

PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO A CURTÍSSIMO PRAZO PARA DUAS USINAS EM CASCATA

João Victor da Silva*
Talia Correia Schulz**

RESUMO

Neste artigo será evidenciada uma formulação para resolver o problema da alocação de unidades hidrelétricas, comumente chamado de *Unit Commitment* (UC). Este problema objetiva-se minimizar a quantidade de água utilizada para atender as restrições do sistema, sendo aqui aplicadas para um horizonte diário com discretização horária. A modelagem deste problema é baseada em uma pesquisa que determina o status (ligado/desligado) e o nível de geração de cada unidade geradora (UG) para atender às restrições da usina e UGs, expandindo sua formulação para uma cascata. O modelo proposto implementado em Julia, sendo executado os experimentos numéricos com dados reais de operações de duas usinas e comparados com a operação real. O modelo se comportou adequadamente para aquilo que se propôs a fazer, sendo que os resultados se mostraram promissores com relação à economia da água nos reservatórios.

Palavras-chave: Unit Commitment. Otimização. Programação não linear inteira mista.

ABSTRACT

This article will be presented a formulation to solve the problem of allocating hydroelectric units, commonly called Unit Commitment (UC). This problem purpose to minimize the amount of water used to respect the system restrictions, being applied here for a daily horizon with hourly discretization. The modeling of this problem is based on a research that determines the status (on/off) and the generation level of each generating unit (UG) to meet the plant and UGs restrictions, expanding its formulation to a cascade. The proposed model implemented in Julia, being performed the numerical experiments with real data of operations of two plants and compared with the real operation. The model behaved appropriately for what it set out to do, and the results were promising in relation to the saving of water in the reservoirs.

Key words: Unit Commitment. Optimization. Mixed integer nonlinear programming.

Data de submissão dia.mês.ano¹

Data de aprovação dia.mês.ano

Disponibilidade (endereço eletrônico do artigo, DOI ou outras informações).

1 INTRODUÇÃO

A programação do despacho hidrotérmico ou alocação de unidades hidrelétricas no curto prazo, mais comumente conhecido como *Unit Commitment* (UC), pode ser formulado para usinas termoeletricas e/ou hidroelétricas e/ou eólicas. Nesse artigo tem o foco em resolver tal problema para o caso de usinas hidrelétricas, assim como nos trabalhos [1], [2], [3], [4] e [5]. As usinas hidrelétricas podem ser de dois tipos: usinas com regularização, onde é decidido se a água é utilizada agora ou é armazenada para uso posterior, e usinas a fio d'água, que utilizam reservatório com baixa capacidade apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda que utilize diretamente a vazão afluente.

O problema de UC visa definir quais unidades geradoras devem estar em operação para o atendimento à demanda e às demais restrições gerais do sistema para um horizonte de planejamento (diário ou até semanal), de modo a minimizar os custos de operação.

Matematicamente, o problema de UC para usinas hidroelétricas pode ser modelado como um problema não-linear, inteiro-misto e de grande porte, o que torna a sua solução uma tarefa desafiadora.

* Acadêmico do bacharelado em Matemática. Universidade Federal do Paraná. E-mail: jvictordasilva@ufpr.br

** Acadêmica do bacharelado em Matemática. Universidade Federal do Paraná. E-mail: talia.correia@ufpr.br

Assim, de acordo com a sua modelagem, deseja-se determinar quais conjuntos de turbina-gerador estarão ligados em cada período de tempo do horizonte de estudos, para que uma demanda energética seja satisfeita, minimizando os custos operacionais ([6], [7], e [8]) ou maximizando a quantidade de água no reservatório ([9], [2], [3] e [10]) ao final do período programado.

Normalmente, resolvê-lo de maneira eficiente tanto computacionalmente quanto numericamente, pode ser um trabalho árduo. As técnicas de soluções destacadas na literatura para se resolver o problema de UC envolvem Relaxação Lagrangiana ([4], [1], [11], [10], [12], [7] e [13]), Programação Dinâmica ([5]), Programação Linear Inteira Mista ([2], [9], [14] e [10]) e Programação Não Linear Inteira Mista ([8], [10] e [3]). Neste artigo será utilizado como técnica de solução a Programação Não Linear Inteira Mista, através da linguagem de programação Julia com auxílio de solucionadores livres Juniper e Ipopt.

A abordagem a ser tratada é baseada no artigo [2], que propõe uma modelagem onde minimiza-se a vazão defluente da usina, tratando apenas de usinas individualizadas, sendo o principal diferencial da modelagem proposta no presente artigo a generalização para resolver o problema em cascata. A implementação da abordagem proposta será aplicada a duas usinas hidrelétrica (UHE) presentes em território brasileiro, sendo a UHE Usina 1 e a pequena central hidrelétrica (PCH) Usina 2, com uma configuração em cascata. A UHE Usina 1 é uma usina com reservatório e equipada com três unidades geradoras do tipo Kaplan, enquanto que a PCH Usina 2 possui reservatório a fio d'água com quatro conjuntos de unidades geradoras do tipo Francis.

