



## PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

L. Viola<sup>1\*</sup>, L. P. Moura<sup>1</sup>, T. M. Pereira<sup>1</sup>, A. J. P. Rosentino Jr.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>FEEC – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação – Universidade Estadual de Campinas

<sup>2</sup>ICTE – Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas – Universidade Federal do Triângulo Mineiro

**Resumo** - Este trabalho apresenta um modelo não linear para o planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos (SHT) de potência utilizando programação dinâmica determinística (PDD). Dois cenários de estudo foram elaborados. O primeiro refere-se à operação de um SHT no período de 1 ano considerando a média de longo termo (MLT) de Furnas. Já o segundo consiste na simulação sob o histórico de afluições também de Furnas. Os resultados mostram que o modelo não linear e determinístico é capaz de capturar o efeito cota de montante fazendo com que o reservatório tenda a operar cheio.

**Palavras-Chave** - Operação energética, planejamento, programação dinâmica determinística, sistemas hidrotérmicos.

### HYDROTHERMAL POWER SYSTEMS OPERATION PLANNING

**Abstract** - This work presents a nonlinear model for the hydrothermal power systems operation planning using deterministic dynamic programming. Two scenarios of study were elaborated. The first refers to the operation of a hydrothermal system in the period of 1 year, considering the average of long-term inflow of Furnas. The second consists in the simulation under the inflows history, also with Furnas' data. The results show that the nonlinear and deterministic model is capable of capturing the upstream dimension effect, causing the reservoir to operate full.

**Keywords** - Energy operation, deterministic dynamic programming, hydrothermal systems, planning.

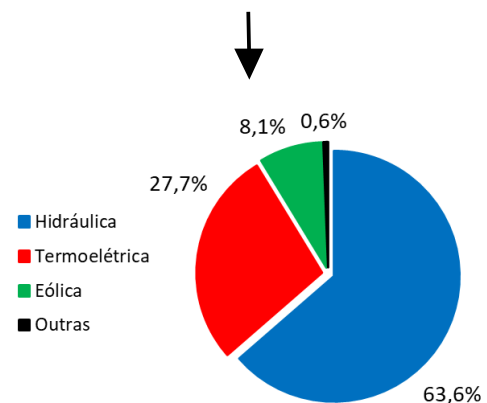
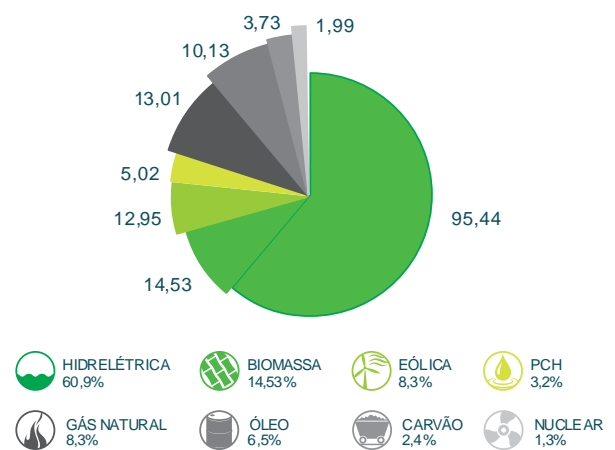
### I. INTRODUÇÃO

O planejamento energético da operação de um sistema hidrotérmico engloba estudos de diferentes naturezas e horizontes. Nesses estudos, dá-se destaque aqueles relativos à avaliação energética do sistema nos quais procura-se verificar

as condições de operação do sistema gerador frente a um grande conjunto de restrições, tais como: atendimento da demanda, limites operativos de reservatórios e usinas, usos múltiplos da água, configuração dinâmica do sistema gerador, manutenção e falhas na operação das usinas e restrições hidrológicas como, por exemplo, o fenômeno de evaporação na superfície dos reservatórios.

O planejamento feito com base nas condições e restrições citadas é extremamente importante para a operação ótima de um sistema elétrico como o do Brasil, que é essencialmente um sistema hidrotérmico, com uma presença ainda não muito expressiva de fontes renováveis, conforme a Figura 1 [1].

Figura 1: Matriz energética brasileira.



\* lv.luigiviola@gmail.com

Na literatura, diversos trabalhos tratam desse tema, em diversos cenários distintos. Em trabalhos como [2] e [3] são abordadas as diferenças entre os principais métodos de otimização, ferramentas que são um ponto de destaque para o planejamento da operação. Basicamente, duas abordagens são discutidas nos trabalhos de maior relevância: métodos estocásticos e métodos determinísticos, ambos utilizando programação dinâmica.

