

Sistema de Recomendação de Distribuição Ótima de Carga para as Unidades Geradoras da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio

Rodrigo Pereira Gosmann ⁽¹⁾, Airton Isaac Pereira ⁽¹⁾, Leonardo Augusto Weiss ⁽¹⁾, Pablo Toldo Mendes ⁽¹⁾,
Brunno Henrique Brito ⁽²⁾, David Lucas dos Santos Abreu ⁽²⁾, Erlon Cristian Finardi ⁽²⁾,
Fabrício Yutaka Kuwabata Takigawa ⁽³⁾, Douglas Teixeira Silva de Assis Moraes ⁽⁴⁾, Argemiro Fernandes ⁽⁴⁾

⁽¹⁾ Pesquisa e Desenvolvimento, Reivax Automação e Controle S.A., Florianópolis, SC, (rodrigo.gosmann@reivax.com).
⁽²⁾ Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

⁽³⁾ Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC

⁽⁴⁾ Santo Antônio Energia S.A., Porto Velho, RO.

Abstract: The optimal load distribution (OLD) problem in a hydropower plant (HP) aims to determine, in real time, the dispatch of each generating unit (GU) in the most efficient way. The non-linearities and non-convexities present in the hydro production function (HPF) of each generating unit make the search for an optimal solution particularly challenging in this problem. One of the ways to deal efficiently with the non-linearities of the OLD problem is through linearization and treating it as a problem of mixed integer linear programming (MILP). In this scenario, this paper presents an advisor system to OLD based on MILP for Santo Antonio HP. Numerous particularities of this HP make the problem challenging such as the high number of GUs, turbines with different hill charts, gross head-dependent of GU location, and trash rack losses due to obstruction related by the debris of Madeira river. The Advisor system uses some real-time measures, solves a MILP model, and deliver the OLD to power plant operators. The results of this system indicate a potential increase in the generation of 1,0% in the HP, notably in the dry season.

Resumo: O problema de distribuição ótima de carga (DOC) em uma usina hidrelétrica (UHE) visa determinar, em tempo real, o despacho de cada unidade geradora (UG) da maneira mais eficiente possível. As não linearidades e não convexidades da função de produção hidrelétrica (FPH) de cada UG tornam desafiadora a busca por uma solução ótima neste problema. Uma das maneiras de lidar eficientemente com as não linearidades do problema de DOC é através da linearização e do tratamento do problema como uma programação linear inteira-mista (PLIM). Neste cenário, este artigo apresenta um sistema de recomendação de DOC baseado em um modelo de PLIM para a UHE de Santo Antônio. Diversas peculiaridades desta UHE tornam esse problema desafiador, destacando-se o elevado número de UGs, turbinas com diferentes curvas-colina, queda bruta dependente da localização da UG e ainda, perdas hidráulicas em função do elevado grau de obstrução nas grades advindas dos detritos do Rio Madeira. O sistema de recomendação faz uso de uma série de medições em tempo real, resolve o modelo de PLIM e apresenta a DOC para os operadores da usina. Os resultados deste sistema indicam um potencial de aumento de geração de 1,0 % na UHE, particularmente em período de seca.

Palavras-chave: Distribuição de carga; eficiência energética; programação linear inteira-mista; sistema de recomendação.

1. INTRODUÇÃO

O problema de DOC em UHEs visa determinar o despacho de cada UG da maneira mais eficiente possível. Matematicamente, este é um problema de otimização de difícil solução em virtude, especialmente, das não linearidades e não convexidades inerentes à FPH de cada UG. Para o caso da UHE de Santo Antônio, foco desse artigo, ainda há um complicador adicional que é a dimensionalidade do problema, pois a UHE é aquela com o maior número de UGs do Brasil (e uma das maiores do mundo), com 50 conjuntos turbina-gerador. Ainda, o problema deve ser resolvido em tempo real, para ajustar a operação das UGs em função das condições operativas instantâneas da UHE.

A literatura apresenta diferentes estratégias para resolver o problema de DOC em tempo real, as quais podem ser divididas em dois grupos: (i) o primeiro determina a solução a partir de modelos exatos de programação matemática (ii) o

segundo utiliza heurísticas diversas para determinar uma solução para o problema. Por exemplo, em (Cheng et al. 2009), os autores comparam um método de solução exata com um método de solução aproximada para o problema de DOC para uma UHE com cinco UGs. Em (Liu et al. 2012) é proposta uma estratégia para lidar com o problema de múltiplas soluções para o problema em uma UHE com quatro UGs. Em (Guo, Guo, e Li 2009) é utilizada uma heurística (enxame de partículas) para otimizar a distribuição de carga nas quatro UGs da UHE Geheyan, na China. Em (Cordova et al. 2013) os autores modelaram o comportamento da UHE com um alto grau de detalhamento, referente a UHE Itá. Essa usina possui cinco UGs, possibilitando a resolução do problema por meio da enumeração completa das combinações possíveis. No entanto, esse tipo de enumeração não é aplicável para usinas com um grande número de UGs. Já no segundo grupo, (Bortoni et al. 2015) realizam um procedimento de experimentação aplicando pequenas variações na potência de cada UG de uma pequena central hidrelétrica com três unida-

des para analisar qual combinação de cargas apresenta o melhor rendimento global da UHE, permitindo a solução do problema sem utilizar a curva colina das unidades.

