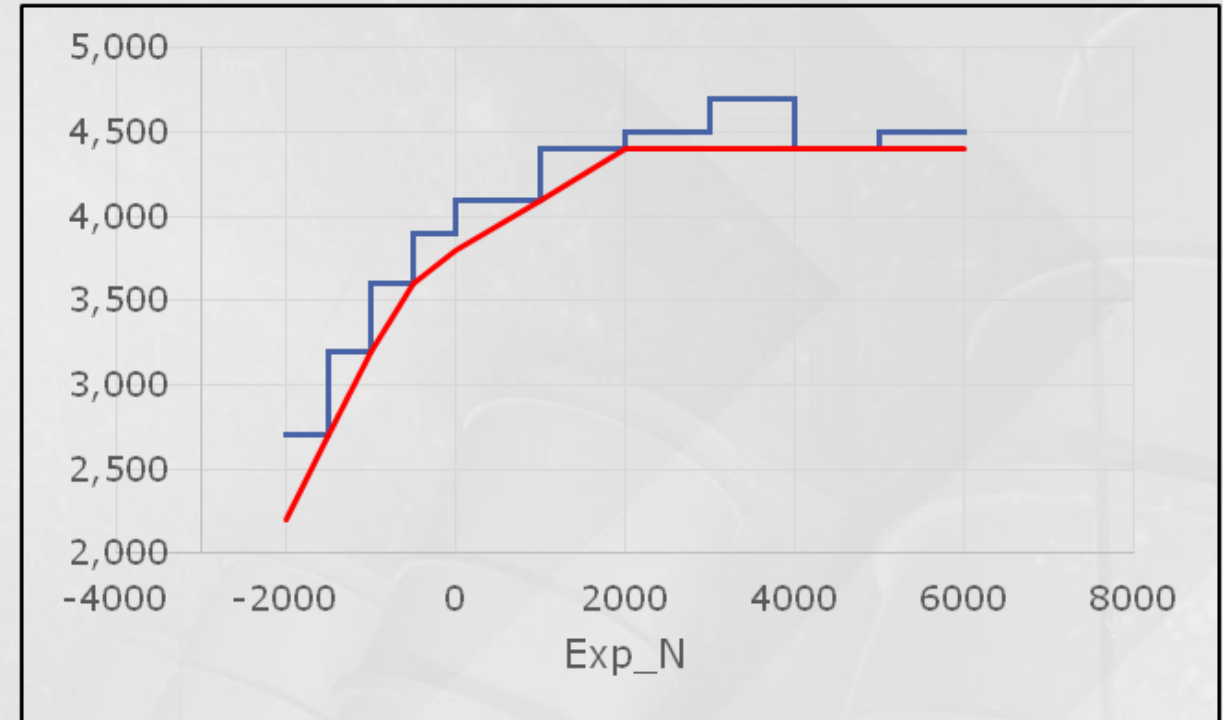


[Santos, Diniz, 11]

➤ Restrições de segurança por tabela

LIMITES DE RNE (MW)						
	Carga NE < 10.500		10.500 ≤ Carga NE < 12.000		Carga NE ≥ 12.000	
Faixa de Recebimento / Exportação Norte (RN / Exp_N)	(F) = Somatório do fluxo na transformação 500/230 kV de Igaporã III, no sentido de 230 kV para o 500 kV e do fluxo na LT 230 kV Igaporã II / Bom Jesus da Lapa II, no sentido de Igaporã II para Bom Jesus da Lapa II.					
	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050	0 < F ≤ 600	600 < F ≤ 1.050
Exp_N ≥ 5.000	Limite = 40% da carga NE	Limite = 40% da carga NE	4.400 (1)	4.300 (1)	4.400	4.300
4.000 ≤ Exp_N < 5.000		4.300 (1)	4.300 (1)	4.300	4.300	
3.000 ≤ Exp_N < 4.000		4.200 (1)	4.200 (1)	4.200	4.200	
2.000 ≤ Exp_N < 3.000		4.100 (1)	4.100	4.100	4.100	
1.000 ≤ Exp_N < 2.000		3.900 (1)	4.000	3.900	4.000	
0 ≤ Exp_N < 1.000		4.100 (1)	3.600 (1)	4.000	3.700	4.000
0 < RN ≤ 500	3.900 (1)	3.300 (1)	4.000	3.500	4.000	3.500
500 < RN ≤ 1.000	3.600 (1)	3.000 (1)	3.800	3.200	4.000	3.300
1.000 < RN ≤ 1.500	3.200 (1)	2.700 (1)	3.400	2.900	3.600	2.900