A otimização por vias estocásticas é a mais utilizada, devido à incerteza das afluências. No entanto, suas principais desvantagens estão envolvidas principalmente com a linearização de problemas essencialmente não lineares, além da maldição da dimensionalidade, a qual requer a agregação dos reservatórios [4]. Numa tentativa de contornar tais problemas e tendo em vista a inexatidão dos dados das afluências, estudos determinísticos são utilizados. Nesse caso, considera-se o problema original com suas restrições não lineares e a operação individualizada de cada usina pode ser realizada [5].

Deste modo, levando em conta as tratativas citadas, o presente trabalho faz um estudo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico (SHT) dotado de uma usina hidrelétrica (UHE) e uma usina termelétrica (UTE). A otimização é feita através de Programação Dinâmica Determinística (PDD), implementada no *software* MATLAB.

## II. PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DETERMINÍSTICA

A programação dinâmica é um método de otimização que explora todo o espaço de possíveis soluções em busca do ótimo, através de um processo recursivo [6]. A equação de Hamilton-Jacobi-Bellman que relaciona o custo do estado presente com o custo da decisão de ir para um estado futuro é apresentada na equação (1).

$$V_t(x_t) = \min_{u \in U_t} \{c_t(x_t, u) + V_{t+1}(f_t(x_t, u, \bar{y}_t))\} \quad (1)$$

Onde:

$V_t(x_t)$  – política operativa no estágio  $t$ ;

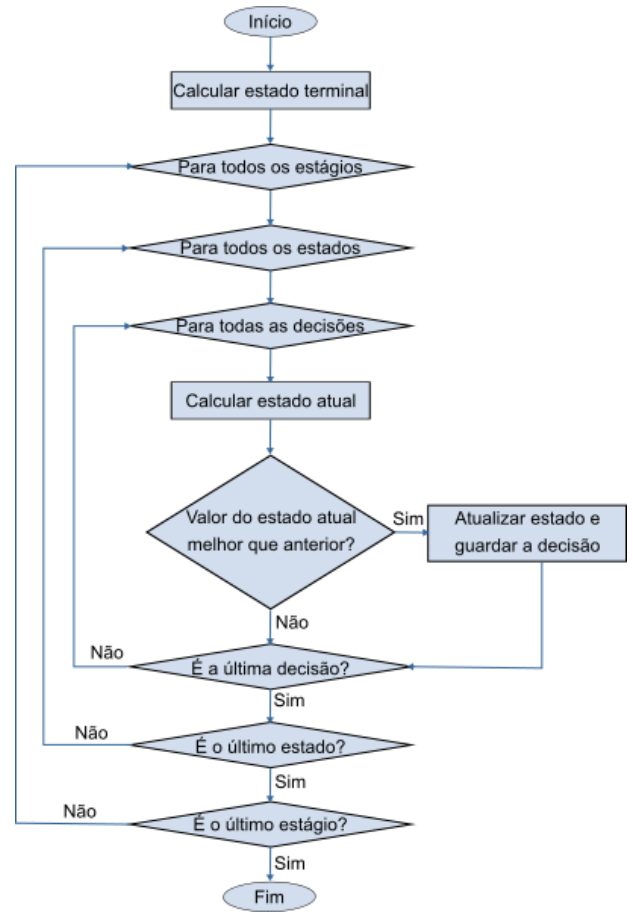
$c_t(x_t, u)$  – custo presente do estágio  $t$  [R\$];

$V_{t+1}[f_t(x_t, u, \bar{y}_t)]$  – custo futuro do estágio  $t + 1$  [R\$];

A PDD assume que a vazão afluente ( $\bar{y}_t$ ) é conhecida e calculada a partir da média de longo termo (MLT). Para cada usina, a MLT é a média aritmética das vazões afluentes de cada mês ao longo dos anos do histórico de dados. O modelo determinístico tem como vantagem a possibilidade de inclusão da não linearidade da função de produção da UHE, além de permitir a análise individualizada das usinas. O algoritmo da PDD é resumido em um fluxograma, como mostra a Figura 2 [4].