Atualmente, uma interessante alternativa para lidar com problemas não lineares e não convexos é aproximar o modelo original por meio de um problema de PLIM. A ideia básica consiste em discretizar as funções não lineares que compõem o modelo e obter valores intermediários por meio de interpolação linear. O custo computacional é refletido no número de pontos utilizados na discretização, pois é necessário empregar um número proporcional de variáveis binárias para uma boa representação do problema. Todavia, atualmente existem excelentes pacotes computacionais que são capazes de lidar de maneira eficiente com problemas de PLIM com centenas de milhares de variáveis e restrições. Ademais, existem técnicas modernas que fazem uso de um número controlado de restrições inteiro-mistas como, por exemplo, o modelo logarítmico agregado de combinação convexa (LACC). Em um recente trabalho (Brito, Finardi, e Takigawa 2020), é apresentada uma comparação de diversos modelos de PLIM, onde a superioridade do LACC é evidente em caso de aproximação de FPHs não lineares e não convexas por uma grande quantidade de segmentos. Neste contexto, este artigo apresenta um sistema de recomendação de DOC baseado em PLIM, através da linearização das FPHs via LACC. O modelo de DOC é elaborado com base em medições em tempo real, sendo desenvolvido para ser instalado na UHE Santo Antônio. Trata-se, portanto, de um sistema com características inéditas do ponto de vista metodológico. O sistema de recomendação de DOC proposto nesse artigo configura um primeiro produto do projeto de PD-código ANEEL 06683-0119, o qual tem como executores a REIVAX e o Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Catarina.

O restante desse artigo está organizado da seguinte maneira: a Seção 2 apresenta as características operativas da UHE de Santo Antônio que devem ser consideradas no desenvolvimento do sistema de recomendação de DOC; na Seção 3 é detalhada a implementação do sistema desenvolvido, com o detalhamento do modelo de otimização considerado; na Seção 4 são apresentados os resultados preliminares do sistema; por fim, as conclusões são discutidas na Seção 5.

2. USINA HIDRELÉTRICA DE SANTO ANTÔNIO

Composta por 50 turbinas bulbo, a UHE é a 5ª maior do Brasil, com capacidade instalada de 3.568 MW. Devido a restrições ambientais, a usina é operada a fio d'água. Assim, o operador realiza o controle do nível do reservatório ajustando a potência da usina, em função da vazão afluente. Se a vazão defluente (turbinada e vertida) for maior que a afluente, então ocorre redução do nível do reservatório. Caso contrário, o nível do reservatório se eleva.

A operação da UHE é bastante afetada pelo ciclo hidrológico do Rio Madeira, conforme pode ser visto na Fig. 1. Nesta figura, estão mostrados os valores de vazão afluente (m^3/s) mínimos, médios e máximo para o período de 1967 a 2016. Observa-se que a vazão média mensal pode ser 7 vezes maior

no período chuvoso, em torno de abril, em relação aos meses de período seco, em torno de outubro.

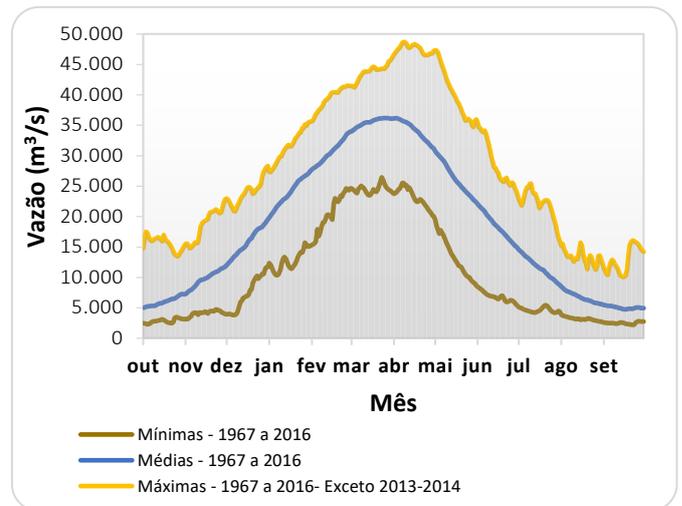


Fig. 1: Afluências na UHE entre 1967 e 2016.

Como consequência da variabilidade da vazão afluente, a UHE possui um modo de operação para o período de cheias (alta vazão) e de outro modo no período de seca (baixa vazão). Durante o período de seca, a capacidade máxima de vazão turbinada da usina excede a vazão afluente. Por outro lado, no período de cheias, a afluência supera a capacidade máxima de turbinamento das UGs e a ocorrência de vertimento é bastante acentuada. No período de cheias a usina deve operar com número máximo de UGs possível (e na máxima potência possível), visando a minimização do vertimento e melhor utilização do recurso hídrico. Já no período de seca, existe liberdade de escolha de máquinas e, consequentemente, distribuição de potência, o que justifica a proposta deste trabalho.

