

Programação de Manutenção em Redes Elétricas Preservando a Segurança Operativa

Leonardo Gonzaga da Silva* Rainer Zanghi**
Julio Cesar Stacchini de Souza*** Milton Brown Do Coutto Filho****

* Pós-Graduação em Eng. Elétrica e Telecomunicações, Universidade Federal Fluminense, RJ, (e-mail: leonardogonzaga@id.uff.br).

** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, RJ (e-mail: rzanghi@id.uff.br)

*** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Fluminense, RJ (e-mail: julio@ic.uff.br)

**** Instituto de Computação, Universidade Federal Fluminense, RJ (e-mail: mbrown@ic.uff.br)

Abstract: The maintenance of electrical network equipment becomes important to preserve their lifespan and should be carried out without compromising power system operation reliability. The agents that own transmission equipment deal with the maintenance scheduling problem having as priority the minimization of costs related to logistics and forced outages. They have to submit their maintenance requests to the independent system operator, who is responsible for analyzing them and establishing an integrated maintenance schedule. This is done by performing operation planning studies that seek safe and reliable operating scenarios in which network equipment are out of service for maintenance. This work presents a methodology for scheduling the maintenance of electrical transmission network equipment, with the objective of preserving system operation security as much as possible. Test results obtained for a benchmark test system illustrate the effectiveness of the proposed approach.

Resumo: A manutenção em equipamentos integrantes de redes elétricas torna-se importante para a preservação da vida útil de tais componentes, a ser realizada sem comprometer a confiabilidade da operação do sistema em que estão inseridos. Os agentes proprietários dos equipamentos lidam com o problema do agendamento da manutenção visando minimizar custos com logísticas e indisponibilidade forçada, submetendo as solicitações para aprovação do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Este, por sua vez, tem a responsabilidade de analisar as solicitações recebidas e definir um agendamento que garanta que a rede permaneça com sua operação íntegra, segura e com confiabilidade sistêmica. Este trabalho apresenta uma metodologia para o agendamento da manutenção em equipamentos de redes elétricas de transmissão, com o objetivo de preservar ao máximo a segurança operativa durante o período em que os desligamentos ocorrem. Resultados de testes realizados com um sistema padrão da literatura ilustram a efetividade da abordagem proposta.

Keywords: maintenance schedule; operation; planning; security; optimization

Palavras-chaves: programação de manutenção; operação; planejamento; segurança; otimização

1. INTRODUÇÃO

A complexidade do planejamento da operação em sistemas elétricos vem aumentando no decorrer dos últimos anos, principalmente pelos seguintes motivos:

- aumento da inserção de fontes intermitentes, que trazem maior grau de variabilidade ao balanço entre geração e carga;
- inserção de novas tecnologias na transmissão, por exemplo, elos de corrente contínua, tornando necessário a realização de estudos complementares para identificar os problemas causados pela proximidade elétrica de subestações conversoras, conhecidos como *multi-infeed*;

- crescente número de equipamentos sob responsabilidade do operador do sistema.

A manutenção de equipamentos de redes elétricas geralmente requer desligamentos na rede, cujos efeitos devem ser cuidadosamente analisados nos estudos de planejamento da operação do sistema elétrico. Em Froger et al. (2016), há uma revisão sobre o tema de manutenção na indústria de energia elétrica, pontuando as principais abordagens e métodos utilizados para solucionar o problema de agendamento de manutenções tanto nos segmentos de geração quanto de transmissão de energia elétrica.

O problema do agendamento de manutenções em hidrogeneradores encontra-se entre os mais estudados na literatura (Oliveira et al., 2021) e (Rodriguez et al., 2018). Métodos

de programação linear inteira mista foram utilizados em Perez-Canto e Rubio-Romero (2013), a otimização por enxame de partículas em Ekpenyong et al. (2012) e algoritmos genéticos com otimização extrema em Reihani et al. (2010).

Na transmissão, Kulkarni et al. (2018) apresenta a solução do problema com o objetivo de minimizar os custos e perdas de receitas que podem ocorrer por desligamentos das linhas da rede na operação do sistema. Métodos como algoritmos genéticos (Langdon, 1997) e decomposição de Benders (Lv et al., 2012) foram também aplicados à manutenção de equipamentos de transmissão.

No sistema elétrico brasileiro, os ativos de transmissão são remunerados de acordo com sua disponibilidade, incidindo descontos quando ocorrem indisponibilidades, sejam elas programadas ou não. Em Neto et al. (2015) e Neto e Castro (2021) o problema da programação de manutenção é abordado pelo ponto de vista da maximização da disponibilidade e confiabilidade, minimizando as perdas e custos financeiros que decorrem dos processos de manutenção.