Em linhas gerais, o algoritmo consiste em determinar os valores do estado terminal que servirão de referência para as recursões do processo *backward* descritas no fluxograma. Adicionalmente, a inclusão da etapa *forward* possibilita a recuperação da trajetória ótima, tomando-se os valores selecionados dos estados e das decisões armazenadas no processo *backward*.

Figura 2: Fluxograma para o algoritmo da PDD.



## III. REPRESENTAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

O objetivo do algoritmo da PDD é minimizar o custo da geração térmica ao longo do período de operação. A geração térmica é uma função quadrática e convexa. O custo da geração é obtido multiplicando-se essa função pelo custo do combustível. Assim, a operação ótima de um SHT é equacionada como um problema não linear, de acordo com as equações (2) a (11) [7], [8]. A função objetivo é dada por:

$$\min \sum_{t=1}^T \alpha g_t^2 \quad (2)$$

Sujeito a:

$$g_t + p_t = d_t \quad (3)$$

$$p_t = k\{\phi(x_t) - \theta(q_t)\}q_t \quad (4)$$

$$x_t = x_{t-1} + (\bar{y}_t - q_t)\beta \quad (5)$$

$$\underline{x} \leq x_t \leq \bar{x} \quad (6)$$

$$\underline{q} \leq q_t \leq \bar{q} \quad (7)$$

$$\phi(x_t) = a_0 + a_1x_t + a_2x_t^2 + a_3x_t^3 + a_4x_t^4 \quad (8)$$

$$\theta(q_t) = b_0 + b_1q_t + b_2q_t^2 + b_3q_t^3 + b_4q_t^4 \quad (9)$$

$$x_0 \text{ (dado)} \quad (10)$$

$$x_T = \bar{x} \quad (11)$$

Onde:

$\alpha$  - custo do combustível [R\$/MW<sup>2</sup>];

$g_t$  - geração da UTE no período  $t$  [MW];

$p_t$  - produção da UHE no período  $t$  [MW];

$d_t$  - demanda de energia no período  $t$  [MW];

$k$  - produtividade específica [MW/m<sup>3</sup>/s/m];

$\phi(x_t)$  - polinômio da cota de montante da UHE [m];

$\theta(q_t)$  - polinômio da cota de jusante da UHE [m];

$x_t$  - volume armazenado do reservatório no período  $t$  [hm<sup>3</sup>];

$q_t$  - vazão turbinada na UHE no período  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$y_t$  - vazão afluente à UHE no período  $t$  [m<sup>3</sup>/s];

$\beta$  - fator de conversão de (m<sup>3</sup>/s) em (hm<sup>3</sup>/mês);

$\underline{x}$  - volume armazenado mínimo no reservatório [hm<sup>3</sup>];

$\bar{x}$  - volume armazenado máximo no reservatório [hm<sup>3</sup>];

$\underline{q}$  - vazão turbinada mínima da UHE [m<sup>3</sup>/s];

$\bar{q}$  - vazão turbinada máxima da UHE [m<sup>3</sup>/s];

$x_0$  - volume inicial armazenado no reservatório [hm<sup>3</sup>];

$x_T$  - volume final armazenado no reservatório [hm<sup>3</sup>];

A equação (3) representa o balanço de potência entre a geração da UHE e da UTE a fim de atender a demanda. A produção da UHE é apresentada na equação (4), dependente da produtividade específica, da altura de queda bruta e da vazão turbinada. Já a equação (5) é a equação recursiva para determinação do volume do reservatório, o qual é limitado pela equação (6). A vazão turbinada também tem seus valores limitados através da equação (7). Por sua vez, os polinômios cota de jusante e montante que determinam a altura de queda bruta são definidos nas equações (8) e (9). A equação (10) indica que o volume inicial do reservatório é um parâmetro previamente estabelecido no problema. Finalmente, a equação (11) impõe que o reservatório atinja a meta de enchimento no final do período de planejamento.

Destaca-se no modelo a não linearidade presente na função de produção da UHE, dependente dos polinômios de cota de montante e jusante, além do produto pela turbinagem. A escolha do modelo determinístico permite a correta interpretação da função de produção da UHE, ao contrário dos modelos estocásticos que necessitam de linearizações e aproximações [7], [8].

#### IV. SISTEMA TESTE

O sistema teste utilizado consiste em uma única UHE com reservatório e uma única UTE que devem atender uma determinada demanda, conforme mostra a Figura 3. Os valores adotados para os parâmetros do modelo apresentado nas equações de (2) – (11) são apresentados na Tabela I.