A conexão da UHE de Santo Antônio ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada por meio da conexão de quatro barras na usina e duas subestações (SE): SE Porto velho, que abastece parte da região Norte em 230kV; e SE Coletora Porto Velho, que abastece a região Sudeste/Centro-Oeste em 500kV. A conexão Norte é alimentada exclusivamente pela barra 4, enquanto a ligação SE/CO é feita pelas barras 1, 2 e 3. A barra 1 é alimentada pelas UGs de 01-08, a barra 2 pelas UGs 09-32, a barra 3 pelas UGs 33-44, enquanto a barra 4 é alimentada pelas UGs 45-50. As 50 turbinas presentes são de 2 tipos diferentes, sendo as UGs 01-12, 21-22, 31-36, 45-50 compostas por turbinas de 5 pás e as UGs 13-20, 23-30, 37-44 compostas por UGs com turbinas de 4 pás. Cada tipo de turbina possui curvas de eficiência e limites operacionais distintos, o que é de suma importância na modelagem do problema do DOC.

2.1 Programação Diária de Geração

Uma etapa importante que está relacionada com o problema de DOC é a programação diária da geração, a qual caracteriza-se pela definição de metas de geração semi-horárias para o dia seguinte. A programação é decorrente de uma interação entre ONS e usina, conforme descrição apresentada nos pro-

cedimentos de rede. Nesse processo, inicialmente o ONS solicita informações da usina, dentre elas a produtividade média, para processar o seu modelo de programação de curtíssimo prazo (DESSEM), que é responsável por atribuir uma sugestão das metas de geração. A usina, por sua vez, compatibiliza a geração a partir de suas características operativas (ONS 2020). Por conta disso, uma programação também é feita pela UHE a partir da estimativa de afluência, produtividade média verificada e disponibilidade das máquinas. Caso exista alguma divergência em relação à programação encaminhada pelo ONS, então a UHE pode solicitar um ajuste, que normalmente é aceito. Em caso de não aceite, a UHE precisa atender às metas inicialmente estabelecidas pelo ONS. Uma importante finalidade do sistema de recomendação é melhorar a produtividade da usina na operação em tempo real. Como a programação diária depende do nível de produtividade, a implementação do sistema de DOC pode elevar as metas semi-horárias de potência para uma mesma afluência.

2.2 Medidas e Estimativas

Por conta das dimensões da barragem da UHE, bem como da característica do Rio Madeira, existem medidores de grandezas específicas que auxiliam na otimização da operação. Dentre eles, estão quatro sensores de cota montante e quatro sensores de cota jusante. Esses sensores são necessários por conta da distância entre as margens do rio, que chegam a apresentar quedas brutas ligeiramente diferentes entre as UGs. Além disso, cada UG possui um sensor para medição de perda de carga nas grades de entrada do conduto forçado. Essas medidas são importantes por conta do nível de obstrução que a grade pode apresentar devido a detritos, ocasionando, em casos mais graves, uma força de arrasto nas grades maior do que a estrutura física pode suportar. O nível de obstrução das grades também influencia diretamente nas perdas de carga do processo de geração da usina. Quanto menor as perdas nas grades de uma UG, maior tende a ser a potência entregue nos terminais do gerador.

A partir das medições presentes na UHE, e considerando a medição de potência entregue pelo gerador, é possível estimar vazão turbinada. Esta relação é obtida a partir da curva colina. Essas medições e estimativas são utilizadas como dados de entrada da formulação do modelo matemático referente ao problema de DOC. Maiores detalhes sobre a formulação do problema de otimização são apresentados na Seção 4.

2.3 Sistema de Recomendação

A escolha do ponto de operação da usina é realizada pelo operador usando o sistema supervisor. Neste sistema, tem-se a centralização de registro de medições dos sensores e do envio de comando às turbinas. O operador utiliza este supervisor para analisar a condição operacional da usina e realizar o comando de distribuição de carga para cada UG.

Por essa razão, o sistema de recomendação de DOC será integrado ao supervisor, mediante protocolo industrial de

comunicação IEC 60870-5-104. Periodicamente, o supervisor enviará as medições ao sistema de recomendação, que solucionará o problema de otimização a fim de fornecer uma proposta de DOC ao supervisor. Assim, o operador irá consultar a solução ótima proposta pelo otimizador para o estado atual da UHE. A título ilustrativo, a Fig. 2 apresenta a relação entre os sistemas referentes ao servidor de otimização e o supervisor da UHE.



Fig. 2: Integração do otimizador com o supervisor e este com as turbinas.

3. MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Esta seção tem como objetivo apresentar a modelagem do problema de otimização relacionado com a DOC. Como comentado na seção anterior, a solução proposta neste artigo visa otimizar a distribuição de carga em períodos em que não existe vertimento, ou seja, no período seco.

3.1 Função de Produção Hidrelétrica

Na otimização da operação de usinas hidrelétricas, a FPH possui um papel central, pois define a potência gerada por uma UG em relação a vazão turbinada, queda líquida e rendimento (Finardi e Scuzziato 2013). Para a modelagem da FPH, as características físicas da turbina (que converte a energia potencial gravitacional da água em energia mecânica) e do gerador (que converte energia mecânica em elétrica), bem como todas as perdas envolvidas em cada etapa, devem ser consideradas em detalhes.

Matematicamente, a FPH é uma função não-linear, não-convexa e descontínua. O modelo genérico da FPH de uma UG i na UHE Santo Antônio é apresentado na Equação (1).

$$g_i = \mathbf{A} \cdot \eta_i(w_i, hl_i) \cdot w_i \cdot hl_i - pmt_i(g_i) - pgg_i(g_i) \quad (1)$$

Em que:

- i Índice das unidades geradoras;
- g_i Potência gerada pela unidade i (MW);
- \mathbf{A} Constante relacionada com os valores da aceleração da gravidade e a densidade da água na usina ($s \cdot W/m^4$);
- η_j Rendimento hidráulico da unidade i ;
- w_i Vazão turbinada da unidade i (m^3/s);
- hl_i Queda líquida da unidade i (m);
- pmt_i Função que define perdas mecânicas no acoplamento turbina-gerador da unidade i ;
- pgg_i Função que define as perdas elétricas no gerador da unidade i .

