



ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA A OPERAÇÃO ÓTIMA DO RESERVATÓRIO DA USINA HIDRELÉTRICA DE JIRAU UTILIZANDO OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR

Brandão Filho, R.C.¹, Ribeiro, F.², Galvão Filho, A.R.^{1,2},

Carvalho, R.V.^{1,2}, Coelho, C.J.^{1,2}

¹Laboratório de Computação Científica - Escola de Ciências Exatas e da Computação
Pontifícia Universidade Católica de Goiás
Goiânia-Goiás-Brasil

²Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas
Pontifícia Universidade Católica de Goiás
Goiânia-Goiás-Brasil

RESUMO: Sistemas ciberfísicos (*Cyber Physical Systems*, CPS) podem ser definidos como integrações de modelos computacionais e sistemas físicos. Um CPS possibilita gerar cenários virtuais para aumentar a assertividade em tomadas de ação reais, interagindo e controlando dispositivos virtuais e físicos. Um conceito amplamente explorado em modelos de CPS é o gêmeo digital (*Digital Twin*, DT). A modelagem explora dinâmicas virtuais idênticas à planta física para otimizar parâmetros sem gerar riscos ou custos ao sistema. Neste contexto, este trabalho propõe-se uma estratégia de controle para a operação ótima do reservatório da usina hidrelétrica de Jirau. Esta estratégia é obtida utilizando otimização não linear para maximizar a produção de energia elétrica de acordo com a variação diária do reservatório. Para validar o modelo foram utilizados dados históricos de vazão da usina. Os resultados mostram que o modelo concentrou os recursos na região de maior demanda energética, aumentando o uso do reservatório. Em contrapartida preservou recursos na região de menor demanda, aumentando o volume do reservatório.

Palavras-chave: Gêmeo digital, Usina hidrelétrica, Otimização não linear.

ABSTRACT: Cyberphysical Systems (CPS) can be defined as integrating computer models and physical systems. A CPS makes it possible to generate virtual scenarios to increase assertiveness in real action by interacting and controlling virtual and physical devices. A concept widely explored in CPS models is the Digital Twin (GD). Such modeling exploits virtual dynamics identical to physical plant to optimize parameters without generating risks or costs to system. In this context, this paper proposes a control strategy for the optimal operation of reservoir of Jirau hydroelectric power plant. This strategy is obtained using nonlinear optimization in order to maximize production of electricity according to daily reservoir variation. To validate model it was used historical data of plant's flow. Results show that model concentrated resources in region with highest energy demand, increasing reservoir use. On other hand, it has preserved resources in region of lower demand, increasing reservoir volume.

Keywords: Digital twin, Hydroelectric plant, Nonlinear optimization.

1. Introdução

O estudo de uma estratégia de controle para operação ótima de um reservatório de usina hidrelétrica no contexto de sistemas ciber-físicos (*Cyber Physical Systems*, CPS) e gêmeo digital (*Digital Twin*, DT) é parte de uma proposta de adoção de conceitos emergentes para o desenvolvimento de um sistema para o controle de operações de uma usina hidrelétrica.

CPS são sistemas complexos com integração organizada e colaborativa de computação, comunicação e controle de tecnologia. Estão sujeitos à teoria e a tecnologia dos sistemas de rede e sistemas físicos. A geração anterior ao CPS foram conhecidos como sistemas embarcados e tiveram aplicações em diversas áreas como automotiva, aeroespacial e transporte [1, 2]. Um DT é um modelo virtual de um produto, processo ou serviço real que analisa o desempenho do produto e melhora o seu desempenho. Evidentemente, não existe uma definição única para o DT [5].

A tecnologia digital, tecnologia da Indústria 4.0 ou aplicação de tecnologia no processo industrial, facilita a integração de componentes inteligentes. As tecnologias da Indústria 4.0 introduz a sensação remota em tempo real através do monitoramento e controle de dispositivos virtuais e dispositivos físicos que são os elementos de produção da infra-estrutura da rede e proporcionam a integração direta e sincronização do mundo físico com o mundo virtual [3]. O uso da digitalização permite um produto virtual e o planejamento de processos. A grande quantidade de dados resultante desse processo é processado, analisado e avaliados por simulação com a ajuda da otimização para permitir disponibilidade para o planejamento em tempo real [4].

