



**XXIII SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GMI/30
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – XII

GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO- GMI

PLANEJAMENTO DE MANUTENÇÕES PARA MINIMIZAÇÃO DO IMPACTO DO MECANISMO DE REDUÇÃO DE GARANTIA FÍSICA

**Adriano C. Lisboa (*)
ENACOM**

**Lucas S. M. Guedes
ENACOM**

**Grazielle F. Silva
ENACOM**

**Douglas A. G. Vieira
ENACOM**

RESUMO

Este artigo apresenta a formulação de um problema linear inteiro misto (MILP do inglês *mixed integer linear programming*) para agendamento ótimo de manutenções preventivas em uma usina hidroelétrica para minimização das penalidades do mecanismo de redução de garantia física (MRGF) ao longo de um horizonte de tempo. A formulação considera como aproximação um cenário de interrupção forçada independente das manutenções preventivas. As interrupções de referência usadas no cálculo de penalidades são consideradas como dados de entrada. São apresentadas discussões sobre o uso dessa formulação e o tempo computacional para a solução dessa formulação usando um algoritmo *branch-and-bound* clássico é apresentado.

PALAVRAS-CHAVE

Agendamento de Manutenções, Mecanismo de Redução de Garantia Física, Programação Linear Inteira Mista

1.0 - INTRODUÇÃO

O MRGF tem como objetivo incentivar a qualidade do serviço de geração de energia elétrica. Ele verifica se uma usina participante do mecanismo de realocação de energia (MRE) cumpriu ou não os requisitos de disponibilidade estabelecidos e como medida de penalidade, reduz a garantia física daquelas que não cumprem esses requisitos, ou seja, obtiveram um valor inferior a 1 para o índice de indisponibilidade [1].

A indisponibilidade de usinas hidrelétricas pode ter suas causas sob o controle dos agentes de geração (por exemplo, de manutenção preventiva) ou não (por exemplo, manutenções corretivas). No entanto, na maioria dos casos, elas podem ser controladas indiretamente pelo agente, prevendo falhas ou até mesmo construindo uma gestão adequada para as manutenções. Portanto, a otimização da gestão das manutenções é uma resposta natural de como obter o controle da indisponibilidade ótima de usinas hidrelétricas.

Em [2] há uma avaliação dos impactos do MRGF no planejamento e na organização da engenharia de manutenção da geração e propostas de procedimentos de otimização para o controle da taxa de disponibilidade da usina através de uma atuação preventiva nas áreas de expansão, operação e manutenção, com ênfase na manutenção preditiva e sistema de gerenciamento de manutenção.

Muitos trabalhos têm abordado a otimização de gestão energética. Entretanto, não apresentam problemas como o proposto neste trabalho. A maioria trata de problemas voltados para maximizar lucros, a confiabilidade e minimizar tempo de manutenção.

(*) Rua Professor José Vieira de Mendonça, n° 770 – salas 406/407 – CEP 31.310-260 Belo Horizonte, MG – Brasil

Dentre os trabalhos que tratam a confiabilidade e lucros, tem-se [3], onde foi abordado um problema de gestão das manutenções com objetivo otimizar ou a confiabilidade ou custo de produção e capital, considerando o agendamento das interrupções de forma cíclica e tratando restrições de disponibilidade de mão de obra, tempo entre interrupções, limitações sazonais e efeito de interrupções pré-agendadas. Na maior parte dos casos onde o problema de gestão de manutenções foi estudado, ele foi proposto como uma formulação MILP [4, 5, 6] pois ela pode ser resolvida com garantia de otimalidade, apesar do tempo de solução ser em muitos casos infactível na medida em que o problema cresce muito em complexidade.