Para os experimentos numéricos, comparou-se a operação simulada pela abordagem proposta com a operação real realizada nas usinas em questão. Os resultados obtidos se mostraram promissores com relação à economia da água presente nos reservatórios, atendendo da mesma forma todas as condições necessárias para o funcionamento adequado das usinas.

Este artigo está organizado como se segue. Na Seção 2 temos a modelagem do problema não-linear, inteiro-misto. Na Seção 3 são apresentadas informações relativas às usinas dos experimentos numéricos. Na Seção 4 são apresentados os resultados dos testes e algumas análises. Por fim, na Seção 5 serão descritas observações finais e algumas propostas de melhorias.

2 MODELAGEM

Para a abordagem do problema de *Unit Commitment* foi utilizada como base a modelagem proposta no artigo [2], sendo que a modelagem matemática deste artigo trata apenas de usinas hidrelétricas individuais. Em nossa abordagem, o diferencial é a consideração de duas usinas em cascata, ao qual necessita realizar alterações.

Afim de acomodar duas usinas, foi necessário incluir o índice i que varia até a quantidade de usinas U a ser otimizada. Vale ressaltar também que, como as usinas estão dispostas em cascata, é necessário que a modelagem considere o tempo de viagem da água. Por sua vez, a disposição real das usinas a serem empregadas nos experimentos são muito próximas, sendo que o tempo de viagem da água é em escala de minutos. Desta forma, optou-se por considerar no modelo proposto tal tempo como instantâneo.

A seguir, as equações (1)-(16) descrevem o modelo a ser utilizado.

$$\min \sum_{i=1}^U \sum_{t=1}^T (q_{it} + s_{it}) \quad (1)$$

Sujeito a

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} + H \cdot (q_{it} + s_{it} - Y_{it}) = 0 \quad (2)$$

$$V_i^{\min} \leq v_{i,t} \leq V_i^{\max} \quad (3)$$

$$0 \leq s_{it} \quad (4)$$

$$\sum_{j=1}^N g_{ijt} = L_{it} \quad (5)$$

$$g_{ijt} - 9.81 \cdot 10^{-3} \cdot \eta_{ijt} \cdot (h_{it} - D_{ij} \cdot w_{ijt}^2) \cdot w_{ijt} = 0 \quad (6)$$

$$\eta_{ijt} - \left[A_{0ij} + A_{1ij}w_{ijt} + A_{2ij}(h_{it} - D_{ij}w_{ijt}^2) + A_{3ij}w_{ijt}(h_{it} - D_{ij}w_{ijt}^2) + A_{4ij}w_{ijt}^2 + A_{5ij}(h_{it} - D_{ij}w_{ijt}^2)^2 \right] = 0 \quad (7)$$

$$h_{it} - (B_{0i} + B_{1i}v_{it} + B_{2i}v_{it}^2 + B_{3i}v_{it}^3 + B_{4i}v_{it}^4) + [C_{0i} + C_{1i}(q_{it} + s_{it}) + C_{2i}(q_{it} + s_{it})^2 + C_{3i}(q_{it} + s_{it})^3 + C_{4i}(q_{it} + s_{it})^4] = 0 \quad (8)$$

$$\sum_j^N w_{ijt} = q_{it} \quad (9)$$

$$W_{ij}^{min}u_{ijt} \leq w_{ijt} \leq W_{ij}^{max}u_{ijt} \quad (10)$$

$$G_{ij}^{min}u_{ijt} \leq g_{ijt} \leq G_{ij}^{max}u_{ijt} \quad (11)$$

$$u_{i,j,t} - u_{i,j,t-1} = r_{ijt} - o_{ijt} \quad (12)$$

$$\sum_{t=1}^T r_{ijt} \leq I_{ij}^{max} \quad (13)$$

$$\sum_{n=\max(1, t-T_{ij}^{up})} r_{ijn} \leq u_{ijt} \quad (14)$$

$$\sum_{n=\max(1, t-T_{ij}^{down})} o_{ijn} \leq 1 - u_{ijt} \quad (15)$$

$$u_{i,j,t}, r_{ijt}, o_{ijt} \in \{0,1\} \quad (16)$$

Sendo:

T - Horizonte de estudos

H - Fator de conversão de m^3/s para m^3

Y_{it} - Vazão incremental da usina i no período t [m^3/s]

$V_i^{min/max}$ - Volume mínimo/máximo do reservatório da usina i [m^3/s]

$W_{ij}^{min/max}$ - Vazão turbinada mínima/máxima da unidade geradora j da usina i [m^3/s]

N - Número de unidades geradoras da usina i

U - Número de usinas

L_{it} - Demanda do período t da usina i [MW]

A_{kj} - Coeficientes da aproximação da curva colina da unidade j da usina i

B_{kj} - Coeficientes da aproximação do nível montante

C_{kj} - Coeficientes da aproximação do nível jusante

D_{ij} - Perda hidráulica da unidade geradora j da usina i

$G_{ij}^{min/max}$ - Geração mínimo/máxima da unidade geradora j da usina i [MW]