Um sistema de controle, por sua vez, consiste em subsistemas e processos (plantas) para obter a saída desejada com o desempenho esperado a partir de uma entrada específica. As estratégias ou configuração do sistema de controle são definidas como malha aberta ou malha fechada [8]. Um sistema de controle em malha aberta possui um dispositivo atuador que controla o processo sem uso de realimentação. Um sistema de controle em malha fechada usa uma medida da saída e uma realimentação deste sinal para a comparação com a saída (resposta) desejada (referência) [9].

A otimização hídrica envolve o planejamento de uso da água disponível para geração hidrelétrica. A água é um recurso limitado por um período de tempo [10]. Para a operação de um reservatório é necessário adotar políticas que otimizem a liberação de água do

reservatório ou volume do reservatório para obter resultados de maximização da geração de energia ou minimizar o déficit hídrico, o risco de inundação e os custos operacionais. A adoção de políticas adequadas é essencial para que os operadores tomem decisões com base nas condições atuais ou passadas de armazenamento do reservatório para o gerenciamento dos próximos riscos de inundação e escassez de água [16].

A operação de um reservatório é um problema de otimização dinâmica. A liberação de água do reservatório, a cada etapa, é afetada pela liberação de água nas etapas anteriores. A otimização dinâmica ou simulação-otimização é aplicada quando a simulação de Monte Carlo é usada em conjunto com a otimização. Na otimização dinâmica os problemas são mais complexos e não lineares e exigem maior tempo computacional quando comparado aos problemas de otimização estáticos [15].

Um modelo de otimização linear é linear, tanto a função objetivo quanto às restrições do modelo e sendo esta a maior das restrições do modelo. A aplicação de um modelo linear pode apenas fazer aproximação ao modelo real. A maioria dos fenômenos naturais e físicos pode ser melhor representado por modelos não-lineares [6]. A otimização matemática ou programação matemática não linear é o processo de solução de um problema de otimização a partir de um sistema de equações com desigualdades conhecidas como restrições. A partir de um conjunto de incógnitas e uma função objetivo a ser maximizada ou minimizada, em que algumas das restrições ou a função objetivo não são lineares [7].

A operação ótima de uma usina hidrelétrica é um problema complexo que requer diferentes formas de abordagem para diferentes tipos de sistemas. O planejamento da operação de um sistema de energia elétrica tem como objetivo atender a requisitos de custo, confiabilidade e consumo ótimo de recursos [14]. Os riscos da tomada de uma decisão imediata e as consequências futuras, torna o estudo da operação ótima de uma usina hidrelétrica um desafio e evidencia a importância de um bom planejamento que apoie a tomada de decisão a cada momento [11].

Este trabalho apresenta, uma estratégia de controle para operação ótima do reservatório da Usina Hidrelétrica de Jirau instalada no Rio Madeira no Estado de Rondônia na Região Norte do Brasil, baseada na otimização não linear para um sistema de controle dinâmico a tempo contínuo.

2. Materiais e Métodos

O modelo do reservatório pode ser representado pelo esquema apresentado na Figura 1. Como pode ser observado, a água entra no reservatório pelo fluxo natural do rio. O reservatório então tem a capacidade de armazenamento. A água pode sair do reservatório sendo vertida e ou turbinada. A saída pelo vertedouro ocorre pelo fluxo direto, sendo controlado por comportas capazes de liberar a água e fazer controle de nível do reservatório. Já a saída pela da turbina é usada para gerar energia elétrica, utilizando a energia potencial gravitacional armazenada no reservatório para girar a turbina e converter tal energia em elétrica. Esta energia elétrica é vendida a preços determinados por vários fatores de mercado. Desta forma, é possível controlar o fluxo da água através do vertedouro e da turbina. O objetivo então é encontrar o controle deste fluxo para maximizar a receita a longo prazo.

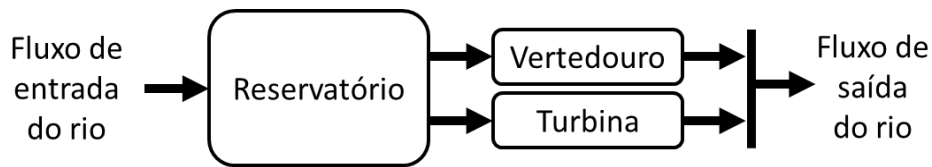


Figura 1: Representação esquemática do reservatório

O modelo a ser utilizado para a representação da dinâmica do sistema pode ser observada nas Equações (1) e (2):