Em [19] foi tratado o problema de programação de manutenções considerando penalidades por indisponibilidade. No entanto, não foram considerados os impactos do MRGF. Nesse estudo o objetivo é minimizar o custo geral de uma determinada solução de programação de manutenção num horizonte de tempo especificado, onde a argumento a ser minimizador é um calendário viável ótimo. Foram criados dois modelos: um modelo multicritério, minimizando custos de manutenção e o risco de falha, e um outro modelo determinístico para confecção do calendário viável com otimização logística.

Para resolver problemas de agendamento de manutenção, muitos estudos têm utilizado técnicas de decomposição da função objetivo. O método de Benders, tipicamente usado para resolver os problemas dinâmicos, é um dos métodos mais utilizados para resolver este problema, como em [5, 7]. Mas também existem estudos que abordam este problema usando o algoritmo evolutivo [8, 9]. Outra técnica de abordagem considera um problema de programação de manutenção caracterizado por um grande número de restrições complexas, em que um método experimental para solução do problema foi derivado empregando o *branch-and-bound* para programação inteira [10].

O objetivo deste trabalho é aperfeiçoar a gestão das manutenções de forma a diminuir as perdas por indisponibilidade. Nesse sentido, uma formulação MILP de problema de otimização é definida para minimizar fielmente as penalidades do MRGF.

2.0 - DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema é definido fundamentalmente a partir das regras de penalidades da CCEE no que tange o mecanismo de redução de garantia física (MRGF). É uma regra bem simples que pode ser escrita de forma exata em um problema de otimização com garantia de otimalidade, mas mesmo assim são necessárias algumas complicações adicionais para deixar o problema mais fácil de resolver. As subseções a seguir descrevem o modelo básico e a respectiva formulação MILP do problema de otimização.

2.1 Modelo

O MRGF é definido pelo uso de um fator de disponibilidade da usina, calculado em relação aos índices de indisponibilidade forçadas e programadas. Um agente gerador de uma usina hidrelétrica é penalizado quando a disponibilidade (programada e forçada) de sua planta for inferior à prevista pelas taxas de referência dentro de uma janela de tempo de 5 anos. Assim, o fator de disponibilidade usado para definir a penalidade é dado pela relação entre a disponibilidade equivalente e disponibilidade de referência [11]. Matematicamente, o fator de disponibilidade é dado por

$$\eta = \min \left\{ 1, \frac{(1-f)(1-p)}{(1-\bar{f})(1-\bar{p})} \right\} \quad (1)$$

onde f é taxa de interrupções forçadas, \bar{f} é taxa de interrupções forçadas de referência, p é taxa de interrupções programadas e \bar{p} é taxa de interrupções programadas de referência. Esses parâmetros são calculados dentro de uma janela de tempo de $w = 60$ meses, incluindo o mês de apuração para trás.

2.1.1 Modelagem de indisponibilidade programada

A interrupção agendada pode ser controlada pelo agente gerador e normalmente feita para realizar a manutenção na planta. Desse modo, pode e deve ser considerada como uma variável de otimização.

2.1.2 Modelagem de indisponibilidade forçada

A interrupção forçada não pode ser controlada pelo agente e é completamente não desejada. Contudo, por exemplo, ela pode ser controlada indiretamente usando manutenção preventiva, mas com um certo grau de incerteza. Como aproximação, este trabalho considera um cenário de interrupção forçada, independente das variáveis de otimização.

2.1.3 Modelagem de taxas de interrupção de referência

As taxas de interrupção de referência são parâmetros de entrada e definidas por regras predeterminadas. Elas são dadas em função da potência nominal da planta.

2.2 Formulação

Quando o índice de disponibilidade é inferior a 1, a usina terá a garantia física reduzida naquele período para fins de comercialização. Caso o índice seja superior a 1, não há penalização nem ganhos para o agente em relação a garantia física, porém quanto maior o índice de disponibilidade maior a folga para amortecer incertezas do modelo. Assim o objetivo da formulação é maximizar o pior índice de disponibilidade sem o limite superior em 1, dada por

$$\max_{p_i} \min_{i=1,\dots,n} \left(\frac{(1-f_i)(1-p_i)}{(1-f_i)(1-\bar{p}_i)} \right) \quad (2)$$

onde p_i é função das manutenções preventivas (i.e. variáveis de otimização), i é o período de tempo de apuração e n é o número de períodos de tempo no horizonte de interesse.