➤ Restrições de Segurança Lineares por Partes

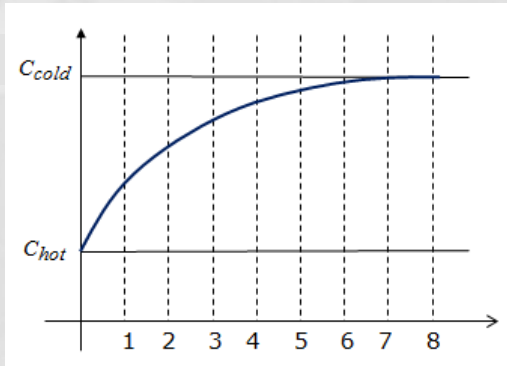


➤ Reserva Operativa por Área de Controle

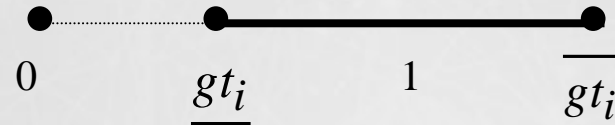
RESTRIÇÕES DE UNIT COMMITMENT DAS UNIDADES GERADORAS TÉRMICAS

[Diniz,Saboia,16] [Carrion,Arroyo,06]

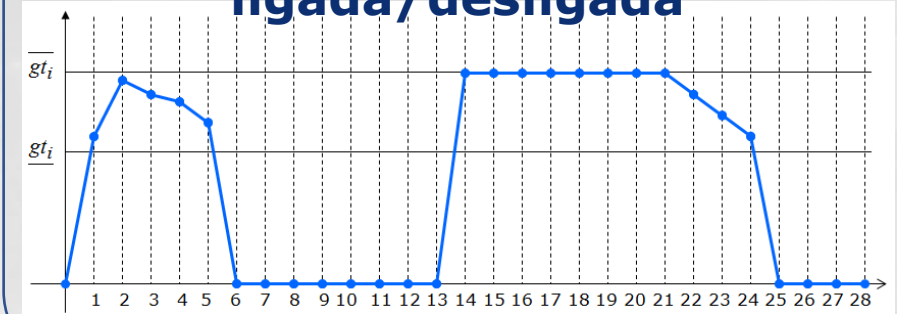
Custo de Partida/Parada



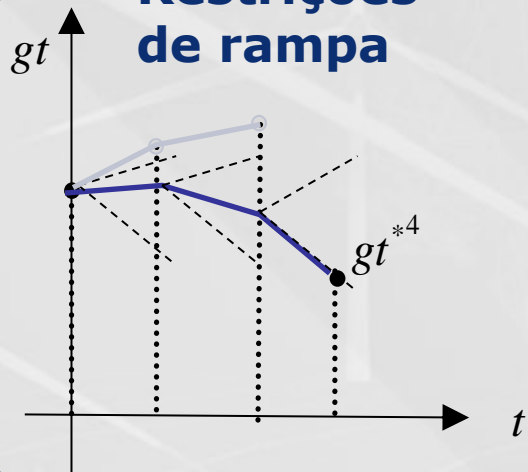
Geração mínima (se ligada)



Tempo mínimo ligada/desligada

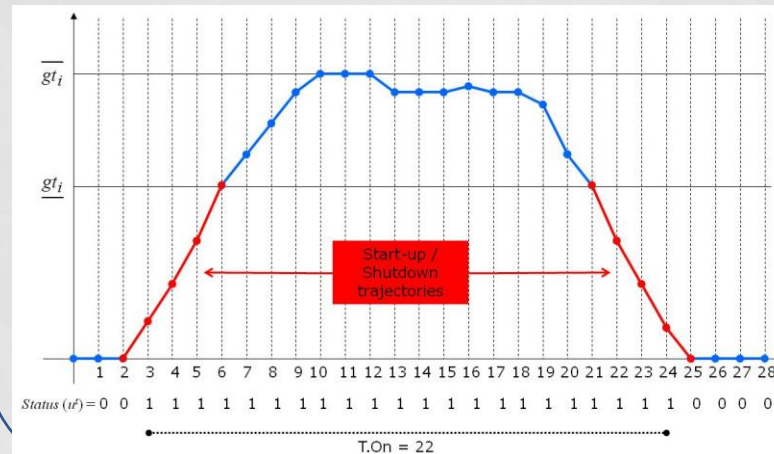


Restrições de rampa



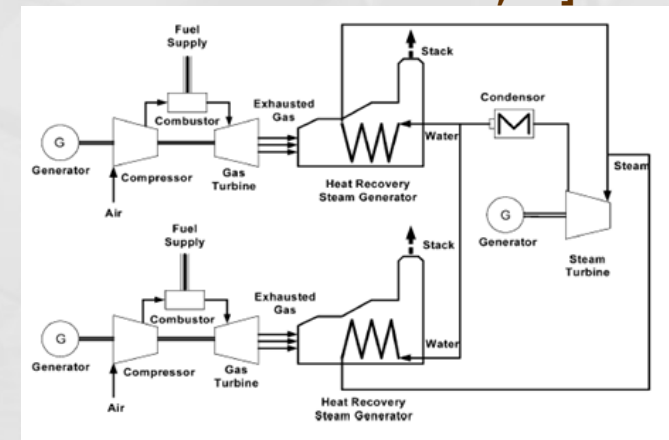
Trajetórias de acionamento/desligamento

[Arroyo,Conejo,04]



