



INSTITUTO FEDERAL  
DE EDUCAÇÃO, CIÉNCIA E TECNOLOGIA  
TOCANTINS

# VANTAGENS EM SE CONSIDERAR METAS DE DEMANDA PARA GRUPOS DE USINAS NA MODELAGEM DO PROBLEMA DE COMISSIONAMENTO DE UNIDADES HIDRELÉTRICAS

GOP / Bruno H. Brito



## RESUMO

**Objetivo:** Realizar uma análise das vantagens de se considerar as metas de demanda para grupos de usinas em cascata no comissionamento de unidades hidrelétricas.

**Programação Utilizada:** Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

**Público Alvo:** Empresas que possuem diversas usinas hidrelétricas, principalmente quando estas estão dispostas em cascata.

**Sistema Simulado:** 29 unidades geradoras de 8 usinas em cascata localizadas na Bacia do Iguaçú.

**Principais Resultados:** Economia pode ultrapassar os R\$5.000,00 por dia.



# INTRODUÇÃO

- Sistema Hidro-térmo-eólico
- Prioridade à Hidrelétricas
  - Incertezas meteorológicas e períodos de estiagens
  - Complexidade na geração hidrelétrica
- Divisão do POE em três etapas
- PDO - Comissionamento de Unidades Hidrelétricas (CUH)
- CUH - Problema de Programação Não Linear Inteiro Misto (PNLIM)

## MÉDIO PRAZO

Horizonte: 5 anos  
Discretização: Mensal  
Ferramenta: NEWAVE



## CURTO PRAZO

Horizonte: 2 meses  
Discretização: Semanal  
Ferramenta: DECOMP



## PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA OPERAÇÃO (PDO)

Horizonte: 1 semana  
Discretização: 30 minutos  
Ferramenta: NÃO TEM



# FORMULAÇÃO ORIGINAL (PNLIM)

$$\min \Theta = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R (Q_{rt} + S_{rt})$$

sujeito a :

$$v_{rt} - v_{rt-1} + c \cdot \left[ Q_{rt} + S_{rt} - \sum_{m \in \mathfrak{R}_r} (Q_{m,t-\tau_{mr}} + S_{m,t-\tau_{mr}}) \right] = c \cdot y_{rt}$$

$$v_r^{\min} \leq v_{rt} \leq v_r^{\max}, 0 \leq S_{rt} \leq S_r^{\max}$$

$$\sum_{j=1}^{n_r} pg_{jrt} = L_{rt}$$

$$pg_{jrt} = pst_{jrt}(v_{rt}, q_{jrt}, Q_{rt}, S_{rt}) - pgg_{jrt}(pg_{jrt}) - pmt_{jrt}(pg_{jrt})$$

$$q_{jrt}^{\min}(v_{rt}, Q_{rt}, S_{rt}, q_{jrt}) \leq q_{jrt} \leq q_{jrt}^{\max}(v_{rt}, Q_{rt}, S_{rt}, q_{jrt})$$

$$\sum_{j=1}^{n_r} q_{jrt} = Q_{rt}$$

$$u_{jrt} \geq u_{jrp} - u_{jr,p-1}, p \in [t+1 - t_{jr}^{up}, t-1]$$

$$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\min} \cdot z_{jkrt} \leq pg_{jrt} \leq \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\max} \cdot z_{jkrt}$$

$$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} = u_{jrt}, \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} \leq 1, z_{jkrt} \in \{0,1\}, u_{jrt} \in \{0,1\}$$



## FORMULAÇÃO ORIGINAL (PNLIM)

$\min \Theta = \sum_{t=1}^T \sum_{r=1}^R (Q_{rt} + S_{rt})$  → Somatório de vazões turbinadas + vertidas

sujeito a :