2.2.1. Linearização da função objetivo

A função objetivo é não linear devido à função mínimo, que seleciona o pior índice de disponibilidade para ser maximizado. No entanto, uma formulação

$$\max \quad \min_{i=1,\dots,n} c_i x_i + e_i \quad (3)$$

sujeito a $Ax \leq b$

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (4)$$

$$x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i} \quad i = 1, \dots, n$$

pode ser escrita na forma linear equivalente adicionando uma variável contínua t como

$$\max \quad t \quad (5)$$

sujeito a $c_i x_i + e_i \geq t, \quad i = 1, \dots, n$

$$Ax \leq b$$

$$A_{eq}x = b_{eq} \quad (6)$$

$$x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i} \quad i = 1, \dots, n$$

2.2.2 Restrições

Todas as restrições definidas para o problema são lineares, exceto a restrição correspondente ao número de horas de interrupção em cada período devido a uma manutenção. Essa restrição é definida por

$$\pi_{i,k} = \max\{0, \min\{d_k, h_{i+w-1}, h_{i,w-1} - \hat{x}_{i,k}, \hat{x}_{i,k} + d_k\}\}, \forall i, k \quad (7)$$

$$\hat{x}_{k,t} = x_k - \sum_{k=1}^{t-1} h_k, \quad \forall m, t \quad (8)$$

onde $\hat{x}_{i,k}$ é o número de horas decorridas do início de cada manutenção k a partir do início de cada período de tempo i , definido na equação (8), sendo negativo quando a manutenção começa antes do período i , x_k é o início de cada manutenção k contado em horas do início do período de apuração (i.e. as variáveis de otimização fundamentais), d_k é a duração da manutenção k , e h_i é o número de horas em cada período i . Como pode ser observado na Figura 1, período de apuração é um tipo especial de período de tempo e que a formulação considera índices reais dos vetores começando de 1, de modo que o primeiro período de tempo de apuração é na verdade o w -ésimo período de tempo. Vale notar também que todas as outras restrições de igualdade necessárias para mapear x em p são lineares.

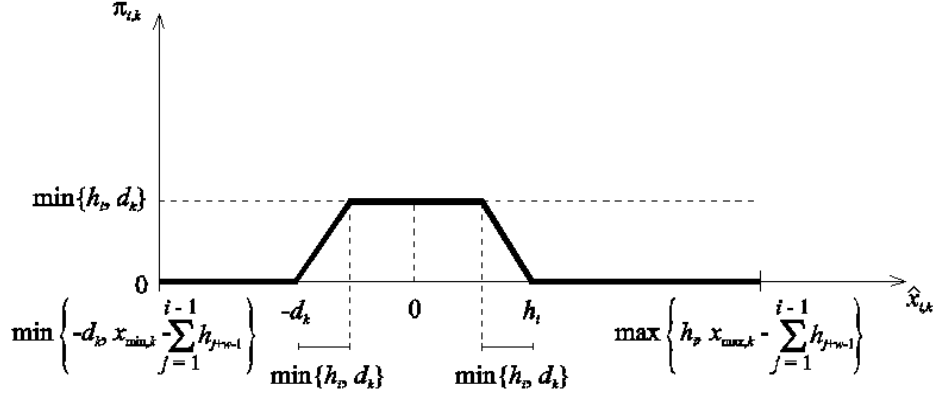


Figura 1 – Função correspondente ao número de horas de interrupção em cada período para cada manutenção.