Operação de Usinas Térmicas a Ciclo Combinado

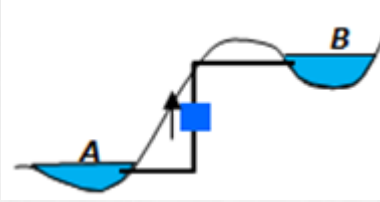
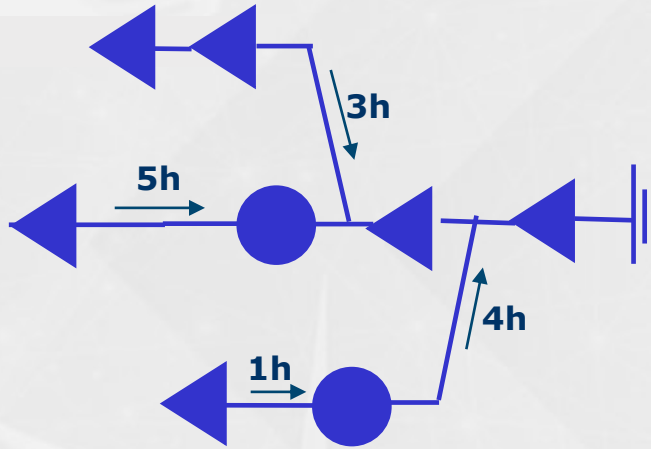
[Liu,Shahidehpour, Li,Mahmoud,09] [Morales-Espana, Correa-Posada, Ramod,16]



CARACTERÍSTICAS E RESTRIÇÕES DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

[Diniz,Souza,14]

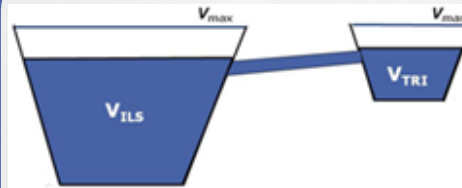
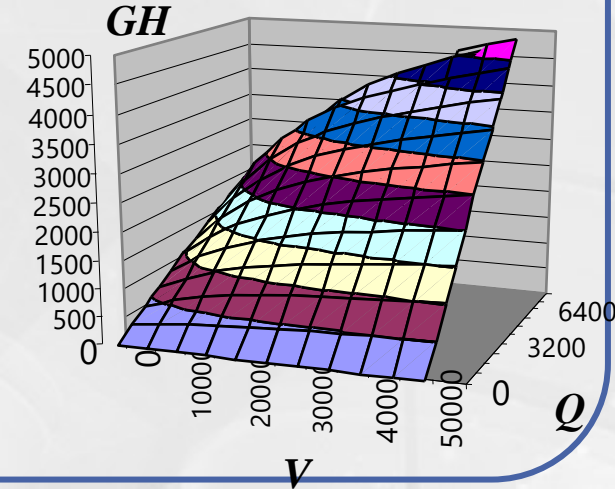
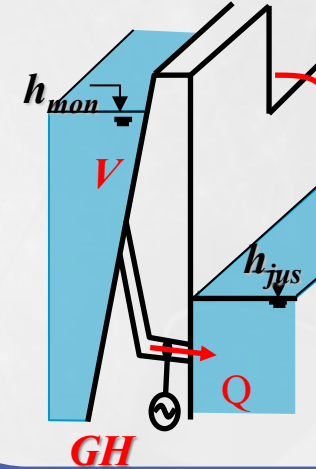
Usinas em Cascata, com tempo de viagem da água



Usinas de bombeamento

Produtividade variável com a altura de queda (Função de Produção)

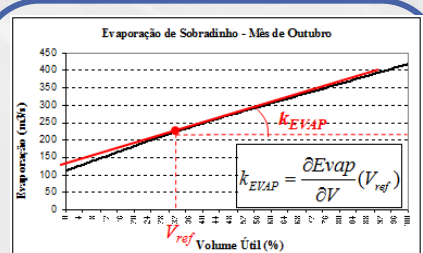
[Diniz, Maceira,08]