$v_{rt} - v_{rt-1} + c \cdot \left[ Q_{rt} + S_{rt} - \sum_{m \in \mathfrak{R}_r} (Q_{m,t-\tau_{mr}} + S_{m,t-\tau_{mr}}) \right] = c \cdot y_{rt}$  → Conservação da massa d'água

$v_r^{\min} \leq v_{rt} \leq v_r^{\max}, 0 \leq S_{rt} \leq S_r^{\max}$  → Limites de volume armazenado e vazão vertida

$\sum_{j=1}^{n_r} pg_{jrt} = L_{rt}$  → Atendimento à Demanda

$pg_{jrt} = pst_{jrt}(v_{rt}, q_{jrt}, Q_{rt}, S_{rt}) - pgg_{jrt}(pg_{jrt}) - pmt_{jrt}(pg_{jrt})$  → Função de Produção

$q_{jrt}^{\min}(v_{rt}, Q_{rt}, S_{rt}, q_{jrt}) \leq q_{jrt} \leq q_{jrt}^{\max}(v_{rt}, Q_{rt}, S_{rt}, q_{jrt})$  → Limites de turbinamento

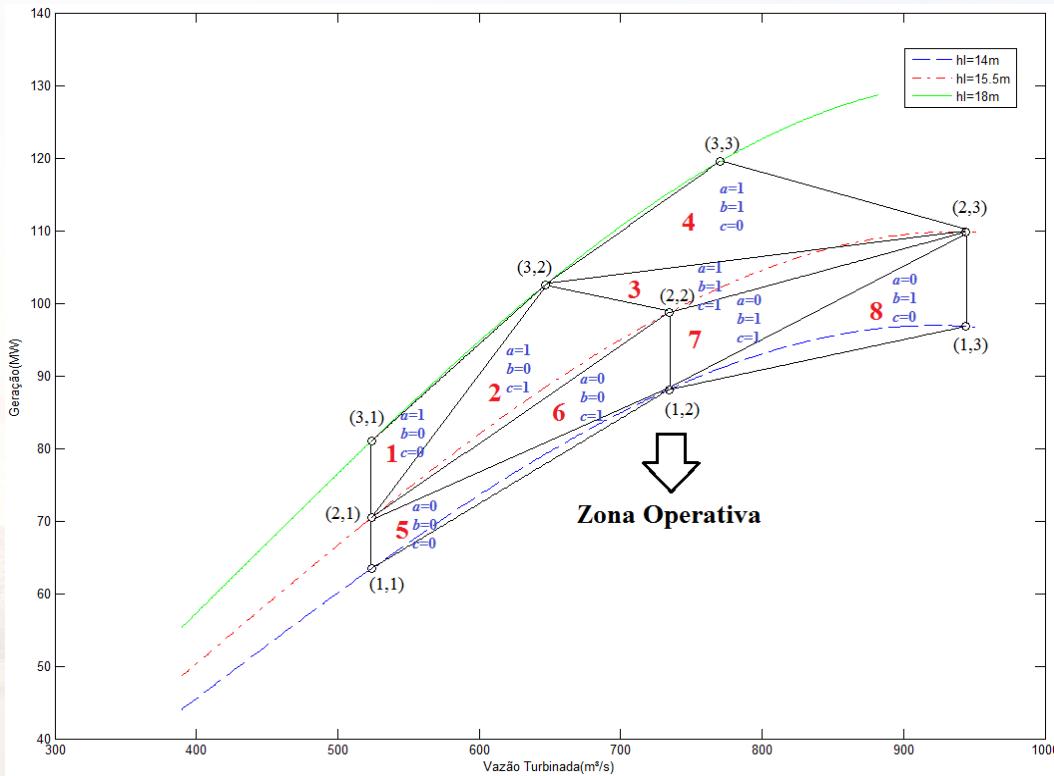
$\sum_{j=1}^{n_r} q_{jrt} = Q_{rt}$  → Balanço de vazão turbinada