A restrição (7) é, assim, uma restrição linear por partes com vértices definidos na Figura 1. Uma restrição de igualdade linear por partes na forma $x_j = f(x_i)$ com n' vértices pode ser substituída por restrições lineares adicionando novas variáveis $\lambda \in [0, 1]^{n'}$ de peso para os vértices e novas variáveis $\delta \in \{0, 1\}^{n'-1}$ indicadoras de parte linear ativa [12]. Para tanto, considere $u, v \in \mathbb{R}^{n'}$ os vértices de f definidos pelas respectivas componentes em x_i e x_j , conforme mostrado na Figura 2, onde $x_{\min,i} = u_1 \leq u_2 \leq \dots \leq u_{n'} = x_{\max,i}$. A restrição $x_j = f(x_i)$ pode então ser substituída pelas restrições

$$\sum_{k=1}^{n'} \lambda_k = 1 \quad (9)$$

$$\sum_{k=1}^{n'} \lambda_k u_k = x_i \quad (10)$$

$$\sum_{k=1}^{n'} \lambda_k v_k = x_j \quad (11)$$

$$\sum_{k=1}^{n'-1} \delta_k = 1 \quad (12)$$

$$u_{k+1} + M(1 - \delta_k) \geq x_i, \quad k = 1, \dots, n'-1 \quad (13)$$

$$u_k - M(1 - \delta_k) \leq x_i, \quad k = 1, \dots, n'-1 \quad (14)$$

$$\delta_k + \sum_{l \neq k, k+1} \lambda_l \leq 1, \quad k = 1, \dots, n'-1 \quad (15)$$

onde M é um número suficientemente grande. As restrições (9)-(11) garantem que x_i e x_j estarão relacionadas por combinações convexas dos vértices. Já as restrições (12)-(14) garantem que no máximo dois pesos poderão ser não nulos e que esses serão consecutivos, onde (15) permite que apenas uma parte linear esteja ativa.

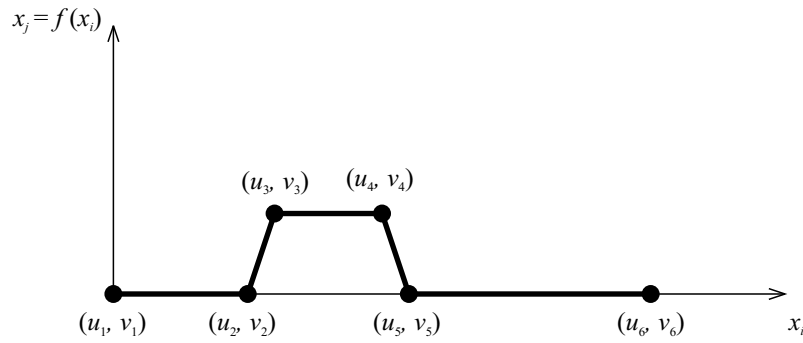


Figura 2 – Exemplo de relação linear por partes f entre duas variáveis com $n' = 6$ vértices.

2.2.3 Solução

A formulação do problema de otimização com função objetivo linearizada e com o tratamento de restrições lineares por partes é um problema linear inteiro misto (MILP do inglês *mixed integer linear programming*). Essa formulação pode ser resolvida utilizando algoritmos clássicos para essa classe de problemas, como o *branch-and-bound* [13]. O problema de otimização resultante contém $O(nm)$ variáveis binárias, $O(nm)$ variáveis contínuas e $O(nm)$ restrições, onde n é o número de períodos de tempo de avaliação do índice de disponibilidade e m o número de manutenções a serem executadas nesse horizonte de tempo. O MRGF é apurado por usina, de modo que podemos separar a otimização de cada usina. Isso tem um impacto importante no desempenho computacional, pois resolver vários pequenos problemas tende a ser mais rápido do que resolver um problema grande, especialmente se o problema apresenta variáveis inteiras.