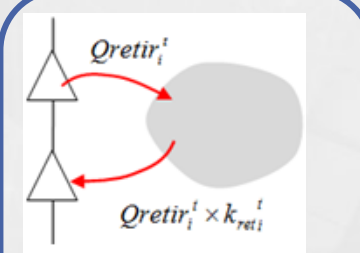
Canais entre Reservatórios



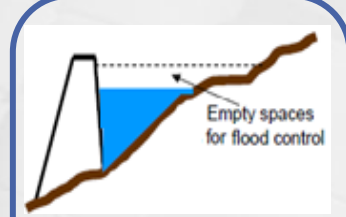
Vazões Mínimas



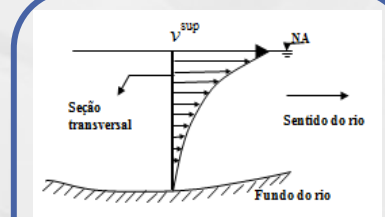
Evaporação nos reservatórios



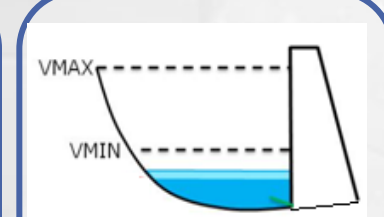
Usos Múltiplos da água



Controle de Cheias



Modelagem de seções de Rio



Enchimento de Volume Morto

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Problema de Programação Linear Inteira Mista

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NUT} c_i(gt_i^t) + S_i^t + \alpha^T (V^T)$$

s.a.

**Demanda
Rede Elétrica
Restrições
de Segurança**

$$\sum_{j \in \Phi_i} gt_j^t + \sum_{j \in \Psi_i} gh_j^t + \sum_{j \in \Omega_i} (Int_{j \rightarrow i}^t - Int_{i \rightarrow j}^t) = D_i^t \quad i = 1, \dots, NS, t = 1, \dots, T,$$

$$\sum_{i=1}^{NB} \kappa_{i,l} (g_i - d_i) \leq \bar{f}_i ; p_i - \sum_{i=1}^{NB} \kappa_{i,l} (g_i - d_i) \leq rhs \quad i, j = 1, \dots, NL, t = 1, \dots, T$$

Reserva de potência

$$\sum_{i \in ACH_k} (\overline{GH_i^t} - GH_i^t) + \sum_{i \in ACT_k} \left(\overline{GT_i^t} - \sum_{j=1, \dots, nt_i} gt_{i,j}^t \right) + \sum_{i \in ACT_k} (\overline{Int_{i,j}^t} - Int_{i,j}^t) \geq RAC_k^t, \quad k = 1, \dots, NAC; t = 1, \dots, T,$$

E

**Balanco
Hídrico
Função de
produção
Restrições
Operativas**

$$V_i^t = V_i^{t-1} + I_i^t - (Q_i^t + S_i^t) + \sum_{j \in M_i} (Q_j^t + S_j^t)$$

$$gh_i^t = FPH(V_i^t, Q_i^t, S_i^t)$$

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t, \quad \underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t, \quad \underline{gh}_i^t \leq gh_i^t \leq \overline{gh}_i^t,$$

$$Q_{chij}^t \leq \overline{Q_{chij}}(V_i^t, V_j^t,)$$

**Operação
de canais**

H

**Controle
de seções
de Rio**

$$i = 1, \dots, NH, \\ t = 1, \dots, T,$$

**Restrições
Térmicas**

$$\underline{gt}_i \cdot u_i^t \leq gt_i^t \leq \overline{gt}_i \cdot u_i^t$$

$$\sum_{k=t}^{t+Ton_i-1} u_i^k \geq Ton_i \cdot (u_i^t - u_i^{t-1})$$

$$\sum_{k=t}^{t+Toff_i-1} (1 - u_i^k) \geq Toff_i \cdot (u_i^{t-1} - u_i^t)$$

$$u_i^t \in \{0,1\} \quad \tilde{y}_i^t = \tilde{w}_i^t + (u_i^{t-1} - u_i^t) \\ \tilde{y}_i^t + \tilde{w}_i^t \leq 1$$

$$Ce_i^t \left(u_i^t - \sum_{k=t-\tau}^t u_i^k \right) \leq S_i^t$$

$$Cs_i \left(u_i^{t-1} - u_i^t \right) \leq S_i^t$$

$$\underline{GT}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{NU_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{ND_i} \tilde{y}_i^{t+k-1} \right) \leq GT_i^t \leq \overline{GT}_i \left(u_i^t - \sum_{k=1}^{NU_i} \hat{y}_i^{t-k+1} - \sum_{k=1}^{ND_i} \tilde{y}_i^{t+k-1} \right) +$$

$$+ \sum_{k=1}^{NU_i} TrUp_i(k) \cdot \hat{y}_i^{t-k+1} + \sum_{k=1}^{ND_i} TrDn_i(ND_i - k + 1) \cdot \tilde{y}_i^{t+k-1}$$