$$E(t) = T(t - 1)[k_1(S(t) - S(t - 1)) + k_2], \quad (1)$$

$$S(t) = S(t - 1) + \Delta t[F(t - 1) - V(t - 1) - F(t - 1)]. \quad (2)$$

A Equação (1) descreve a eletricidade produzida (E) no tempo (t) com a vazão da turbina (T) e o nível do reservatório (S). As constantes k_1 e k_2 são empiricamente escolhidas para ponderar a relação entre a vazão da turbina e o reservatório. A equação (2) descreve o nível do reservatório (S) no tempo (t) sendo a parcela do nível do reservatório em $t-1$ agregada à vazão de entrada (F), à vazão do vertedouro (V) e à vazão da turbina (T) em um passo discretizado de tempo Δt . Logo, a quantidade de energia produzida depende do nível do reservatório, da quantidade de água que flui pela turbina e pelo vertedouro. Isso significa que quanto maior a quantidade de água no reservatório, mais energia será produzida. O preço a ser cobrado por esta energia gerada sofre variações

ao longo do dia. Neste cenário, é possível obter uma estratégia ótima de geração energia, utilizando o modelo anteriormente descrito, de acordo com a variação do preço.

Para validar esta estratégia foi feito um estudo de caso utilizando dados reais da UHE Jirau. Tais dados foram obtidos do histórico de vazões da usina, e seus respectivos preços foram extraídos do histórico do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) dos dias 13/10/19 a 26/10/19.

Na Tabela 1 observa-se o preço da energia elétrica determinada pela CCEE de acordo com patamares de carga. Tais valores são importantes na determinação do período do dia em que o Sistema Interligado Nacional (SIN) necessita de mais carga. Os patamares são divididos da seguinte forma:

Tabela 1: Patamares de carga

Patamar	Segunda a Sexta	Sab, Dom, Feriados
Leve	00:00 até 06:59.	00:00 até 17:59 e 22:00 até 23:59
Média	08:00 até 09:59 e 20:00 até 23:59	18:00 até 21:59
Pesada	10:00 até 20:59	Não Aplica

A Figura 1 representa o preço da energia em relação aos patamares de carga dos dias 13/10/19 a 26/10/19. A referência de preço PLD não reflete a realidade da venda de energia total do SIN. O preço de energia elétrica varia de acordo com regras definidas pelas usinas individualmente. Além disso, não foram consideradas as perdas internas da planta.

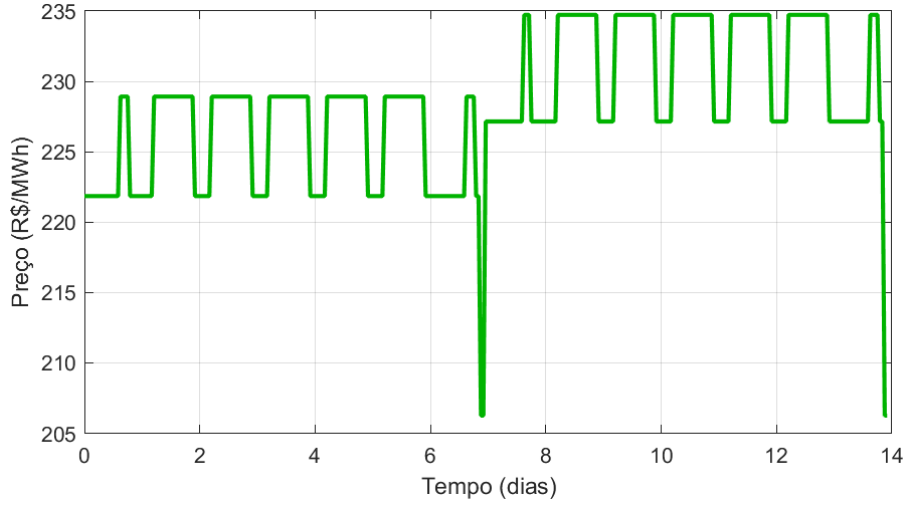


Figura 1: Preço PLD

Neste cenário é possível definir o problema de otimização, considerando o preço descrito como função a ser otimizada de acordo com a dinâmica da usina (Equações (1-2) e as restrições apresentadas nas Equações (3-7):

$$0 < T < 27500 \text{ m}^3/\text{s}, \quad (3)$$

$$0 < V, \quad (4)$$

$$3000 \text{ m}^3/\text{s} \leq T + V, \quad (5)$$

$$124,983 * 10^6 \text{ m}^3 < S < 161,066 * 10^6 \text{ m}^3, \quad (6)$$

$$S(0) = S(t), \quad (7)$$

Vale ressaltar que o cenário estudado considerou a variação do reservatório da cota 82,5m a 85m.