$u_{jrt} \geq u_{jrp} - u_{jr,p-1}, p \in [t+1 - t_{jr}^{ap}, t-1]$  → Tempo mínimo ligada depois de acionadas

$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\min} \cdot z_{jkrt} \leq pg_{jrt} \leq \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} pg_{jkrt}^{\max} \cdot z_{jkrt}$  → Restrições associadas à alocação de unidades e zonas proibidas

$\sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} = u_{jrt}, \sum_{k=1}^{\Phi_{jr}} z_{jkrt} \leq 1, z_{jkrt} \in \{0,1\}, u_{jrt} \in \{0,1\}$

# ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO - PLIM



$$\sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) = u_{jrt}$$

$$hl_{jrt} = fcm_{rt}^*(v_{rt}) - fcj_{jr}^* - ph_{jr}^*$$

$$hl_{jrt} \leq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot H_{jr}^*(x, y) + h^{\max} \cdot (1 - u_{jrt})$$

$$hl_{jrt} \geq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot H_{jr}^*(x, y)$$

$$q_{jrt} = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot Q_{jr}^*(x, y)$$

$$pg_{jrt} = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_{jrt}(x, y) \cdot PG_{jr}^*(x, y)$$

$$w_{jrt}(1,3) + w_{jrt}(2,3) + w_{jrt}(3,3) \leq b_{jrt}$$

$$w_{jrt}(1,1) + w_{jrt}(2,1) + w_{jrt}(3,1) \leq 1 - b_{jrt}$$

$$w_{jrt}(3,1) + w_{jrt}(3,2) + w_{jrt}(3,3) \leq a_{jrt}$$

$$w_{jrt}(1,1) + w_{jrt}(1,2) + w_{jrt}(1,3) \leq 1 - a_{jrt}$$

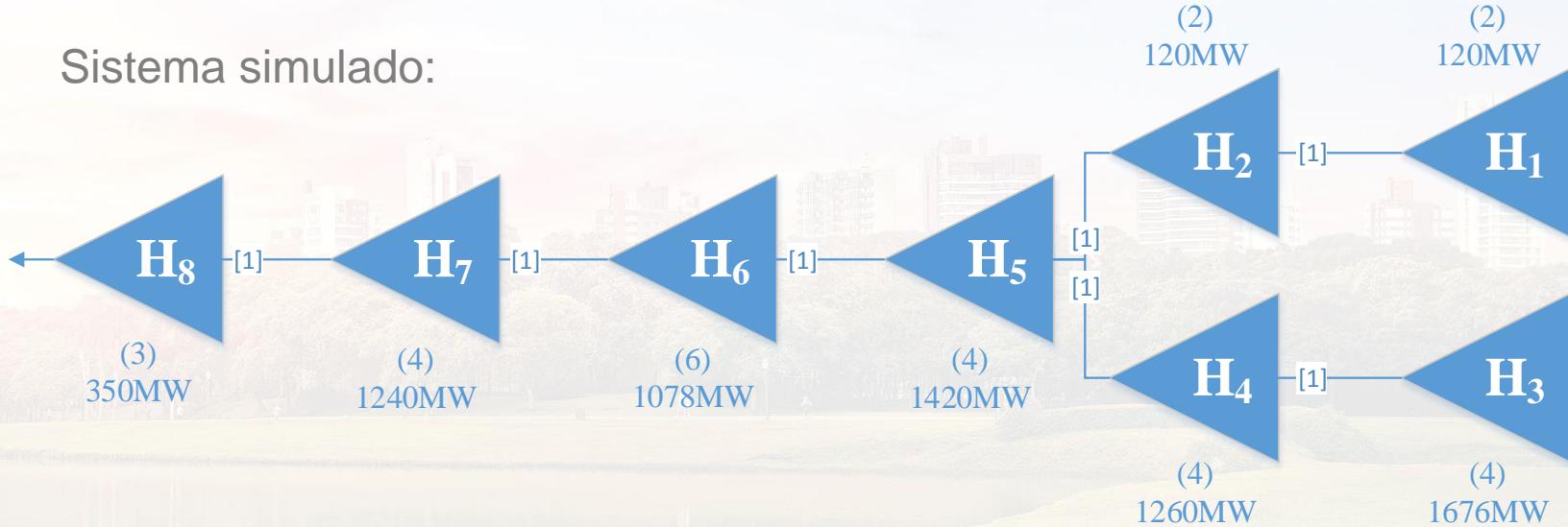
$$w_{jrt}(2,2) \leq c_{jrt}$$

$$w_{jrt}(1,1) + w_{jrt}(3,1) + w_{jrt}(1,3) + w_{jrt}(3,3) \leq 1 - c_{jrt}$$

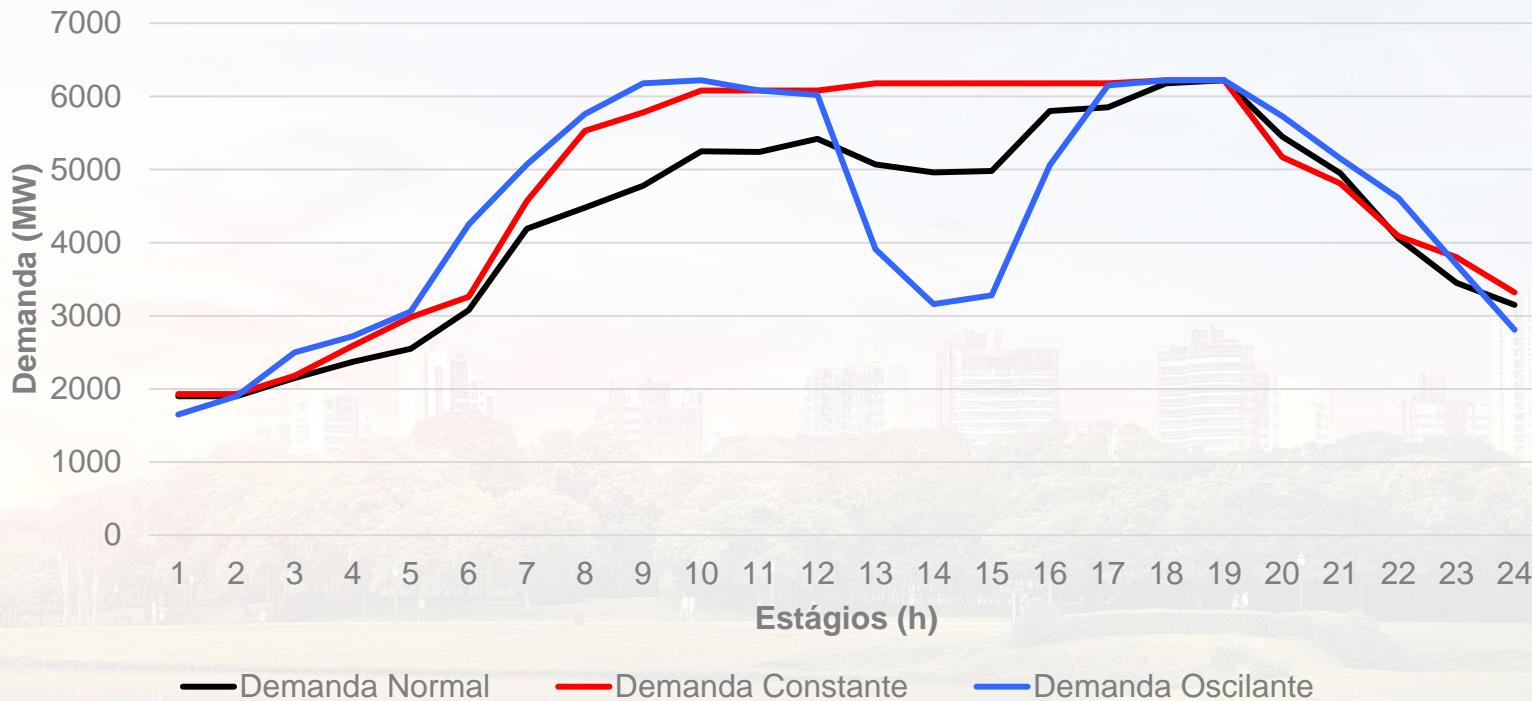
# IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL E RESULTADOS