$$i = 1, \dots, NUT, t = 1, \dots, T,$$

$$\sum_{i \in \Omega_{CCj}} u_i^t \leq 1,$$

$$\left| \sum_{i \in \Omega_{CCj}} gt_i^t - \sum_{i \in \Omega_{CCj}} gt_i^{t-1} \right| \leq RTrans_j,$$

$$i = 1, \dots, NTCC, t = 1, \dots, T,$$

T

**Unit
Commitment**

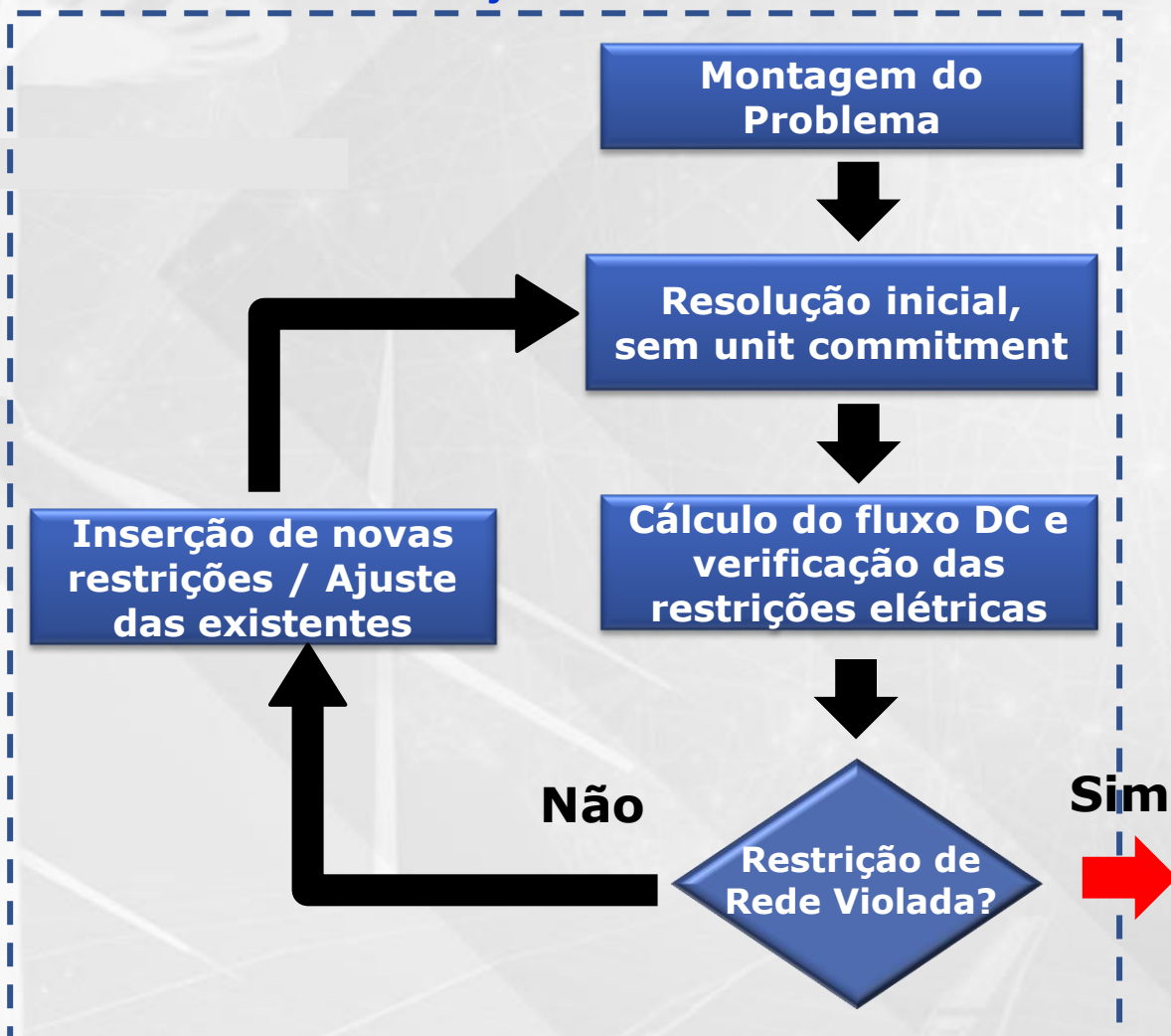
**Operação de
usinas a ciclo
combinado**

+ restrições adicionais

RESOLUÇÃO DO PROBLEMA

Problema Linear Inteiro Misto (MILP), com estratégias espertas para acelerar o tempo computacional