Nas subsecções a seguir são detalhadas a obtenção da queda líquida, rendimento hidráulico e as perdas no gerador.

3.1.1 Queda líquida

Utilizando as medições de cota montante e jusante, a queda líquida, de cada UG_{*i*}, é representada por:

$$hl_i = \mathbf{NM}_i - \mathbf{NJ}_i - \Delta h_i \quad (2)$$

Em que:

\mathbf{NM}_i Nível montante da unidade *i* (m);

\mathbf{NJ}_i Nível jusante da unidade *i* (m);

Δh_i Perda hidráulica total na unidade *i* (m).

A perda hidráulica total acima é composta pela perda nas grades, no conduto forçado, no tubo de sucção da turbina e pela diferença na pressão atmosférica verificada entre \mathbf{NM}_i e \mathbf{NJ}_i . Segundo (Cordova et al. 2013) a perda hidráulica total pode ser obtida de três formas:

- 1) **Teórica:** quando é utilizado um (ou mais) coeficiente(s) teórico(s) na modelagem da função que representa a perda total;
- 2) **Medida:** quando a perda é estimada através da diferença de pressão medida por sensores;
- 3) **Mista:** quando parte da perda é medida e parte é determinada com base em coeficientes teóricos.

A solução proposta para a UHE de Santo Antônio considera o método misto. A perda na grade e por diferença de pressão atmosférica é obtida através da medição e a perda no conduto e no tubo de sucção é determinada de forma teórica. Portanto, a queda líquida considerada na modelagem de otimização é definida como mostrado em (3). Para simplificar a notação, as medições estão inclusas em \mathbf{PHG}_i e os coeficientes teóricos do conduto e tubo de sucção são agregados em \mathbf{K}_i .

$$hl_i = \mathbf{NM}_i - \mathbf{NJ}_i - \mathbf{PHG}_i - \mathbf{K}_i \cdot w_i^2 \quad (3)$$

Em que:

\mathbf{PHG}_i Medida de perda hidráulica da unidade *i* no tempo atual (m);

\mathbf{K}_i Constante da perda hidráulica total no conduto e no tubo de sucção (s²/m⁵).

3.1.2 Rendimento hidráulico

O rendimento hidráulico varia de acordo com vazão turbinada e queda líquida. O inter-relacionamento entre essas variá-

veis é fornecido pelo fabricante por meio da curva colina da UG. Na Fig. 3: é apresentado um exemplo de curva colina (Finardi e da Silva 2006).

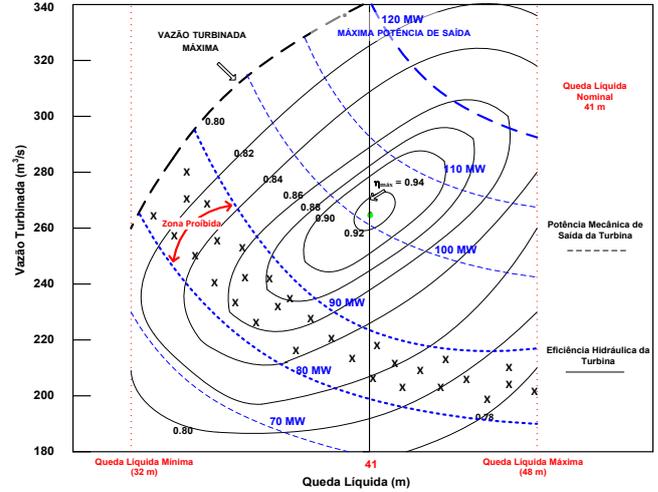


Fig. 3: Exemplo de curva colina.

Para o caso da UHE de Santo Antônio, a curva de rendimento é modelada de maneira similar a (Diniz, Esteves, e Sagastizabal 2007), ilustrada em (4).

$$\eta_i(w_i, hl_i) = \mathbf{E}_{0i} + \mathbf{E}_{1i}w_i + \mathbf{E}_{2i}hl_i(\cdot) + \mathbf{E}_{3i}w_ihl_i(\cdot) + \mathbf{E}_{4i}w_i^2 + \mathbf{E}_{5i}hl_i(\cdot)^2 + \mathbf{E}_{6i}w_i^3 + \mathbf{E}_{7i}hl_i(\cdot)^3 + \mathbf{E}_{8i}w_i^2hl_i(\cdot) + \mathbf{E}_{9i}w_ihl_i(\cdot)^2 \quad (4)$$

Em que:

\mathbf{E}_{ki} Coeficiente *k* do polinômio que representa o rendimento hidráulico da turbina da unidade *i*.