Tabela 1: Dados da UHE e reservatório

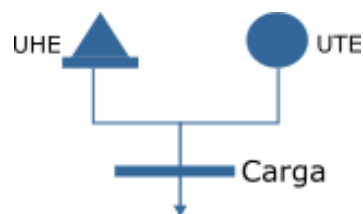
$k$	0,008633
$\beta$	2,628
$a_0$	735,2460

$a_1$	0,003496580
$a_2$	-1,974370.10 <sup>-7</sup>
$a_3$	6,917050.10 <sup>-12</sup>
$a_4$	-9,773650.10 <sup>-17</sup>
$b_0$	6,71633.10 <sup>2</sup>
$b_1$	0,00101738
$b_2$	-1,79972.10 <sup>-7</sup>
$b_3$	2,51328.10 <sup>-11</sup>
$b_4$	0
$\underline{x}$	5733
$\bar{x}$	22950
$\underline{q}$	200
$\bar{q}$	1692

#### V. RESULTADOS E ANÁLISES

O algoritmo de PDD foi implementado no MATLAB e dois cenários foram analisados. O primeiro considera a afluência MLT de Furnas e um ano de operação. O segundo consiste em uma simulação sob todo o histórico de vazões da UHE de Furnas (1931-2015).

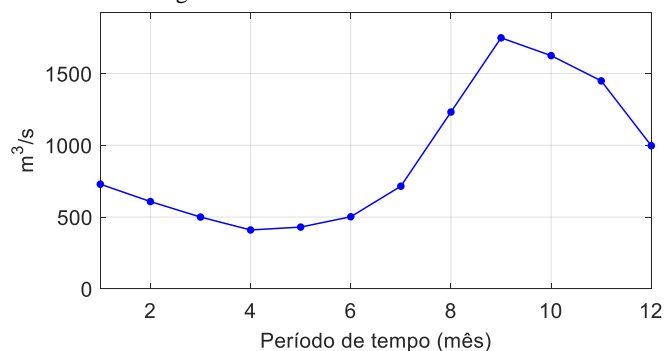
Figura 3: Representação de um SHT.



##### A. Operação para MLT em Furnas

A afluência MLT na UHE de Furnas, de Maio à Abril, é apresentada na Figura 4.

Figura 4: Afluência MLT em Furnas.



Considerando-se  $x_0 = \bar{x}$ , ou seja, o reservatório começa sua operação cheio e a equação (11) impõe que o reservatório esteja cheio ao final do período de planejamento. A Figura 5 mostra a evolução do volume armazenado no reservatório.

Observa-se que os níveis inicial e final do reservatório coincidem, conforme era proposto pelo problema. Desse modo pode-se dizer que o reservatório começa cheio no final do período chuvoso e tende a esvaziar, atingindo seu menor volume na estação seca, no mês 7, retomando o enchimento conforme aproxima-se a estação chuvosa. O efeito de cota de

montante é bem ilustrado pela evolução da turbinagem apresentada na Figura 6, a qual tem comportamento ascendente ao longo do ano, indicando a tendência de encher o reservatório.

Figura 5: Volume armazenado no reservatório – Caso A.

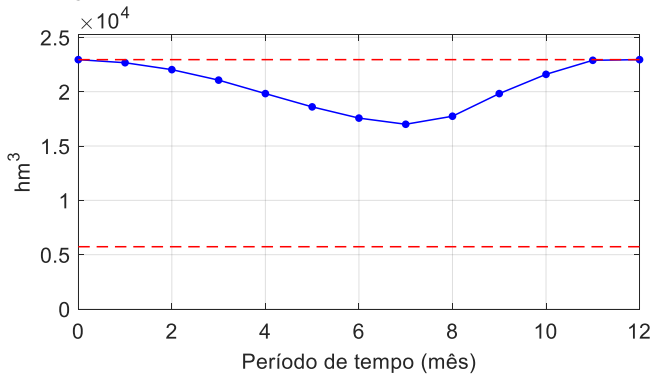
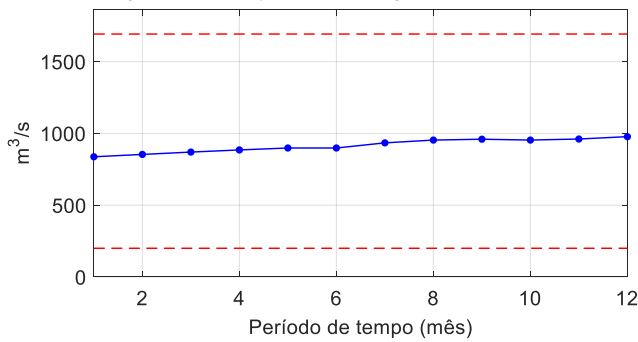
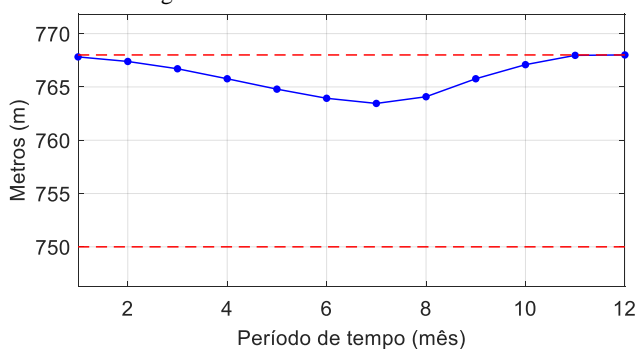