3.0 - ESTUDO DE CASO

Para realização de um estudo de caso, foram utilizados dados de entrada cedidos pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) e dados disponíveis pela ONS. O algoritmo SCIP (Solving Constraint Integer Programs) foi aplicado para resolver o problema. O SCIP é um branch-cut-and-price framework para resolver programação inteira mista (MIP) e de programação não-linear inteira mista (MINLP). A formulação foi implementada em MATLAB e a todos os testes foram rodados em um processador i5 Intel Core, 1.8GHz com 4GB de memória RAM.

Os testes realizados neste trabalho foram conduzidos a fim de comparar uma variação de tempo de execução em função do número de variáveis do problema. O primeiro teste foi realizado variando a quantidade de manutenções 1 a 12 manutenções. Para esse teste foi considerado um horizonte de tempo de 24 meses. Esse teste mostrou um crescimento exponencial de tempo de execução com o aumento da quantidade de manutenções, conforme mostrado nas Figuras 3 e 5.

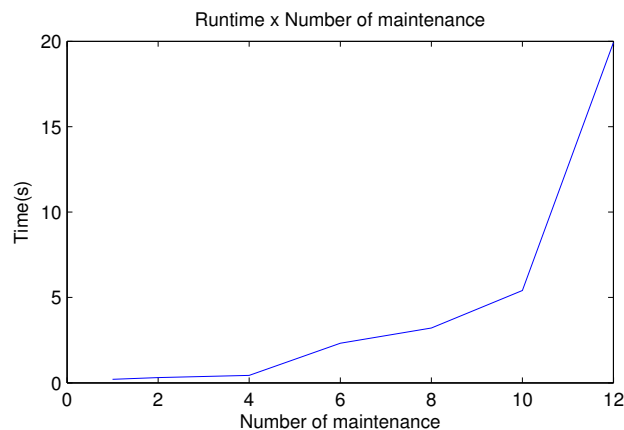


Figura 3 – Variação do tempo de execução com o número de manutenções.

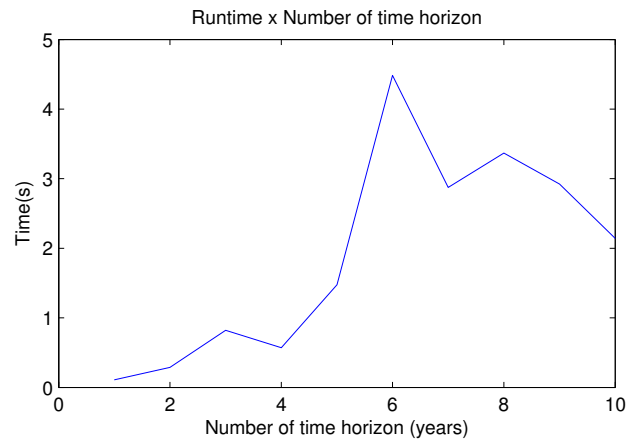


Figura 4 – Variação do tempo de execução com o horizonte de tempo.

Em um segundo teste, o horizonte de tempo foi variado de 1 a 10 anos com o número de manutenções fixo em 4. Nesse ensaio, o crescimento exponencial com aumento do horizonte de tempo não é tão evidente como na primeira simulação, conforme mostrado nas Figuras 4 e 6, e o crescimento se confunde na extrema dispersão dos dados de tempo de execução. Essa dispersão se explica pela grande dependência que o algoritmo *branch-and-bound* tem em relação à instância de um problema MILP, que se mostrou especialmente elevada na formulação deste trabalho.