3.1.3 Perdas no gerador

As perdas mecânicas de acoplamento do conjunto turbina-gerador e elétricas do gerador capturam as perdas de conversão que ocorrem a partir da potência mecânica entregue pela turbina até os terminais do gerador. No caso da UHE de Santo Antônio, baseado em ensaios de campo entre 20MW e 90MW, mostram que a perda total do gerador é dada por uma função linear, ilustrada por (5).

$$pmt_i(g_i) + pgg_i(g_i) = \mathbf{F}_{0i} + \mathbf{F}_{1i} \cdot g_i \quad (5)$$

Em que:

\mathbf{F}_{ki} Coeficiente *k* da função que define as perdas no conjunto turbina-gerador da unidade *i*.

3.1.4 Função de produção

Com base no equacionamento anterior, é possível representar a expressão da FPH de cada UG da UHE. Assim, conforme (3) é possível notar que a queda líquida depende apenas da vazão turbinada na UG. Com isso, é possível substituir (3) em (4) e checar que o rendimento hidráulico somente depende da vazão turbinada. Portanto, com base nessas considerações e incluindo (5), a expressão final para a FPH de cada UG da UHE de Santo Antônio pode ser descrita da seguinte maneira:

$$g_i = \frac{A}{(1+F_i)} \cdot \eta_i [w_i, (NM_i - NJ_i - PHG_i - K_i \cdot w_i^2)] \cdot w_i \cdot (NM_i - NJ_i - PHG_i - K_i \cdot w_i^2) - \frac{F_{0i}}{(1+F_i)} \quad (6)$$

3.1.5 Faixa operativa

A faixa operativa de cada UG é traduzida por limites máximos e mínimos na vazão turbinada, os quais dependem da queda líquida. Essa faixa de operação é fornecida pelo fabricante da turbina por meio da curva colina. Para o caso da UHE de Santo Antônio, as vazões turbinadas mínima e máxima em uma determinada queda líquida são obtidas a partir das seguintes equações:

$$W_i^{\min} = G_{0i} + G_{1i} hl_i(w_i) \quad (7)$$

$$W_i^{\max} = H_{0i} + H_{1i} hl_i(w_i) + H_{2i} [hl_i(w_i)]^2 \quad (8)$$

Em que:

- $W_i^{\min/\max}$ Vazão turbinada mínima/máxima referente a faixa operativa da unidade i (m³/s);
- G_{ki} Coeficiente k da função que define o limite mínimo de vazão turbinada na unidade i ;
- H_{ki} Coeficiente k da função que define o limite máximo de vazão turbinada na unidade i .

Em vez de usar (7) e (8) como restrições não lineares no problema, essas condições podem ser incluídas de maneira mais simplificada. Inicialmente, deve-se lembrar que não se conhece hl_i de antemão. No entanto, em função das características construtivas da usina e das UGs, a perda hidráulica máxima de cada UG representa no máximo 2% do valor da queda bruta. Assim, uma boa estimativa para os requisitos do problema de DOC em relação aos valores máximos de w_i é dada por:

$$W_i^{\min} = G_{0i} + G_{1i} \cdot [0,98 \cdot (NM_i - NJ_i)] \quad (9)$$

$$W_i^{\max} = H_{0i} + H_{1i} \cdot [0,98 \cdot (NM_i - NJ_i)] + H_{2i} \cdot [0,98 \cdot (NM_i - NJ_i)]^2 \quad (10)$$

3.1.6 Limite de perda hidráulica nas grades

O outro fator determinante no problema do DOC é a máxima perda hidráulica admissível nas grades. Essa perda depende da vazão turbinada e, principalmente, do nível de obstrução provocado pelo material orgânico trazido pelo rio. Como no tempo real a desobstrução somente pode ser feita com base no desligamento da UG, este trabalho opta por remediar parcialmente este problema por meio da limitação da vazão turbinada. Assim, com base na vazão turbinada atual e o valor de perda na grade medido no tempo real, pode-se calcular um valor de vazão máxima conforme (11).

$$WM_i = W_i \cdot \sqrt{\frac{PHG_{\max}}{PHG_i}} \quad (11)$$

Em que

- WM_i Vazão turbinada i máxima da unidade i para que a perda na grade não seja maior que a permitida (m³/s);
- W_i Medida ou estimativa da vazão turbinada da unidade i no tempo atual (m³/s);
- PHG_{\max} Perda na grade máxima permitida (m).

3.2 Formulação do Problema de Otimização

Conforme visto, a FPH é uma função não linear. Neste sentido, originalmente o problema do DOC deve ser representado como um modelo de Programação Não Linear, conforme equacionamento a seguir, em que se admite conhecido as N UGs disponíveis para o despacho.

$$\min \Theta = \sum_{i=1}^N w_i \quad (12)$$

$$\text{s.a.} : \sum_{i \in NS} g_i = L_s, \quad s = 1, 2, \quad (13)$$

$$g_i = \frac{A}{(1+F_i)} \cdot \eta_i \cdot w_i \cdot hl_i - \frac{F_{0i}}{(1+F_i)}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (14)$$

$$hl_i = NM_i - NJ_i - PHG_i - K_i \cdot w_i^2, \quad i = 1, \dots, N, \quad (15)$$

$$\begin{aligned} &\eta_i - E_{0i} - E_{1i} w_i - E_{2i} hl_i - E_{3i} w_i hl_i - E_{4i} w_i^2 \\ &- E_{5i} hl_i^2 - E_{6i} w_i^3 - E_{7i} hl_i^3 - E_{8i} w_i^2 hl_i \\ &- E_{9i} w_i hl_i^2 = 0, \quad i = 1, \dots, N, \end{aligned} \quad (16)$$

$$W_i^{\min} \leq w_i \leq \min(W_i^{\max}; WM_i), \quad i = 1, \dots, N. \quad (17)$$

Em que:

- N Conjunto de UGs em operação;
- NS conjunto das unidades pertencentes à SE s ;
- s Índice das SEs;
- L_s Demanda a ser atendida na SE s (MW).