Figura 6: Evolução da turbinagem – Caso A.



O efeito dos polinômios de cota de montante e jusante são apresentados nas figuras 7 e 8, respectivamente. O efeito de cota de montante tende a guardar mais água no reservatório para aumentar a turbinagem e atingir a meta de encher o reservatório no final do período.

Figura 7: Cota de montante – Caso A.



Nota-se a partir do comportamento da altura de queda bruta da Figura 9, que o efeito cota de montante é mais proeminente que o efeito cota de jusante.

Figura 8: Cota de jusante – Caso A.

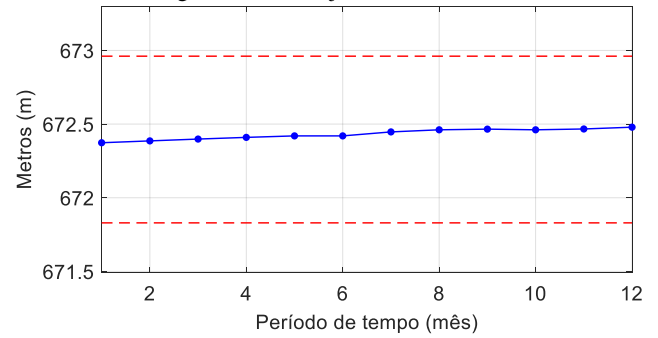
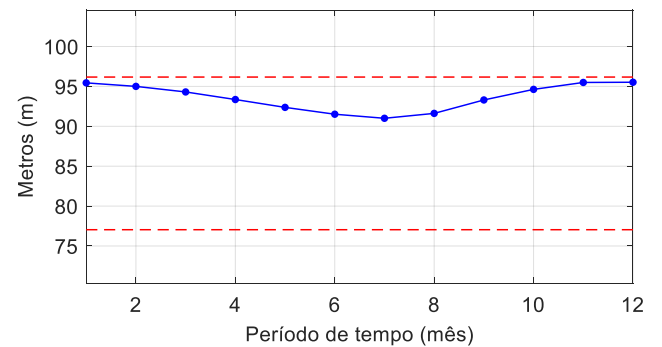
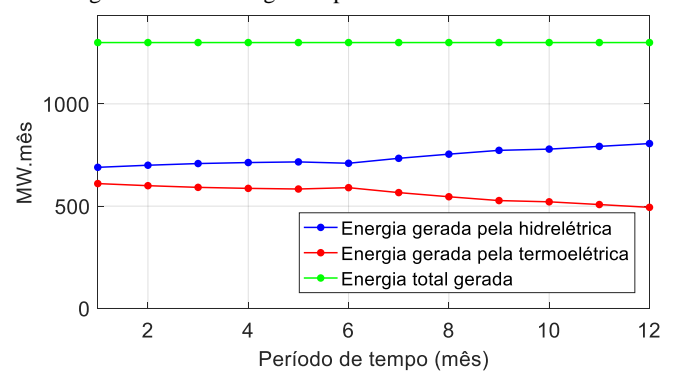


Figura 9: Comportamento da altura de queda bruta – Caso A.