I_{ij}^{max} - Número máximo de inicializações da unidade geradora j da usina i

T_{ij}^{up} - Tempo mínimo ligada da unidade geradora j da usina i [h]

T_{ij}^{down} - Tempo mínimo desligada da unidade geradora j da usina i [h]

j - Índice das unidades geradoras

t - Índice do período de tempo h

i - Índice da usina

q_{it} - Vazão turbinada da usina i no período t [m^3/s]

s_{it} - Vazão vertida da usina i no período t [m^3/s]

v_{it} - Volume do reservatório da usina i no começo do período t [m^3]

g_{ijt} - Geração da unidade geradora j da usina i no período t [MW]

η_{ijt} - Eficiência da unidade geradora j da usina i no período t

h_{it} - Altura bruta da usina i no período t [m]

w_{ijt} - Vazão turbinada da unidade geradora j da usina i no período t [m^3/s]

u_{ijt} - Variável binária indicando o estado ligado/desligado da unidade geradora j da usina i no período t

r_{ijt} - Decisão de ligar a turbina j da usina i no período t

o_{ijt} - Decisão de desligar a turbina j da usina i no período t

A função objetivo (1) representa a defluência das usinas que serão otimizadas. O conjunto de restrições (2) correspondem ao balanço hídrico das usinas. As restrições (3) e (4) forçam o modelo a operar dentro dos limites físicos dos reservatórios. O conjunto de restrições (5) exigem que a soma das gerações em cada unidade geradora satisfaça uma demanda pré-estabelecida. Já as restrições (6) correspondem a função de produção de cada unidade geradora, limitadas pelas restrições (11). A eficiência da turbina é dada pela restrição (7). A restrição correspondente a altura bruta de cada usina em cada período de tempo é dada por (8). O somatório das vazões turbinadas das unidades geradoras deve ser igual a vazão turbinada da usina para cada período de tempo, sendo representada em (9) e limitada por **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Como se trata de um problema de UC, o modelo deve compreender restrições que englobam o estado das unidades geradoras. Assim, as restrições (12), (13), (14) e (15) correspondem a relações lógicas do *status* das unidades, número máximo de partidas, tempo mínimo de atividade e tempo mínimo de inatividade, respectivamente. Por fim, temos os requisitos de integralidade em (16).

3 CASO TESTE

Para a validação dos modelos, será utilizado a cascata de usinas composta pela UHE Usina 1 e a PCH de Usina 2, sendo sua disposição destacada na Figura 1. As informações sobre características gerais das usinas são públicas e podem ser encontradas em sites governamentais. Por serem usinas de porte diferentes, a obtenção de dados operativos é realizada por fontes distintas. A UHE Usina 1, por ser operada centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), possui dados cadastrados no Sistema Interligado Nacional, enquanto que a PCH Usina 2 possui suas informações armazenadas no Centro de Documentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

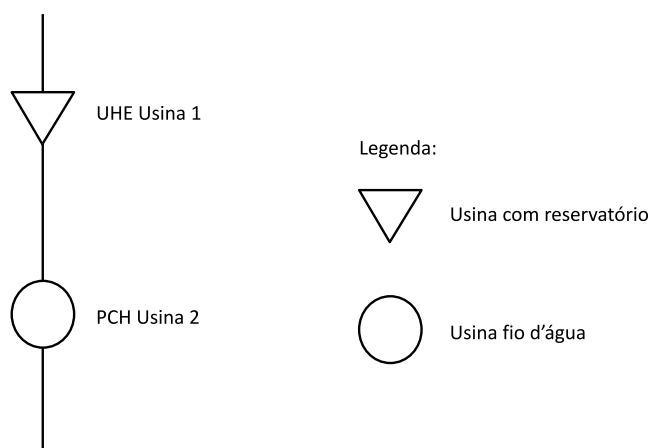


Figura 1 - Trecho estudado.

Com relação aos dados de demanda horária e afluência incremental da UHE Usina 1, utiliza-se como demanda a operação real dos dias otimizados (Figura 2), assim como a afluência incremental registrada (Figura 3) no mesmo dia.