A função objetivo (12) visa minimizar a vazão turbinada total, o que equivale a maximizar o rendimento global da usina. A restrição (13) refere-se ao atendimento a carga solicitada na UHE, a qual é particionada para cada SE. Por sua vez, (14) representa a FPH para cada UG, cujo rendimento hidráulico associado é modelado por (16). Por fim, os limites de vazões turbinadas, na faixa operativa e aqueles relacionados com a máxima perda na grade, são representados por (17).

As não linearidades e não convexidades inerentes à FPH, associadas com a grande quantidade de UGs da UHE, tornam o problema de DOC de difícil solução. Neste sentido, para solucionar este problema, a FPH é aproximada por um modelo linear por partes utilizando o modelo LACC. Segundo (Brito, Finardi, e Takigawa 2020) o LACC apresentou melhores resultados em uma comparação com outros 6 métodos de linearização por partes para FPH. O modelo LACC representa um ponto do domínio $[w_i, g_i]$ da FPH como a combinação convexa (CC) dos vértices $(v, f(v))$ de uma das retas, $P \in \Pi$, a partir de variáveis de pesos, $z_{ij}^v \in [0, 1]$, $v \in \zeta(\Pi)$. Para definir qual reta a CC deve ser aplicada, a LACC considera um vetor definido por $x \in \{0, 1\}^{\lceil \log_2 |P| \rceil}$ através de uma função injetora $BsP \rightarrow x \in \{0, 1\}^{\lceil \log_2 |P| \rceil}$ (Vielma e Nemhauser 2011). Para isso, deve-se usar $\mathcal{S}^e(B, l)$ como o conjunto de vértices que identificam as retas que possuem valor e (0 ou 1) na posição l do código binário, B . Este código endereça o intervalo entre dois vértices usando o código gray (Wilf, Wilf, e Nijenhuis 1989) e assim cada reta do domínio recebe um código binário. Assim, com base no modelo LACC, a FPH não linear e não convexa é aproximada pelas restrições (18)-(21), onde (18) realiza a CC nos vértices (W_i^v, P_i^v) selecionados por (19)-(21):

$$w_i = \sum_{v \in V(P)} z_i^v W_i^v, \quad g_i = \sum_{v \in V(P)} z_i^v P_i^v, \quad (18)$$

$$z_i^v \geq 0, \quad \sum_{v \in V(P)} z_i^v = 1, \quad (19)$$

$$\sum_{v \in l^{-1}(B, l)} z_i^v \leq x_i^l, \quad \sum_{v \in l^0(B, l)} z_i^v \leq 1 - x_i^l \quad (20)$$

$$x_i^l \in \{0, 1\}. \quad (21)$$

Em que:

- W_i^v vazão turbinada na UG i e vértice v (m^3/s);
- P_i^v potência gerada na UG i e vértice v (MW);
- z_i^v variável associada ao par (W_i^v, P_i^v) para a UG i ;
- x_i^l variável binária l que identifica uma reta na UG i .

Dessa forma o problema resultante de PLIM pode ser facilmente resolvido por pacotes computacionais comerciais.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção, são apresentados os resultados do sistema de recomendação de DOC através de uma comparação da solu-

ção proposta pelo sistema com os registros históricos horários de operação compreendidos entre 01/07/2017 e 01/12/2017 e entre 01/07/2018 e 15/11/2018. Os dados foram obtidos a partir do servidor de dados do SCADA da UHE.

Na sequência, são realizados dois tipos de análises, pois o aumento de produtividade pode-se manifestar de duas maneiras. O primeiro tipo de análise consiste no otimizador atendendo a mesma geração de energia do histórico, avaliando o impacto na vazão turbinada. Já o segundo tipo consiste em utilizar a produtividade histórica para se estimar o aumento de potência necessário para que a UHE utilize, aproximadamente, a vazão turbinada de água economizada.

4.1 Redução de vazão turbinada

Os resultados dos impactos do uso do sistema de recomendação de DOC em relação ao histórico podem ser observados nas Fig. 4 e Fig. 5. Nestas figuras, são apresentadas as diferenças percentuais da vazão turbinada total da UHE de Santo Antônio entre a solução proposta pelo sistema de DOC e o histórico de operação.

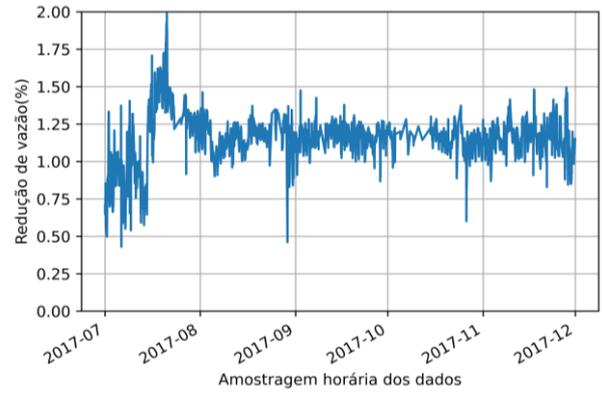


Fig. 4: Redução de vazão em virtude de utilização do otimizador, em 2017.