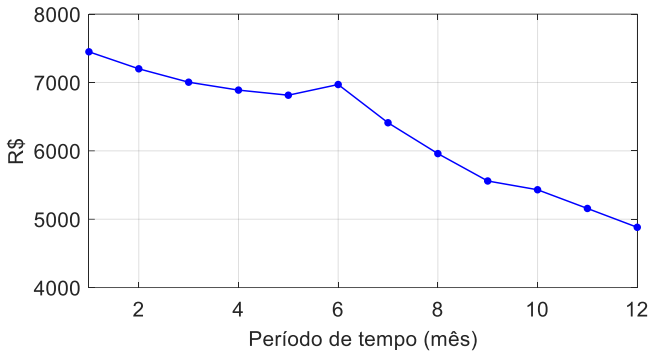
A tendência seguida pela altura de queda bruta é a mesma tendência seguida pelo volume armazenado pelo reservatório, uma vez que a altura de queda bruta é uma medida não linear da evolução do reservatório. Já na Figura 10 são mostradas as potências geradas pela UHE e pela UTE. Enquanto que a geração da UHE aumenta com o aumento da afluência, a partir do mês 7, a geração da UTE mostra-se descendente. Dessa forma, depreende-se que a geração da UTE é complementar à geração da UHE. Ao longo do período de planejamento, o algoritmo da PDD minimiza o custo da geração térmica.

Figura 10: Potência gerada pela UHE e UTE – Caso A.



A evolução desse custo é observada na Figura 11. O custo da geração da UTE decresce à medida que a geração da UHE aumenta.

Figura 11: Custo de geração da UTE – Caso A.



### B. Simulação sob histórico de aflúências em Furnas

Primeiramente é necessário estabelecer um período de planejamento, no qual a condição inicial do problema não interfira em sua solução, ou seja, o modelo deve estar em regime permanente. Assim, para diferentes volumes iniciais é necessário observar se os valores das turbinagens ótimas variam ao longo do tempo. Uma vez que a estacionariedade for verificada, o regime permanente terá sido obtido. Valendo-se dos valores ótimos do último estágio do período de planejamento, efetua-se a simulação sob o histórico de aflúências.

A Figura 12 destaca o histórico de aflúências de Furnas e a turbinagem obtida para todo o período. De modo geral, o reservatório tende a operar cheio, somente esvaziando nos períodos críticos de aflúência. A turbinagem resultando é apresentada na Figura 13.

Figura 12: Histórico de aflúências para simulação – Caso B.

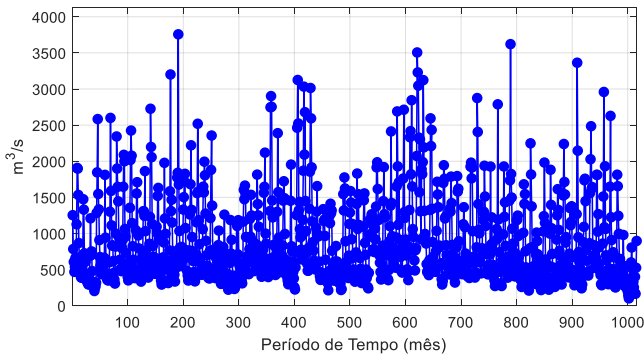
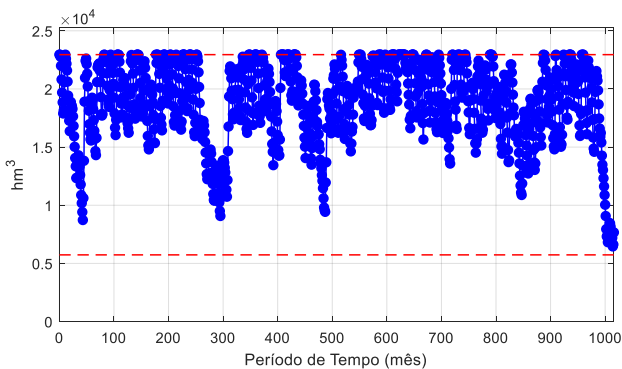
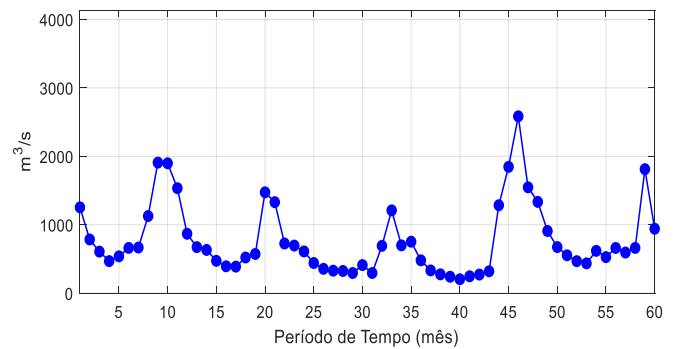


Figura 13: Turbinagem obtida após a simulação – Caso B.