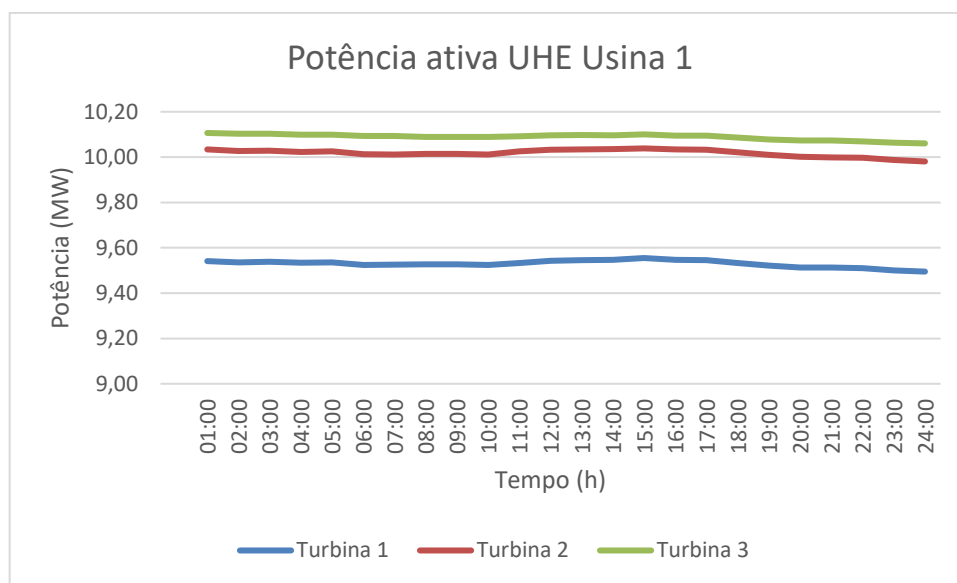


Figura 2 - Potência ativa Usina 1 em 18/10/2019.

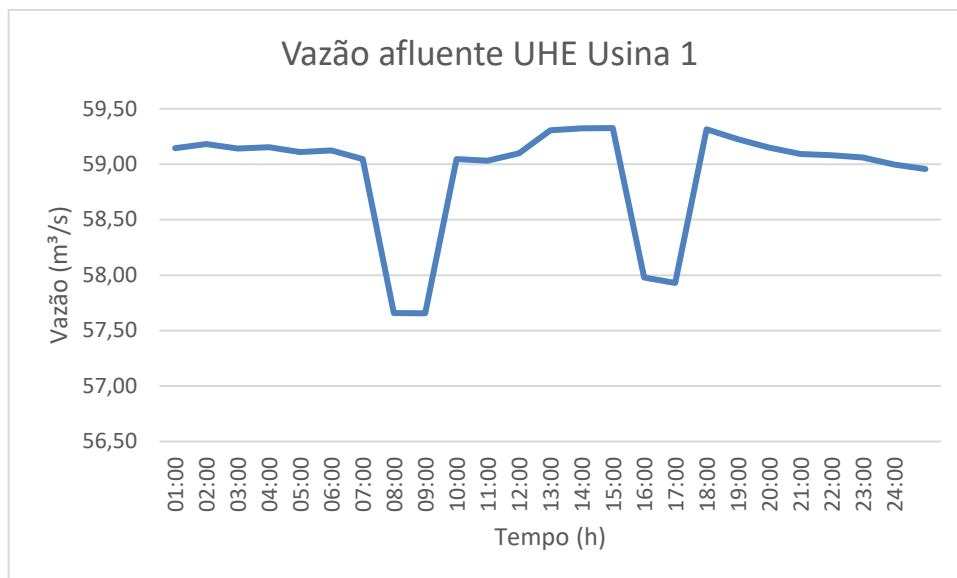


Figura 3 - Afluência registrada no dia 18/10/19 em Usina 1.

Diferentemente da UHE Usina 1, a PCH Usina 2 possui um reservatório com baixa capacidade de regulação da afluência do rio, e suas informações de volume armazenado não são consideradas.

Devido a configuração em cascata, a vazão incremental de Usina 2 é a vazão defluente na UHE Usina 1. Por fim, considerando a incapacidade da PCH Usina 2 de armazenar água, a sua operação é dependente da operação realizada na UHE Usina 1, implicando em não ser considerada uma demanda horária para a PCH Usina 2.

3.1 Curva Colina

A curva colina é de extrema importância para o planejamento das unidades geradoras, já que é responsável por dizer qual é o rendimento individual de cada conjunto turbina-gerador no período de tempo avaliado. Em algumas abordagens este rendimento aparece na função objetivo como parte da função de geração de energia, mas também pode ser considerada como uma restrição – caso do modelo proposto.

Para a modelagem proposta, as curvas colinas de Usina 1 e Usina 2 foram aproximadas por funções quadrática, obtidas por meio de uma regressão múltipla, assim como em [3], [1], [4], [8], [9] e [10]. O ajuste resultante possui um coeficiente de determinação (R^2) superior a 0.979, para UHE Usina 1, e 0.984, para a PCH Usina 2, implicando em excelentes ajustes.

Os ajustes das curvas colinas por uma função de quarto grau resultou em coeficientes R^2 de 0.993 para a UHE Usina 1, e 0.998 para a PCH Usina 2, assim os ajustes deram um ganho de no máximo 0.02 no R^2 e mais que dobrando o número de coeficientes nos polinômios, graças a isso para realização do trabalho a aproximação quadrática é a que apresentou o melhor custo-benefício. A Figura 4 e a Figura 5 ilustram a curva colina real e a aproximação obtida para a UHE Usina 1, respectivamente.