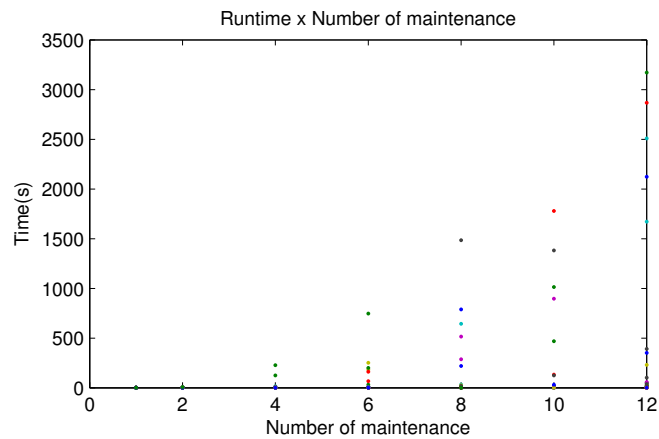


Figura 5 – Amostras de tempo de execução com o número de manutenções.

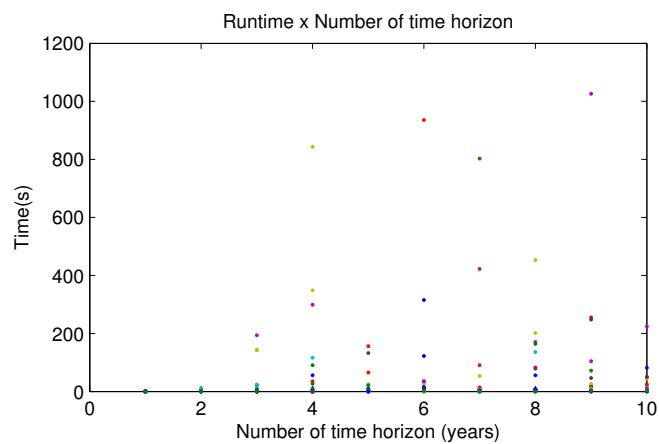


Figura 6 – Amostras de tempo de execução com o horizonte de tempo.

Como o índice de disponibilidade é apurado 5 anos para trás, as soluções ótimas tendem a colocar manutenções no final para evitar contabilização conjunta de manutenções a serem alocadas. Para evitar polarização devido a esse tipo de comportamento, pode ser usado um horizonte de 5 anos além do horizonte de manutenção, onde as manutenções são fixas como nos 5 anos anteriores ao horizonte de manutenção.

4.0 - CONCLUSÃO

Neste trabalho, o problema da programação de manutenção preventiva em usinas hidroelétricas é abordado. Foi alvejado minimizar o impacto do MRGF por indisponibilidade da planta de acordo com as restrições do sistema. Para isso foi modelado e formulado um problema de otimização que pode gerar um agendamento adequado para as manutenções preventivas. O modelo foi definido de acordo com as regras que definem como o agente é penalizado por alguma indisponibilidade pelo MRGF. As dificuldades de resolução do problema foram contornadas através de linearização e o problema foi transformado em uma formulação MILP. A modelagem do índice de disponibilidade ficou modelada de forma exata na formulação que pode ser resolvida na otimalidade em tempos aceitáveis.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) *CCEE Regras de Comercialização, Garantia Física versão 2014.2.0, 2014*
- (2) ARANTES, ANTONIO CARLOS. Mecanismo de redução de energia assegurada e o seu impacto no planejamento e organização da engenharia de manutenção da geração. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, **Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte**, 2010.
- (3) CHRISTIAANSE, W. R.; PALMER, A. H. A technique for the automated scheduling of the maintenance of generating facilities. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, n. 1, p. 137-144, 1972.
- (4) DOPAZO, J. F.; MERRILL, H. M. Optimal generator maintenance scheduling using integer programming. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, v. 94, n. 5, p. 1537-1545, 1975.
- (5) DA SILVA, E. L.; SCHILLING, M. Th; RAFAEL, M. C. Generation maintenance scheduling considering transmission constraints. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 15, n. 2, p. 838-843, 2000.
- (6) JAFARIAN, Y. R. et al. Multi Objective Power Generation Preventive Maintenance Scheduling. In: **International Conference on Future Electrical Power and Energy Systems**. p. 36.
- (7) CANTO, Salvador Perez. Application of Benders' decomposition to power plant preventive maintenance scheduling. **European journal of operational research**, v. 184, n. 2, p. 759-777, 2008.
- (8) PEREIRA, Cláudio MNA et al. A particle swarm optimization (PSO) approach for non-periodic preventive maintenance scheduling programming. **Progress in Nuclear Energy**, v. 52, n. 8, p. 710-714, 2010.
- (9) ESHRAGHNIA, Roozbeh; SHANECHI, Mohammad Hasan Modir. The effect of energy purchase cost in maintenance schedule of generating units based on genetic algorithm. In: **Control & Automation, 2007. MED'07. Mediterranean Conference on**. IEEE, 2007. p. 1-8.
- (10) EGAN, Gerard T.; DILLON, Tharam S.; MORSZTYN, Karol. An experimental method of determination of optimal maintenance schedules in power systems using the branch-and-bound technique. **Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on**, n. 8, p. 538-547, 1976.
- (11) *CCEE Regras de Comercialização, Caderno Algébrico Medição Contábil versão 2013.0.0, 2013*.
- (12) E.M. Beale and J.A. Tomlin, "Special facilities in a general mathematical programming system for non-convex problems using order sets of variables," in Proc. of the Fifth International Conference on Operational Research, pp. 447-454, 1970.
- (13) J. Clausen, "Branch-and-bound algorithms – principles and examples," Technical Report, **University of Copenhagen**, 1999.
- (14) BARROS, Mario TL et al. Optimization of large-scale hydropower system operations. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 129, n. 3, p. 178-188, 2003.