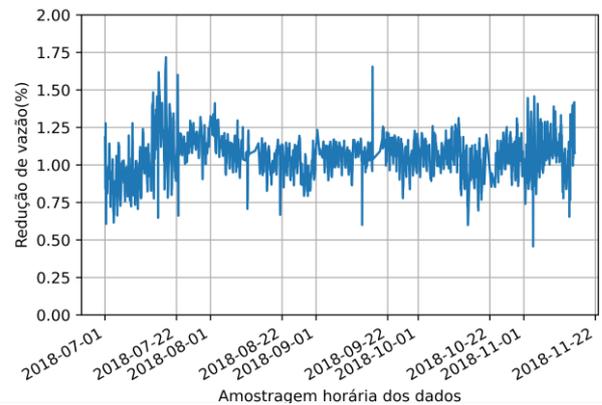


Fig. 5: Redução de vazão em virtude de utilização do otimizador, em 2018.

Observe que a solução ótima proposta pelo sistema de DOC apresenta resultados melhores, proporcionando uma redução consistente de vazão turbinada enquanto ainda atende a meta de geração histórica. A redução média da vazão turbinada foi de 1.15% em 2017 e 1.06% em 2018. Conclui-se, portanto,

que o otimizador conseguiu proporcionar uma condição operacional mais eficiente para a UHE de Santo Antônio.

4.2 Aumento de geração

Para a UHE de Santo Antônio, a redução de vazão turbinada pode parecer não ser o critério mais interessante, uma vez que ela possui um reservatório do tipo fio d'água e, portanto, não teria capacidade significativa de armazenamento de água. Por isso, o segundo tipo de análise proposto consiste em avaliar o impacto que o sistema de recomendação de DOC tem no incremento de geração de potência.

Neste sentido, a partir da produtividade histórica e da redução de vazão proporcionada pelo otimizador, é calculado o acréscimo de potência aproximado para se consumir esta vazão turbinada economizada. Isto é chamado de custo de oportunidade e pode ser visualizado nas Fig. 6 e Fig. 7 em termos percentuais e em potência absoluta nas Fig. 8 e Fig. 9.

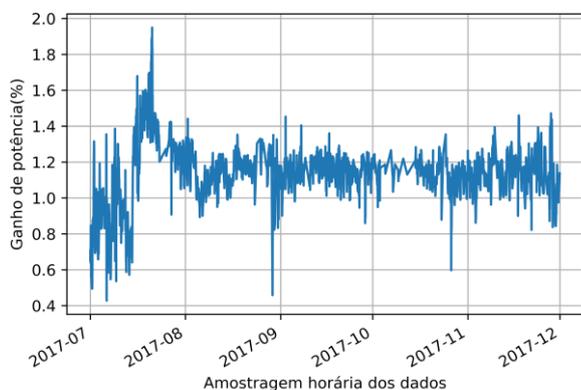


Fig. 6: Ganho de potência % estimado para 2017.

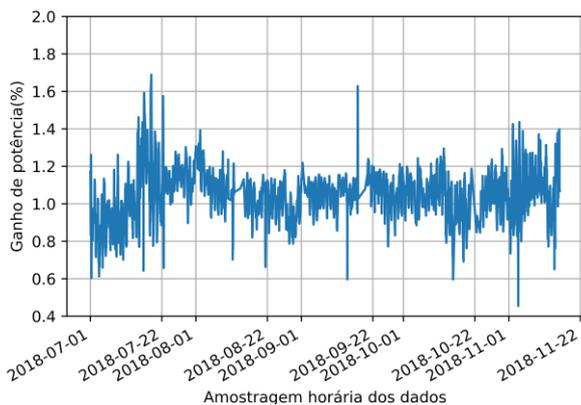


Fig. 7: Ganho de potência % estimado para 2018.

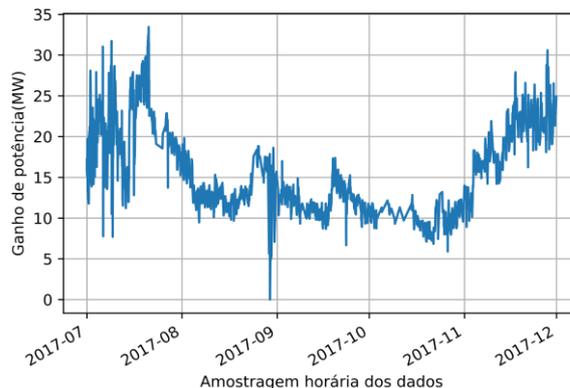


Fig. 8: Potencial de aumento de geração em 2017.

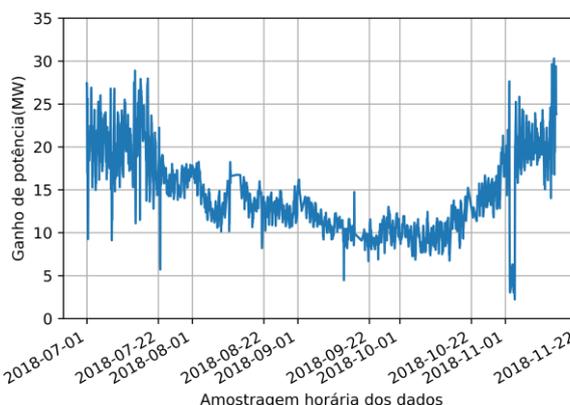


Fig. 9: Potencial de aumento de geração em 2018.