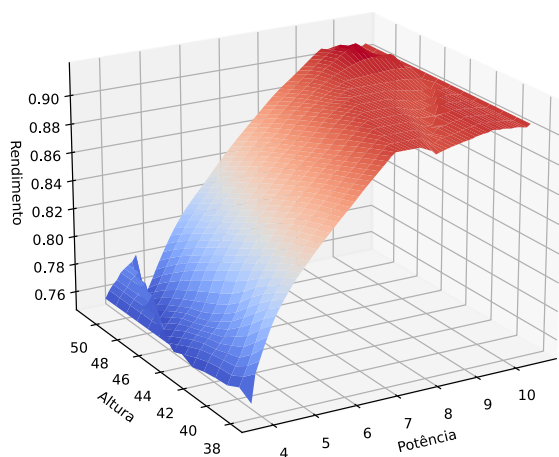


Figura 4 - Curva colina de Usina 1.

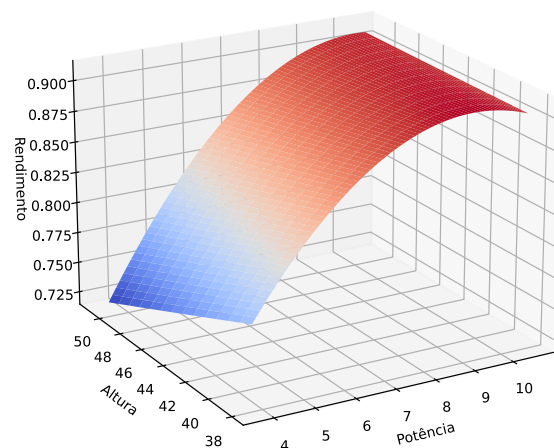


Figura 5 - Aproximação da curva colina de Usina 1.

Quanto a PCH Usina 2, deve-se se atentar para o fato que corresponde a uma PCH a fio d'água. Conhecendo essa singularidade da usina, pode-se considerar sua altura líquida como constante, uma vez que toda vazão afluyente é distribuída para serem turbinada e vertida. Assim, conseguimos utilizar, sem perda de generalidade, somente uma seção da curva colina original. A Figura 6 e a Figura 7 destacam a curva colina real e a aproximação obtida para a PCH Usina 2, respectivamente.

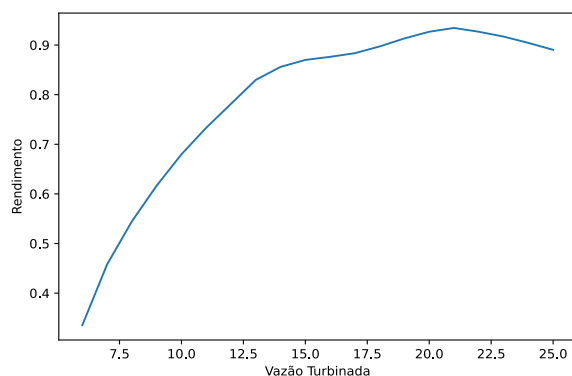


Figura 6 - Curva colina de Usina 2.

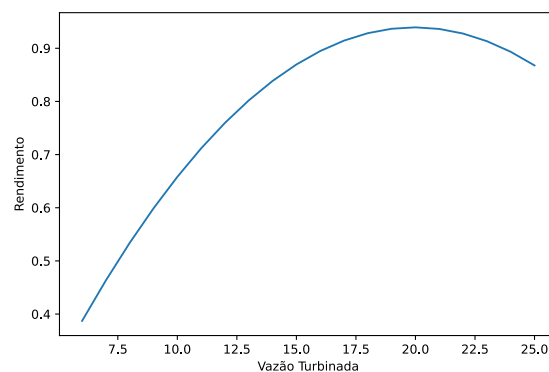


Figura 7 - Aproximação da curva colina de Usina 2.

Para ilustrar a proximidade dos resultados obtidos, a Figura 8 ilustra a comparação entre a aproximação encontrada e a curva colina original de Usina 2.

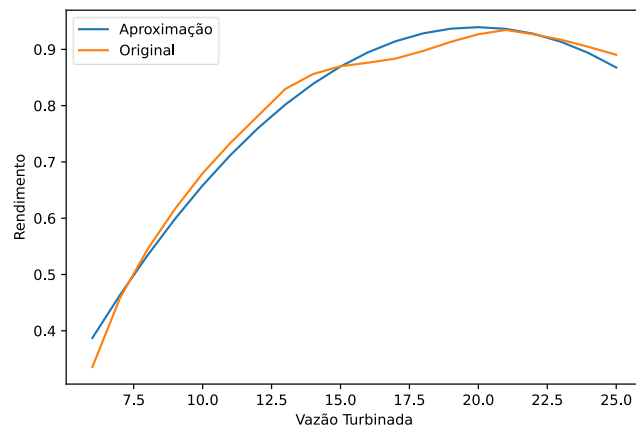


Figura 8 - Aproximação e curva colina original de Usina 2.

4 RESULTADOS

O modelo de programação não linear inteira mista apresentado na Seção 2 é implementado utilizando JuMP, onde foram utilizados o Juniper e o Ipopt como *solvers*. O modelo foi executado em um computador com o sistema operacional Windows® 10 e um processador Ryzen® 5 3600 de 4,2 GHz com 16 GB de memória RAM.