Todas as restrições são lineares, e assim é possível expressá-las em notação matricial. Porém o objetivo possui características não lineares, o que indica a necessidade de um resolutor quadrático. Este indício é mais uma vez verificado com a matriz Hessiana sendo constante, ou seja os valores da matriz são independentes das variáveis. O resolutor utilizado para esta otimização não linear foi a programação quadrática, através da função *quadprog* do *software* MATLAB.

3. Resultados e Discussão

A Figura 2 apresenta o resultado gerado pelo modelo proposto. Pode observar que o modelo alocou a vazão afluyente em geração de energia elétrica e, nota-se que a vazão turbinada varia no tempo de acordo com a variação de carga e preço de energia do SIN. Não houve abertura do vertedouro, dessa forma, toda a água foi toda aproveitada para geração de energia elétrica.

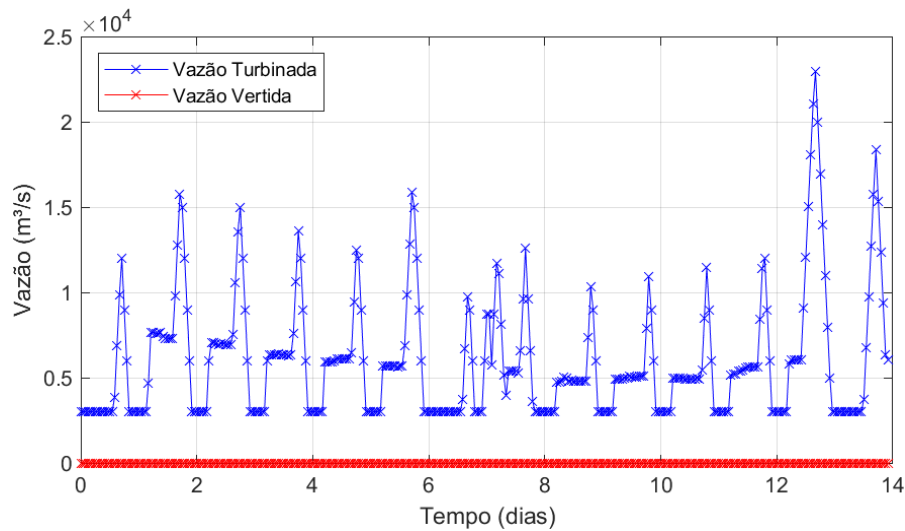


Figura 2: Vazão Defluente

A Figura 3 representa o volume do reservatório no horizonte de tempo utilizado pela estratégia proposta. Os patamares de carga interferem diretamente na variação do volume total do reservatório no decorrer do tempo, de maneira que a geração de energia será otimizada para as regiões de maior precificação, resultando em maior lucro.