Com o objetivo de detalhar a análise da simulação, os cinco primeiros anos serão destacados a seguir. Na Figura 14 é mostrada a aflúência para o período de 05/1931 – 04/1935.

Figura 14: Aflúência de 05/1931 – 04/1935 para Furnas – Caso B.



A Figura 15 mostra o comportamento do reservatório para  $x_0 = \bar{x}$ . Nota-se que na estação seca de 1933 (meses 25-30) e 1934 (meses 35-40) o reservatório possui uma tendência de esvaziamento, uma vez que a aflúência fica bastante abaixo da MLT. Porém a estação chuvosa de 1935 (meses 45-50) contribui para o aumento das aflúências, aumentando a média para esse ano para um valor maior que a MLT, elevando o nível do reservatório.

Uma vez que a turbinagem acompanha a tendência das aflúências, boas médias de aflúências nos primeiros anos garantem maiores turbinagens (Figura 16).

Figura 15: Volume armazenado no reservatório de 05/1931-04/1935 – Caso B.

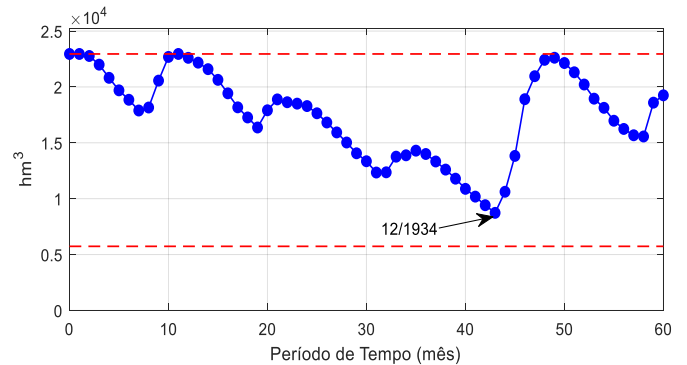
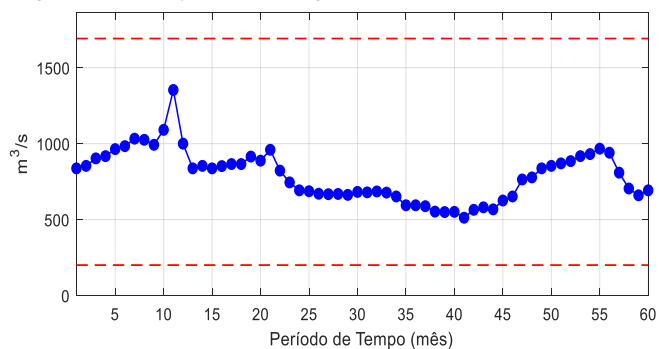


Figura 16: Evolução da turbinagem de 05/1931-04/1935 – Caso B.

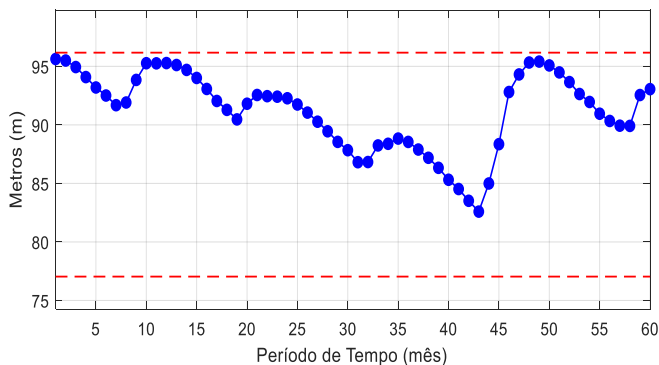


Porém nos anos de 1933 e 1934 a queda na média das vazões diminui a turbinagem. Posteriormente, um novo pico na aflúência em 1935 aumenta a turbinagem. Por sua vez, a



altura de queda bruta acompanha as nuances da turbinagem e é apresentada na Figura 17.

Figura 17: Comportamento da altura de queda bruta de 05/1931-04/1935 – Caso B.