Vale ressaltar que a demanda utilizada no modelo corresponde a operação real do dia a ser otimizado, assim como a afluência incremental no mesmo dia. Dessa forma, a abordagem proposta será analisada para verificar como ela opera nas mesmas condições.

Nesta abordagem foi considerado um horizonte diário, com uma discretização horária para o dia 18 de outubro de 2019. A Figura 9 e Figura 10 destacam as defluências e a evolução de armazenamento de água no reservatório da UHE Usina 1, respectivamente.

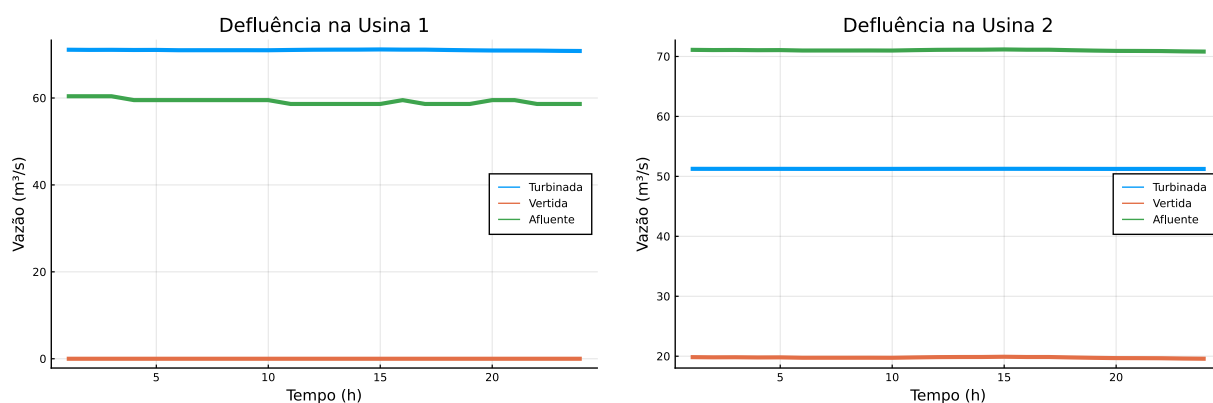


Figura 9 - Defluência 18/10/19.

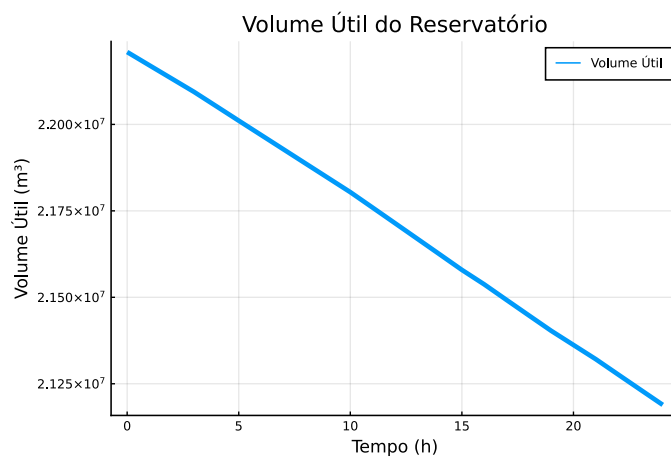


Figura 10 - Volume útil do reservatório no dia 18/10/19.

A Figura 11 representa a geração por unidade geradora em UHE Usina 1 e PCH Usina 2. Comparando a Figura 2 apresentada anteriormente representa a operação real, pode-se notar que ambas as operações trabalharam com todas as unidades geradores ligadas, além disso o modelo implementado tende a manter as unidades operando de forma similar, tanto em PCH Usina 2 como em UHE Usina 1.

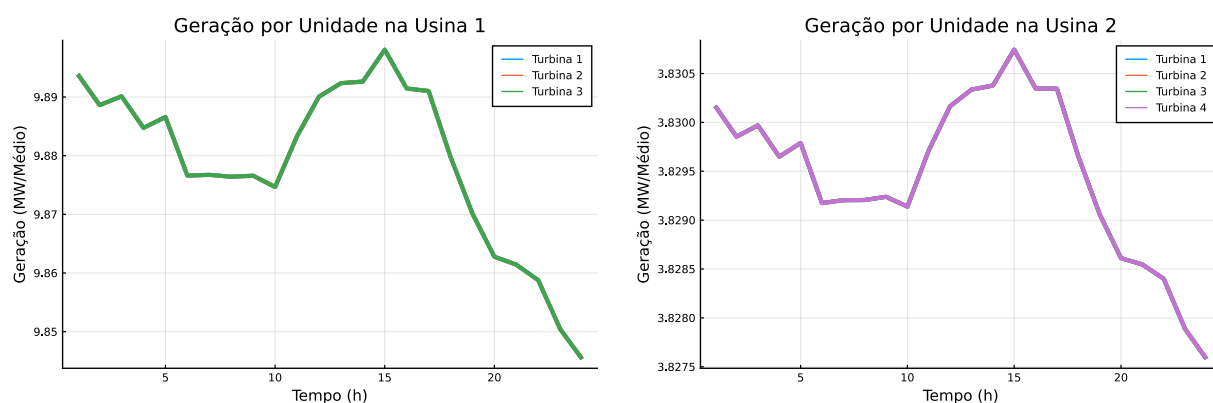


Figura 11 - Geração otimizada para o dia 18/10/19.