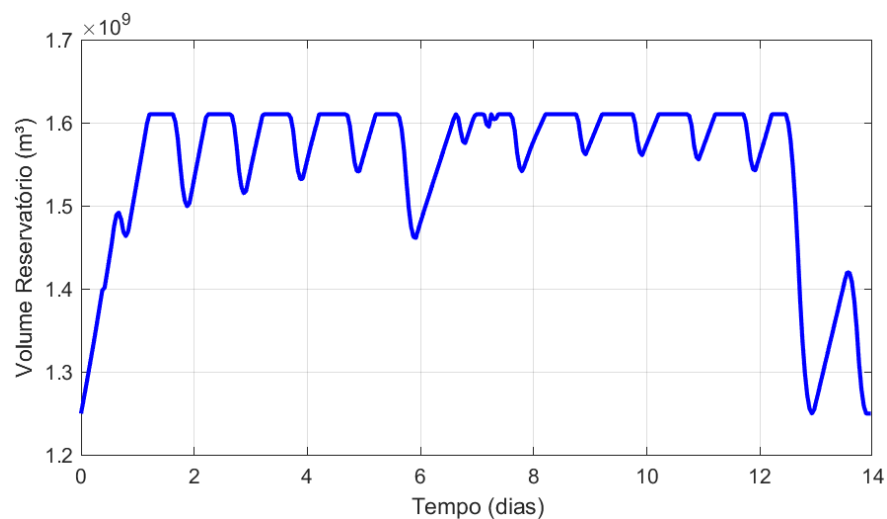


Figura 3: Vazão Defluente

Na Figura 4 é apresentada o ganho acumulado obtido com a geração de energia com e sem a estratégia proposta. O modelo otimizado proporciona uma melhoria significativa na quantidade de geração no final do período. A mesma vazão afluente que passou pelo barramento da usina permitiu um resultado 20% maior que a geração original no mesmo período. Considerando que no mesmo rio existe outra usina hidrelétrica a jusante, tal otimização poderia ser usada na cascata de usinas do Rio Madeira e aumentar consideravelmente o potencial energético do sistema.

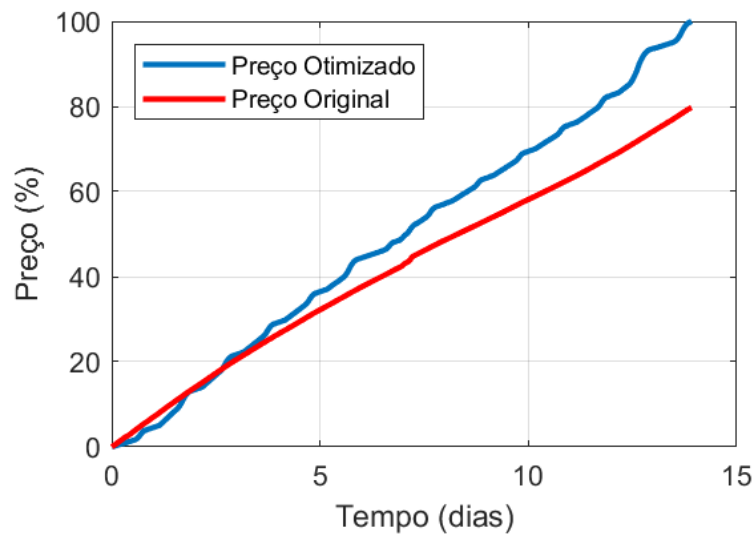


Figura 4: Percentual do Total Gerado

Por fim, os resultados obtidos foram comparados com o consumo real no período. A Figura 5 mostra a carga total do SIN para o horizonte de tempo especificado. É possível observar que a demanda do sistema elétrico sofre variações em algumas horas do dia. Se comparando a Figura 2, percebe-se que a estratégia proposta maximiza a geração da usina nos momentos de maior demanda. Portanto a estratégia baseada no preço corrobora com o consumo apresentado pelo SIN, mostrando que a estratégia é válida para o uso em uma situação real.

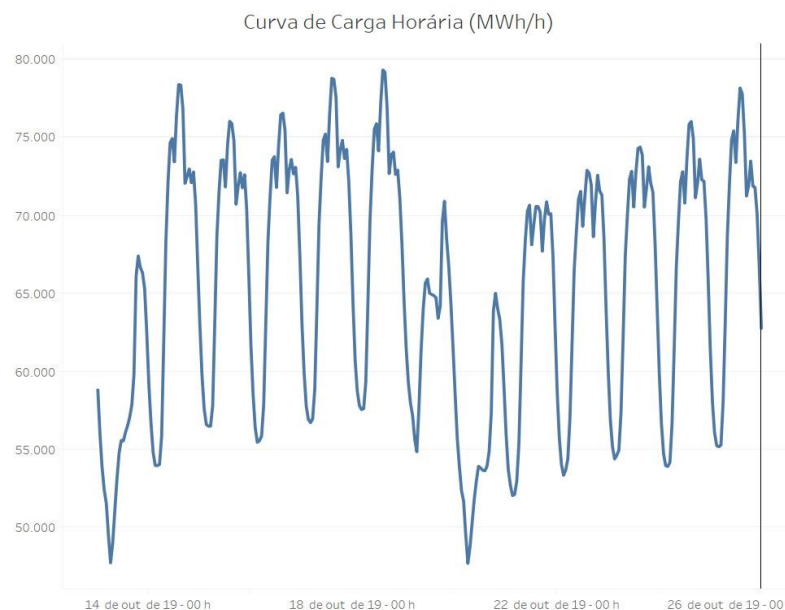


Figura 5: Carga total do SIN [17]