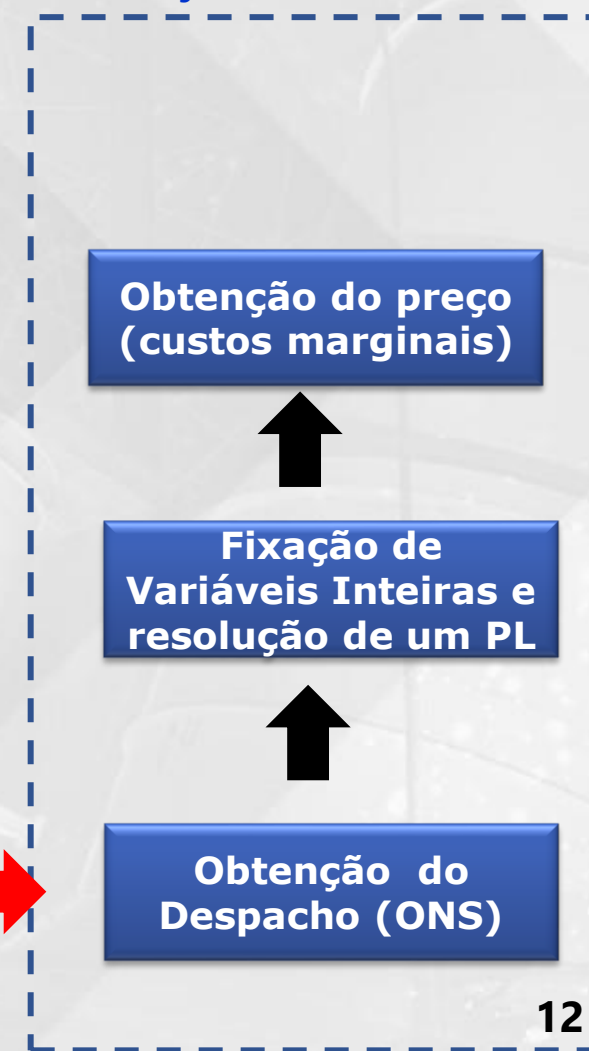
Tratamento das restrições elétricas



Resolução do Problema Inteiro



Obtenção de Resultados



CÁLCULO DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

Custo marginal em cada Barra (CMB):

Multiplicadores de todas as restrições diretamente impactadas pelas injeções nas barras

$$CMB_i^t = \underbrace{(+1)\pi_{D_{SB_i}}^t}_{\text{Equação de demanda por submercado}} + \underbrace{\sum_{l=1}^{NL} \pi_{L_l}^t (-\kappa_{B_i}^l)}_{\text{Limites de fluxo nas linhas}} + \underbrace{\sum_{j=1}^{NSC} \pi_{SC_j}^t \left(\kappa_{SCB_j}^i + \sum_{l' \in SCL_j} (-\kappa_{B_i}^{l'}) \kappa_{SCL_j}^{l'} \right)}_{\text{Restrições de segurança (estáticas e dinâmicas)}}$$

Custo marginal médio nas barras de cada submercado (CMO):

Médio ponderadas dos CMBs, pelo valor da carga:

$$CMO_i^t = \frac{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} (CMB_k^t \times d_k^t)}{\sum_{k \in \Omega_{SB_i}} d_k^t}$$