- (15) ABIRI-JAHROMI, Amir; FOTUHI-FIRUZABAD, Mahmud; PARVANIA, Masood. Optimized midterm preventive maintenance outage scheduling of thermal generating units. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 3, p. 1354-1365, 2012.
- (16) BASKAR, S. et al. Genetic algorithms solution to generator maintenance scheduling with modified genetic operators. In: **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**. IET, 2003. p. 56-60.
- (17) CONEJO, Antonio J.; GARCÍA-BERTRAND, Raquel; DÍAZ-SALAZAR, Manuel. Generation maintenance scheduling in restructured power systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 20, n. 2, p. 984-992, 2005.
- (18) DAHAL, Keshav; AL-ARFAJ, Khalid; PAUDYAL, Krishna. Modelling generator maintenance scheduling costs in deregulated power markets. **European Journal of Operational Research**, v. 240, n. 2, p. 551-561, 2015.
- (19) ARAUJO NETO, JOSÉ EVANGELISTA. Otimização da programação da manutenção dos ativos de transmissão do sistema elétrico brasileiro considerando penalidades por indisponibilidade, restrições sistêmicas e logística das equipes técnicas. **Universidade Estadual de Campinas. Campinas**, 2011.
- (20) GUIMARÃES, MARCIO BONATTO. Reflexos do Planejamento da Manutenção na Produção e Rentabilidade em Usinas de Geração de Energia Elétrica. **Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa**, 2007.
- (21) PEREIRA, M. V. F. Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 11, n. 3, p. 161-169, 1989.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Adriano C. Lisboa graduou-se em 2001, obteve título de mestre em 2003 e título de doutor em 2008 em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente é diretor de tecnologia da ENACOM, empresa da qual é co-fundador.

Lucas S. M. Guedes graduou-se em 2010 em engenharia de produção pela Universidade Federal de Minas Gerais e obteve título de mestre em 2012 em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente faz doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais e trabalha na empresa ENACOM.

Grazielle F. Silva cursa engenharia de controle e automação pela Universidade Federal de Minas Gerais e faz estágio na empresa ENACOM.

Douglas A. G. Vieira graduou-se em 2003 e obteve título de doutor em 2006 em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com período sanduíche na Universidade de Oxford. Atualmente é diretor executivo da ENACOM, empresa da qual é co-fundador.