4. Conclusão

Este trabalho propôs uma estratégia de controle para a operação ótima do reservatório da usina hidrelétrica de Jirau. Tal estratégia foi obtida utilizando otimização não linear maximizando a produção de energia elétrica de acordo com a variação diária do reservatório. Os resultados obtidos com os dados históricos de vazão da usina mostram que o modelo propôs o uso mais eficaz do volume total do reservatório e da vazão turbinada. Este uso concentrou os recursos na região de maior demanda energética, aumentando significativamente a produção de energia elétrica. Comparando os resultados com os dados de demanda energética do SIN, verifica-se que a estratégia corrobora com o uso energético. Dessa forma o modelo mostra grande potencial para uso na dinâmica real da usina.

Os dados de preço utilizados neste trabalho são limitados, e foram usados apenas para prova de conceito. O cálculo utilizado para a precificação da energia leva ainda outras informações que foram simplificadas para a prova de conceito aqui proposta. Em trabalhos futuros, pretende-se melhorar a acurácia do modelo utilizando os dados de consumo energético do SIN. Tal aprimoramento aumentaria a heterogeneidade da base de imagens independente da precificação aplicada, proporcionando uma estratégia mais eficaz para o controle da vazão turbinada.

Referências

1. Liu, Y., Peng, Y., Wang, B., Yao, S., Liu, Z. in IEEE/CAA Journal of Automatica Sinica, v. 4, n. 1, p. 27-40, 2017, doi: 10.1109/JAS.2017.7510349.
2. Sadiku, M. N. O., Wang, Y., Cui, S., Musa, S. M., Cyber-Physical Systems: A literature Review, European Scientific Journal, v. 13, n. 36, ISSN: 1857 – 7881 (Print) e - ISSN 1857-7431, 2017.
3. Glaessgen, E. H.; Stargel, D. S. (2012). The Digital Twin Paradigm for Future NASA and U.S. Air Force Vehicles. In 53rd Struct. Dyn. Mater. Conf. Special Session: Digital Twin, Honolulu, HI, US.
4. Kritzinger, W. Karner, M. Taar, G. Henjes, J. Sihn, W., Digital Twin in manufacturing: A categorical literature review and classification, IFAC PapersOnLine 51-11, 1016–1022, 2018.
5. Boschert, S., Rosen, R., Digital Twin - The Simulation Aspect. In Peter Hehenberger, David Bradley (Eds.): Mechatronic Futures. Cham: Springer International Publishing, pp. 59–74, 2016.
6. Yanasse, H. H., A review of three decades of research on some combinatorial optimization problems, Pesqui. Oper. v.33 n. 1, 2013. <http://dx.doi.org/10.1590/S0101-74382013000100002>.
7. Ruszczyński, A. Nonlinear Optimization, Princeton University Press, 2006.
8. Nise, N. S. Control Systems Engineering, Wiley, 2010.
9. Friedland, B., Control System Design: An Introduction to State-Space Methods, Dover Publications, 2005.
10. Christensens, G. S., Soliman, A. Optimization Techniques in Hydroelectric Systems panel, Control and Dynamic Systems, v. 42, p. 371-472, 1991.
11. Turgen, A. Optimal Operation of Multireservoir Power Systems with Stochastic Inflows, Water Resources Research, v. 16, n. 2, p. 275-283, 1980.
12. Pritchard G, Philpott A. B., Neame, P. J. Hydroelectric reservoir optimization in a pool market, Mathematical Programming, v. 103, n. 3, p. 445–461, 2005.
13. Scott, T. J. , Read, E. G., Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market. International Transactions in Operational Research, v. 3, n. 3–4, p. 243–253, 1996.
14. Asadieh, B., Afshar, A., Optimization of Water-Supply and Hydropower Reservoir Operation Using the Charged System Search Algorithm, Hydrology, v. 6, n. 5; doi:10.3390/hydrology6010005, 2019.

15. Albers, H.J., in Encyclopedia of Energy, Natural Resource, and Environmental Economics, 2013.
16. Si, Y., Li, X., Yin, D., Liu, R., Wei, Huang, Y., Li, T., Liu, J., Gu, S. Wang, G., Evaluating and optimizing the operation of the hydropower system in the Upper Yellow River: A general LINGO-based integrated framework, Plos One, 2018.
17. Disponível em: <http://http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx/>. Acesso em: 01 nov. 2018.