A Figura 12 até a, Figura 14 destacam algumas comparações da operação real da UHE Usina 1 com o resultado obtido.

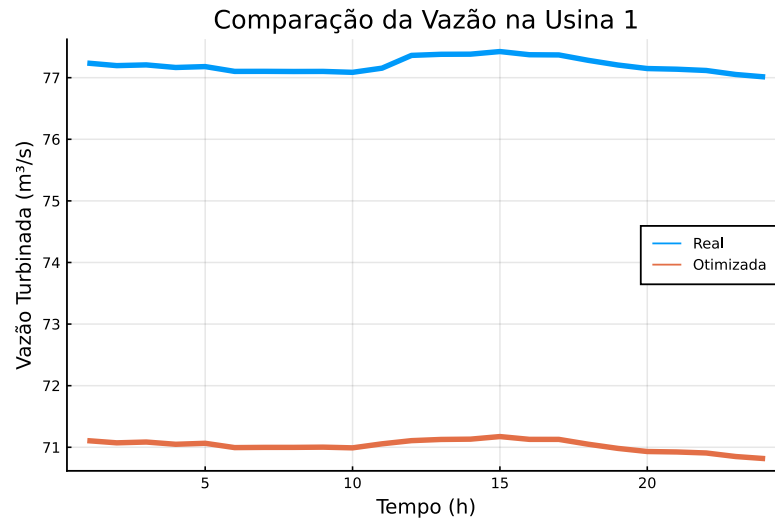


Figura 12 - Comparação da vazão turbinada na UHE Usina 1.

Como o modelo implementado possui uma função objetivo que minimiza a defluência, obtem-se na otimização uma vazão turbinada inferior a real (Figura 12), implicando a um menor uso da água presente no reservatório, como destacado na Figura 13.

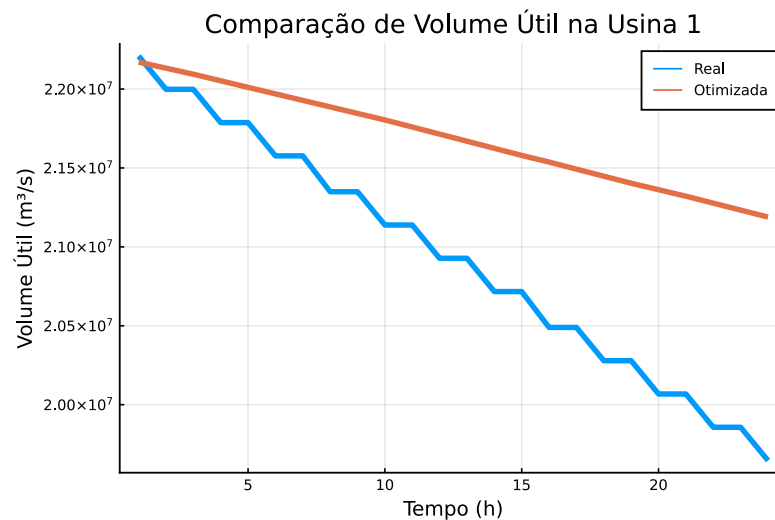


Figura 13 - Comparação do volume útil na UHE Usina 1.

A Figura 14 ilustra a comparação da média dos rendimentos das turbinas em operação na UHE Usina 1, sendo a curva em azul indicando o rendimento observado no dia e a curva em laranja o rendimento que o modelo implementado obteve.

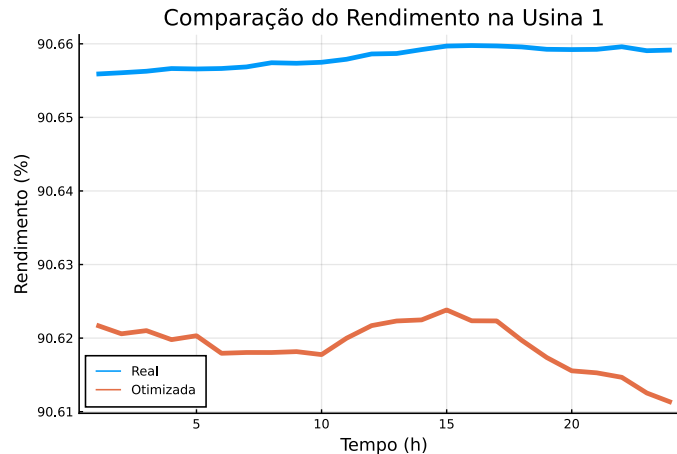


Figura 14 - Comparação do rendimento médio na UHE Usina 1.