DESEMPENHO DO MODELO

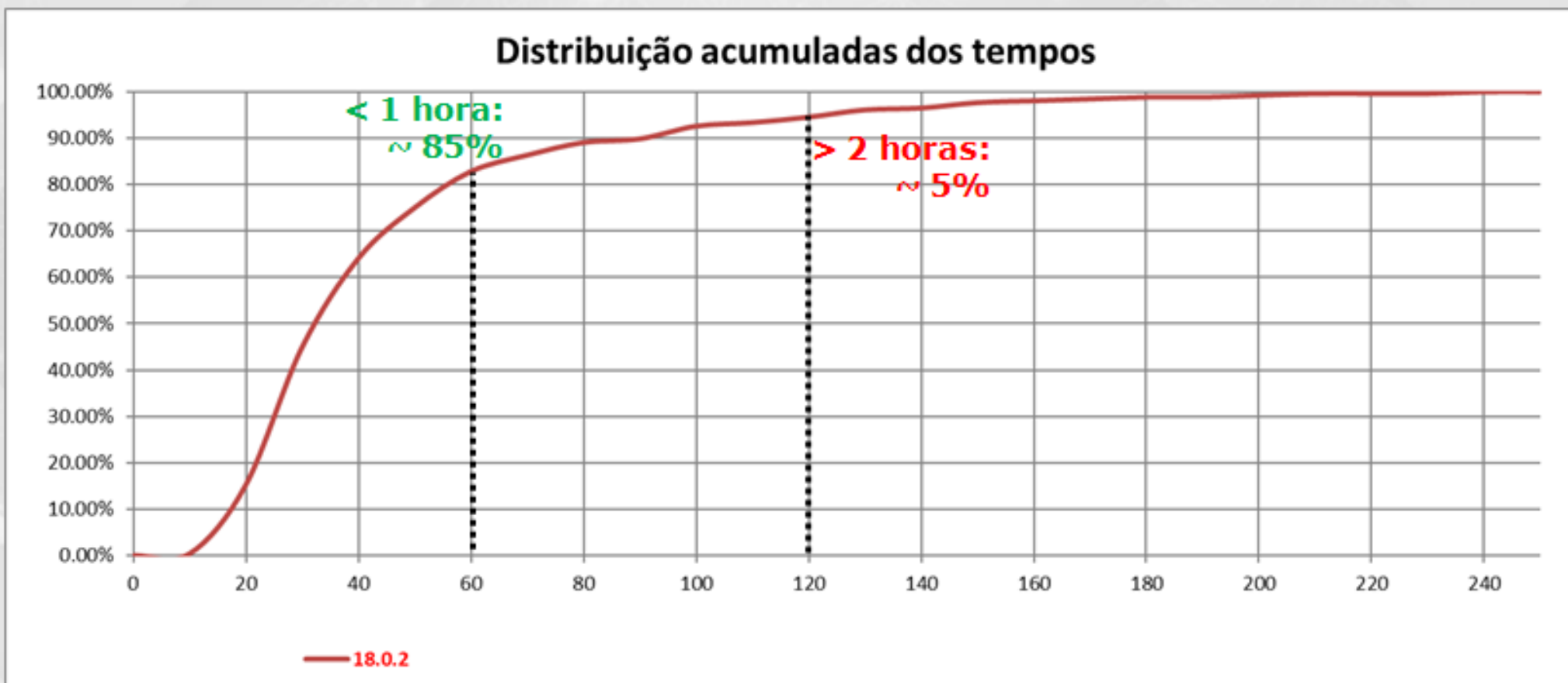
256 casos oficiais de Janeiro a Outubro/2019

Decks do ONS (com rede elétrica)

Versão 18.0.2 – Out/2019 – Processamento Paralelo

Tempo Médio: 44 minutos

! 5 casos (1,9%)
atingiram > 4 horas.



- **O modelo DESSEM tem sido desenvolvido e continuamente aprimorado há 21 anos**
 - ✓ Houve dois processos prévios de validação com os agentes: 2003 e 2013
 - ✓ A partir de 2017, vem sendo exaustivamente testado pelas instituições e agentes
- **A versão atual representa diversos detalhes da realidade operativa do sistema**
 - ✓ Rede elétrica detalhada (flow DC), com restrições de segurança estáticas e dinâmicas
 - ✓ Modelagem detalhada dos aspectos físicos (propagação de água nos rios, função de produção não linear) e operativos (restrições de defluência, controle de cheias, fluxo em canais) das usinas hidroelétricas
 - ✓ Representação do unit commitment térmico e operação de usinas a ciclo combinado
- **O tempo computacional** do modelo é (quase sempre) satisfatório para instâncias muito grandes do problema de programação diária da operação (PDO) do setor elétrico brasileiro
- **O uso do modelo para a PDO** permite obter o despacho e preços para o dia seguinte
- **O uso integrado com os modelos DECOMP e NEWAVE** permitem uma otimização da coordenação hidrotérmica em sistemas de grande porte

➤ **Modelagem do problema**

- ✓ Inclusão de restrições de unit commitment hidráulico
- ✓ Representação explícita da incerteza na geração eólica
- ✓ Inclusão de aspectos mais complexos de resposta da demanda

➤ **Estratégia de Solução**

- ✓ Aprimoramentos na estratégia de Branch & Cut para reduzir o tempo computacional nos casos mais demorados
- ✓ Benchmark entre as técnicas de MILP e relaxação Lagrangeana

➤ **Cálculo do preço**

- ✓ Estudo de estratégias para minimizar a necessidade de “uplifts” para remuneração dos geradores (relaxação Lagrangeana)
- ✓ Consideração de curvas preço X quantidade, remuneração por rampa, remuneração por reserva operativa

Modelo DESSEM (contínuo)

- [Santos, Diniz, 2009a]** T.N. Santos, A.L.Diniz, “A New Multiperiod Stage Definition for the Multistage Benders Decomposition Approach Applied to Hydrothermal Scheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n.3, pp. 1383-1392, Aug. 2009.
- [Santos, Diniz, 2009b]** T. N. Santos, A. L. Diniz, “Feasibility and optimality cuts for the multi-stage Benders decomposition approach: application to the network constrained hydrothermal scheduling”, *Proceedings of the 2009 IEEE PES Gen.Meeting*, Calgary, Canada, 2009.
- [Santos, Diniz, Borges, 2016]** T. N. Santos, A. L. Diniz, C. T. Borges, “A New Nested Benders Decomposition Strategy for Parallel Processing Applied to the Hydrothermal Scheduling Problem”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, To Appear (2016)
- [Santos, Diniz, Saboia, Cabral, Cerqueira, 2019]** T. N. Santos, A. L. Diniz, C. H. Saboia, “Hourly Pricing and Day-Ahead Dispatch Setting in Brazil: The DESSEM Model”, submitted to 21th Power Systems Computation Conference (PSCC), Porto, Portugal Jun. 2020.