O gráfico comparativo da potência gerada pela UHE e pela UTE (Figura 18), mostra mais uma vez, a complementaridade da geração térmica. Uma vez que a soma da geração da UHE e da UTE deve corresponder a demanda (equação (3)), e inicialmente o reservatório está no volume máximo ( $x_0 = \bar{x}$ ), boa parcela da demanda é suprida pela UHE nos primeiros anos. Contudo, a queda na afluência nos anos de 1933-1934 requer o aumento na geração da UTE e consequente aumento nos custos como mostra a Figura 19.

Figura 18: Potência gerada pela UHE e pela UTE de 05/1931-04/1935 – Caso B.

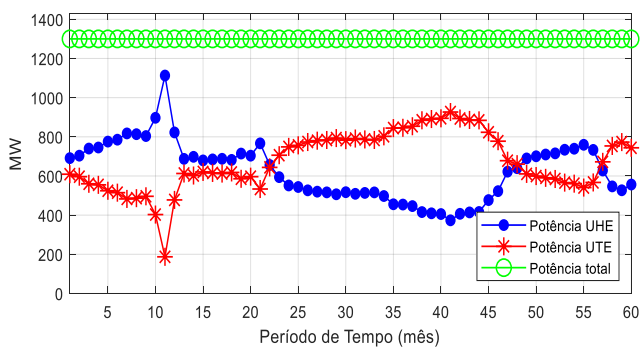
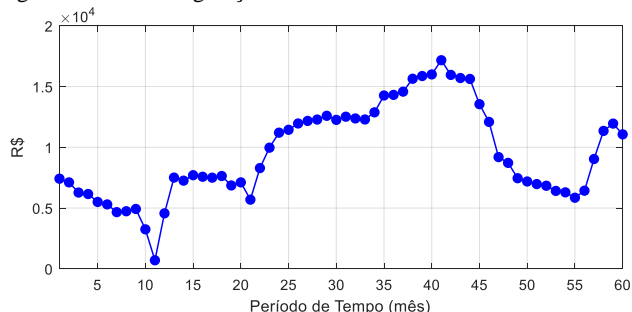


Figura 19: Custo de geração da UTE de 05/1931-04/1935 – Caso B.



## VI. CONCLUSÕES

Um modelo não linear para o planejamento da operação de um SHT de potência foi apresentado e resolvido por PDD nesse trabalho. Mostrou-se que o modelo é capaz de capturar o efeito de cota de montante, o qual influencia o reservatório a operar cheio.

O volume do reservatório é encontrado através da equação recursiva e depende da afluência e da turbinagem. Períodos de baixa afluência acarretam baixa turbinagem, requerem maior geração da UTE e aumentam os custos. Ao contrário, períodos de alta afluência levam a alta turbinagem, menor geração da UTE e diminuem os custos.

Os resultados obtidos estão em consonância com o esperado, mas análises relacionadas com a inserção de energias renováveis ainda se fazem necessárias para a análise de sistemas elétricos da atualidade.

## REFERÊNCIAS

- [1] ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica, “Boletim Anual de Geração Eólica 2017.” 2017.
- [2] T. d. A. Araripe Neto, C. B. Cotia, M. V. F. Pereira, and J. Kelman, “Comparison of Stochastic and Deterministic Approaches in Hydrothermal Generation Scheduling,” *IFAC Proc. Vol.*, vol. 18, no. 7, pp. 175–180, Jul. 1985.
- [3] M. Zambelli, T. G. Siqueira, M. Cicogna, and S. Soares, “Deterministic versus stochastic models for long term hydrothermal scheduling,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 7 pp.
- [4] T. G. de Siqueira, “Comparação entre Diferentes Abordagens de Programação Dinâmica no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos de Potência,” Universidade Estadual de Campinas, 2009.
- [5] L. S. A. Martins, S. Soares, and A. T. Azevedo, “A nonlinear model for the long-term hydro-thermal generation scheduling problem over multiple areas with transmission constraints,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–7.
- [6] W. B. Powell, *Approximate dynamic programming: solving the curses of dimensionality*. Wiley, 2011.
- [7] S. Soares and A. A. F. M. Carneiro, “Optimal operation of reservoirs for electric generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 6, no. 3, pp. 1101–1107, Jul. 1991.
- [8] M. S. Zambelli, I. Luna, and S. Soares, “Long-term hydropower scheduling based on deterministic nonlinear optimization and annual inflow forecasting models,” in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1–8.