Note que na Figura 14 a operação real temos um rendimento médio levemente superior ao otimizado. Isto ocorre pelo fato de que o modelo retorna uma vazão turbinada inferior ao que foi realizado no dia, como destacado na Figura 12. Outro fator que contribui é que o modelo proposto trabalhou com a vazão igualmente distribuída entre as turbinas, enquanto que na situação real o operador tende a levar as turbinas já ligadas ao máximo dos seus engolimentos para posteriormente ligar a próxima turbina.

5 CONCLUSÃO

Nesse artigo foi apresentado uma forma de resolver o problema de *Unit Commitment* para uma cascata específica utilizando os solucionadores livres Ipopt e Juniper. A abordagem apresentou uma operação com objetivo de minimizar a defluência e além disso foi feita uma compara com os planejamentos obtidos com a operação real. Foram realizados testes numéricos com horizonte diário e discretização horária para a operação de uma cascata contendo a UHE Usina 1 e PCH Usina 2. O modelo se comportou adequadamente para aquilo que se propôs a fazer, considerando a demanda no caso teste, mostrando-se mais eficiente na utilização da água presente no reservatório

Para que os resultados do modelo se tornem mais condizentes com a situação real das usinas, pretendemos adicionar a manutenção programada dos equipamentos das usinas hidrelétricas. Também, se possível, adicionar a regularização horária para usinas a fio d'água a fim de utilizar todo potencial da usina durante o dia. Outro ponto importante seria testar o modelo com uma quantidade superior de usinas para validação do mesmo.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Encina, S. S. Filho, M. A. Cicogna e T. Ohishi, “Unit Commitment of Hydro Dominated Systems,” *International Journal of Emerging*, vol. 9, nº 4, p. 20, 2008.

- [2] B. H. Brito, E. C. Finardi e F. Y. K. Takigawa, "Mixed-integer nonseparable piecewise linear models for the hydropowerproduction function in the Unit Commitment problem," *Electric Power Systems Research*, p. 13, 2020.
- [3] B. H. Brito, H. G. Souza, J. C. Silva e V. A. Faria, "Despacho Ótimo Das Unidades Geradoras Da Usina Hidrelétrica Luis Eduardo Magalhães," *I Simpósio de Estudos em Engenharia Elétrica do Tocantins*, pp. 34 - 41, 2017.
- [4] A. Encina, *Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos Via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica*, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 2006, p. 184.
- [5] L. A. Nacif, *Modelagem Econômica Para a Tomada de Decisões na Programação Diária da Operação de Usinas Hidrelétricas*, Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Paraná (UFPR), 2013, p. 157.
- [6] B. Colonetti e E. C. Finardi, "Combining Lagrangian Relaxation, Benders Decomposition, and the Level Bundle Method in the Stochastic Hydrothermal Unit-Commitment Problem," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 30, nº 9, p. 22, 2020.
- [7] F. Y. K. Takigawa, E. L. Silva, E. C. Finardi e R. N. Rodrigues, "Solving The Hydrothermal Scheduling Problem Considering Network Constraints," *Electric Power Systems Research*, vol. 88, pp. 89-97, 2012.
- [8] T. D. Santo e A. S. Costa, "Hydroelectric Unit Commitment For Power Plants Composed Of Distinct Groups Of Generating Units," *Electric Power Systems Research*, vol. 137, pp. 16-25, 2016.
- [9] B. H. Brito, E. C. Finardi e F. Y. K. Takigawa, "Unit-Commitment Via Logarithmic Aggregated Convex Combination In Multi-Unit Hydro Plants," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, p. 106784, 2020.
- [10] E. C. Finardi, F. Y. K. Takigawa e B. H. Brito, "Assessing Solution Quality And Computational Performance In The Hydro Unit Commitment Problem Considering Different Mathematical Programming Approaches," *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 212-222, 2016.
- [11] E. C. Finardi, E. L. Silva e C. SAGASTIZABAL, "Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian Relaxation and

Sequential Quadratic Programming,” *Comput. Appl. Math.*, vol. 24, n° 3, pp. 317-342, 2005.

- [12] C. Unsihuy-Vila, T. Luz e E. C. Finardi, “Day-Ahead Optimal Operation Planning Of Wind And Hydrothermal Generation With Optimal Spinning Reserve Allocation,” *International Journal of Power and Energy Systems*, vol. 35, n° 1, p. 8, 2015.
- [13] E. L. Silva, E. C. Finardi e R. N. Rodrigues, “Alocação de unidades hidrelétricas no problema da programação da operação energética utilizando relaxação lagrangeana e lagrangeano aumentado,” *Revista Controle & Automação*, vol. 17, n° 2, pp. 155-166, 2006.
- [14] W. Ackooij, E. C. Finardi e G. M. Ramalho, “An Exact Solution Method For The Hydrothermal Unit Commitment Under Wind Power Uncertainty With Joint Probability Constraints,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 6487-6500, 2018.
- [15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Histórico da Operação,” 2020. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “CEDOC - Centro de Documentação,” [Online]. Available: <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. [Acesso em 31 10 2018].