Modelo DESSEM COM UNIT COMMITMENT

- [Belloni, Diniz, Maceira, Sagastizabal, 2003]** A. Belloni, A. L. Diniz, M. E. P. Maceira, C. A. Sagastizabal, “Bundle relaxation and primal recovery in unit commitment problems. The Brazilian case”, *Annals of Operations Research*, v.120, n. 1-4, pp. 21-44, Apr. 2003.
- [Diniz, Terry, Maceira et al, 2004]** A. L. Diniz, L. A. Terry, M. E. P. Maceira, F. S. Costa, C. A. Sagastizabal, D. B. Chaves, L. C. F. Sousa, E. C. Finardi, “Hydro unit-commitment via Lagrangian relaxation. Application to the brazilian optimization model for short term scheduling of hydrothermal interconnected systems – DESSEM”, IX SEPOPE, Rio de Janeiro, Brazil, May 2004.
- [Diniz, Sagastizabal, Maceira, 2007]** A. L. Diniz, C. A. Sagastizabal, M. E. P. Maceira, “Assessment of Lagrangian Relaxation with Variable Splitting for Hydrothermal Scheduling”, *2007 IEEE PES General Meeting*, Tampa, Florida, Jun 2007.
- [Martinez, Sagastizabal, Diniz, 2008]** M. G. Martinez, C. A. Sagastizabal, A. L. Diniz, “A Comparative Study of two Forward Dynamic Programming Techniques for solving Local Thermal Unit Commitment Problems”, *16th Power Syst. Comp. Conf. - PSCC*, Glasgow, SCO, July 2008.
- [Saboia, Diniz, 2016]** C. H. M. de Saboia, A. L. Diniz, " A local branching approach for network-constrained thermal unit commitment problem under uncertainty", 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, Jun. 2016.

FUNÇÃO DE PRODUÇÃO HIDROELÉTRICA

- [Diniz, Maceira, 2008]** A.L. Diniz, M.E.P. Maceira, “A four-dimensional model of hydro generation for the short-term hydrothermal dispatch problem considering head and spillage effects”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.23, n.3, pp. 1298-1308, Aug. 2008.
- [Diniz, 2009]** A.L. Diniz, “Processo iterativo de construção da função de produção das usinas hidroelétricas para o problema de coordenação hidrotérmica”, *XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, Recife, PE, 2009
- [Santos, Diniz, 2009]** T.N. Santos, A.L. Diniz, “A Comparison of Static and Dynamic Models for Hydro production in Generation Scheduling Problems”, *2010 IEEE-PES General Meeting*, Minneapolis, USA, 2010

MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

- [Costa, Diniz, Santos, 2008]** L.M.P. Costa, A.L. Diniz, T. N. Santos, “Sensitivity analysis on different types of electrical *network modeling for the network constrained hydrothermal scheduling problem*”, *IEEE/PES Transm. Distr. Conf. Expos. Latin America*, Bogotá, Colômbia, Jul 2008.
- [Santos, Diniz, 2011]** T. N. Santos, A. L. Diniz, “A Dynamic Piecewise Linear Model for DC Transmission Losses in Optimal Scheduling Problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.26, n.2, pp. 508-519, May 2011.
- [Santos, Diniz, 2012]** T. N. Santos, A. L. Diniz, “Alternative Approaches to Consider DC–Power Flow with Losses in a Linear Program for Short Term Hydrothermal Scheduling” *IEEE T&D Conference and Exposition Latin America*, 2012, Montevideo, Uruguai, Sep. 2012

PROPAGAÇÃO DE ÁGUA NOS RIOS, CONTROLE DE COTA EM SEÇÕES

- [Diniz, Souza, 2014]** A. L. Diniz, T. M. Souza, “Short-Term Hydrothermal Dispatch With River-Level and Routing Constraints”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v.29, n.5, pp. 2427 – 2435, Sep. 2014.

OBRIGADO!

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



**Eletrobras
Cepel**



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL

REFERÊNCIAS METODOLÓGICAS DOS MODELOS DO CEPEL



dea@cepel.br
dessem@cepel.br

http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/sala-de-imprensa/noticias/documentacao-tecnica-das-metodologias-e-modelos-de-otimizacao-energetica-do-cepel.htm

Modelo DESSEM

Manual do Usuário- Jul/2018

Manual de Metodologia - Abril/2019