As estratégias de solução foram simuladas no programa AIMMS 3.14 e executadas em um processador Intel Core 2 Quad 2,66 GHz. Na plataforma AIMMS, PLIM foram resolvidos pelo solver.

Sistema simulado:



## DADOS DE ENTRADA – CURVAS DE DEMANDA





## DADOS DE ENTRADA – VOLUMES INICIAIS E CENÁRIOS

Usina	$v_0$ _alto (hm <sup>3</sup> )	$v_0$ _alto (%)	$v_0$ _30% (hm <sup>3</sup> )	$v_0$ _30% (%)
H <sub>1</sub>	300	50,00	247,60	30,00
H <sub>2</sub>	35	100,00	34,30	30,00
H <sub>3</sub>	5.208	84,99	3.115,50	30,00
H <sub>4</sub>	2.930	94,84	2.678,40	30,00
H <sub>5</sub>	6.158	85,00	3.895,90	30,00
H <sub>6</sub>	1.078	58,18	1.047,00	30,00
H <sub>7</sub>	3.573	100,00	3.503,00	30,00
H <sub>8</sub>	197,5	50,14	191,68	30,00

Cenários	Demandas	$v_0$
1	Normal	Alto
2	Normal	30%
3	Constante	Alto
4	Constante	30%
5	Oscilante	Alto
6	Oscilante	30%



# RESULTADOS

Cenário	Fobj. (m <sup>3</sup> /s)	Vf (hm <sup>3</sup> )	Fobj. (m <sup>3</sup> /s)	Vf (hm <sup>3</sup> )	Diferenças (%)
<b>Meta por Usina</b>		<b>Meta por Cascata</b>		<b>Fobj./Vf</b>	
1	156.390,3	19.318,15	114.732,4	19.446,50	-26,6/+0,66
2	164.024,0	14.576,57	124.523,4	14.699,45	-24,1/+0,84
3	166.684,8	19.318,18	134.557,0	19.427,87	-19,3/+0,56
4	175.094,5	14.576,57	148.370,3	14.667,92	-15,3/+0,63
5	157.164,1	19.331,27	123.053,5	19.439,28	-21,7/+0,56
6	165.249,5	14.588,34	135.660,7	14.682,80	-17,9/+0,65



## RESULTADOS – ECONOMIA DIÁRIA EM R\$

Considerando um custo de R\$216,15/MWh

<b>Cenário</b>	<b>Ganho (R\$)</b>
1	5.512,41
2	4.278,26
3	4.805,97
4	3.134,84
5	2.869,19
6	2.987,30



## CONCLUSÕES

- A função objetivo (defluência total) é reduzida consideravelmente quando a demanda considerada é para toda a cascata.
- Em algumas situações a redução no valor da função objetivo considerando as metas para a cascata ultrapassaram os 25%.
- As economias reais diárias chegou a ultrapassar os R\$5.000,00 considerando um custo da energia de R\$216,15/MWh, podendo ser maior para custos maiores da energia negociada.
- Essa estratégia pode auxiliar as usinas na recomposição dos reservatórios e, consequentemente, na redução do custo da energia à médio prazo.

## BRUNNO HENRIQUE BRITO

 (63) 3236-4040

 (63) 98502-0034

 brunno@ifto.edu.br

 [www.ifto.edu.br](http://www.ifto.edu.br)