É possível observar um aumento percentual de 1.13% em 2017 e 1.05% em 2018 e um custo de oportunidade de incremento de 15.4 MW e de 14.4 MW, respectivamente, em 2017 e 2018. O aumento de potência é de interesse da usina, já que permite o aumento de sua contribuição para o SIN. Além disso, um incremento consistente na geração da UHE de Santo Antônio pode possibilitar, à médio prazo, uma revisão de sua garantia física e, conseqüentemente, um incremento de receita para a usina.

5. CONCLUSÕES

O artigo mostrou a possibilidade de aumento da eficiência energética decorrente do uso do sistema de recomendação de DOC desenvolvido. Para a UHE de Santo Antônio, a utilização das recomendações do sistema de DOC representam um custo de oportunidade médio de 15.4 MW (1.13%) em 2017 e 14.4 MW (1.05%) em 2018 de incremento de potência em relação ao histórico adotado. A melhora de aumento de eficiência energética proporcionada pelo sistema proposto possibilita um incremento de geração de energia elétrica ou uma economia de vazão turbinada, dependendo do interesse da usina.

Acredita-se que este aumento de eficiência pode ser maior caso as máquinas a serem utilizadas sejam também decididas pelo sistema de recomendação. Dado a quantidade de máqui-

nas e de medições a serem avaliados, pode-se supor que existem maiores chances de um conjunto ótimo de turbinas serem encontradas por um sistema de recomendação do que por um operador humano. Isso irá requerer uma nova formulação, transformando o problema de distribuição de carga em um problema de alocação de UGs. Esse tema será avaliado em etapas futuras deste projeto de pesquisa.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) e à Santo Antônio Energia, via projeto de pesquisa registrado com o código PD-06683-0119 na ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

REFERÊNCIAS

- Bortoni, Edson C., Guilherme S. Bastos, Thiago M. Abreu, e Basile Kawkabani. 2015. "Online Optimal Power Distribution between Units of a Hydro Power Plant". *Renewable Energy* 75 (março): 30–36. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.009>.
- Brito, B.H., E.C. Finardi, e F.Y.K. Takigawa. 2020. "Mixed-Integer Nonseparable Piecewise Linear Models for the Hydropower Production Function in the Unit Commitment Problem". *Electric Power Systems Research* 182 (maio): 106234. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106234>.
- Brito, Brunno H., Erlon C. Finardi, e Fabrício Y.K. Takigawa. 2020. "Unit-Commitment via Logarithmic Aggregated Convex Combination in Multi-Unit Hydro Plants". *Electric Power Systems Research* 189 (dezembro): 106784. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106784>.
- Cheng, Chun-tian, Sheng-li Liao, Zi-Tian Tang, e Ming-yan Zhao. 2009. "Comparison of Particle Swarm Optimization and Dynamic Programming for Large Scale Hydro Unit Load Dispatch". *Energy Conversion and Management* 50 (12): 3007–14. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.07.020>.
- Cordova, Marcelo M, Erlon C Finardi, Fernando A C Ribas, Cristiano D Pase, Vitor L Matos, e Murilo R Scuzziato. [s.d.]. "Sistema de Gestão em Tempo Real para Avaliação da Performance e Otimização da Produção de Energia na Usina Hidrelétrica de Itá", 12.
- Diniz, A. L., P. P. I. Esteves, e C. A. Sagastizabal. 2007. "A Mathematical Model for the Efficiency Curves of Hydroelectric Units". In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1–7. Tampa, FL, USA: IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385632>.
- Finardi, E.C., e M.R. Scuzziato. 2013. "Hydro Unit Commitment and Loading Problem for Day-Ahead Operation Planning Problem". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 44 (1): 7–16. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.023>.
- Finardi, E.C., e E.L. da Silva. 2006. "Solving the hydro unit commitment problem via dual decomposition and sequential quadratic programming". *IEEE Transactions on Power Systems* 21 (2): 835–44. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873121>.
- Guo, Fuqiang, Shenglian Guo, e Xiang Li. 2009. "Real-Time Load Distribution Control for the Geheyan Hydropower Plant". In *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 1–4. Wuhan, China: IEEE. <https://doi.org/10.1109/APPEEC.2009.4918639>.
- Liu, Pan, Tri-Dung Nguyen, Ximing Cai, e Xinhao Jiang. 2012. "Finding Multiple Optimal Solutions to Optimal Load Distribution Problem in Hydropower Plant". *Energies* 5 (5): 1413–32. <https://doi.org/10.3390/en5051413>.
- ONS. 2020. *Programação diária da operação eletroenergética. Submódulo 8.1*. Vol. 2020.07.
- Vielma, Juan Pablo, e George L. Nemhauser. 2011. "Modeling Disjunctive Constraints with a Logarithmic Number of Binary Variables and Constraints". *Mathematical Programming* 128 (1): 49–72. <https://doi.org/10.1007/s10107-009-0295-4>.
- Wilf, Herbert S., Herbert B. Wilf, e Albert Nijenhuis. 1989. *Combinatorial Algorithms: An Update*. Society for Industrial and Applied Mathematics.