Segundo Zanghi (2016), as estratégias para o tratamento do problema de desligamentos de equipamentos em redes elétricas carecem de ferramentas específicas e dedicadas a esta tarefa, uma vez que as estratégias atualmente empregadas são baseadas em análises simplificadas e na experiência dos analistas e/ou operadores.

Em Zanghi et al. (2019), o problema de programação de desligamentos é abordado sob a ótica dos agentes proprietários dos equipamentos que sofrerão manutenção, sendo o principal objetivo a minimização dos desvios entre os horários iniciais solicitados para a manutenção dos equipamentos e os horários efetivamente aprovados para a realização das manutenções, sempre respeitando os limites operativos. Já em Neto e Castro (2021) o problema do agendamento de manutenções tem como principal objetivo a minimização das perdas de receitas que ocorrem devido às indisponibilidades, sejam elas programadas ou não.

O presente trabalho aborda o problema de agendamento de manutenções em redes elétricas do ponto de vista do operador independente, cuja preocupação principal é de que a retirada dos equipamentos não impacte negativamente a qualidade/segurança da operação do sistema. Propõe-se uma metodologia para o agendamento de manutenções como um problema de otimização em que se busca maximizar a segurança operativa, respeitando-se restrições de operação e a necessidade de atendimento a toda a demanda durante o período em que as manutenções ocorrem. A metodologia apresentada para propor agendas de manutenção que não comprometam a qualidade da operação do sistema elétrico e que preservem ao máximo a sua segurança foi aplicada em um sistema típico.

2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

As intervenções em redes elétricas são necessárias para a realização de manutenções preventivas, corretivas ou para integrar novos equipamentos para expansão da rede. A manutenção preventiva é necessária para prevenir falhas e prolongar a vida útil do equipamento. Geralmente, o cronograma de manutenção seguido pelo proprietário do equipamento é o sugerido pelo fabricante. As manutenções

corretivas, de modo geral, ocorrem com um certo grau de urgência, sendo necessárias após falhas ou acidentes que impedem o pleno funcionamento do equipamento. Já no caso da integração de novos equipamentos, existe a necessidade de desenergizar os equipamentos existentes visando assegurar a segurança da equipe envolvida no procedimento. Uma ação interessante é, sempre que possível, aproveitar eventos relacionados à integração de novos equipamentos para realizar manutenções preventivas em outros que devem em função disso serem também desenergizados, aproveitando assim o momento de indisponibilidade programada. Em todo caso, independente da situação que dá origem a uma necessidade de manutenção, é sempre fundamental avaliar o impacto provocado no sistema pela retirada de operação dos equipamentos envolvidos.

Os agentes proprietários de equipamentos de transmissão devem submeter ao operador independente suas solicitações de manutenção e este, por sua vez, tem o desafio de aprovar ou postergar as solicitações de manutenção recebidas, definindo um cronograma integrado de manutenções. Para tal, deve analisar o impacto que a retirada de equipamentos para manutenção provocará na operação do sistema, buscando sempre definir um cronograma que preserve a qualidade e a segurança operativa.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema - ONS possui a responsabilidade de coordenar o processo de programação e reprogramação das intervenções, analisar as solicitações de intervenção na Rede de Operação¹, aprovar ou indeferir e, se necessário, cancelar ou reprogramar as intervenções solicitadas pelos agentes proprietários dos ativos. Os procedimentos para as análises e ordenação de prioridades estão dispostos em procedimentos normativos (ONS, 2021b), aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e envolvem requisitos como a necessidade de atendimento contínuo à demanda, a não violação de restrições operativas e a suportabilidade a contingências pré-definidas.

A necessidade de acomodar todas as solicitações de manutenção em uma determinada janela de tempo em que o sistema pode estar submetido a diferentes condições de carregamento e de topologia (devido aos próprios desligamentos solicitados e a contingências para as quais se deseja estar prevenido), faz com que o problema de programação de intervenções em redes elétricas tenha alta complexidade. A quantidade de soluções possíveis é extremamente grande, podendo muitas delas serem inviáveis ou não atender satisfatoriamente à necessidade de operação adequada e segura do sistema de potência. De modo a lidar com a complexidade inerente ao problema tratado, na próxima seção é apresentada uma metodologia que tem como característica a sistematização da busca por uma solução não apenas aceitável, mas que também atenda a aspiração de manter o sistema em uma condição de operação mais segura possível.

¹ União da Rede Básica, da Rede Complementar, das usinas despachadas centralizadamente e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais conectadas à Rede Básica ONS (2021a)

3. METODOLOGIA

De modo a sistematizar o processo de busca por uma solução de agendamento de manutenções por parte do operador independente, este trabalho enfoca a programação de desligamentos de equipamentos para manutenção como um problema de otimização com restrições, em que se exige a continuidade de suprimento à demanda e o atendimento a restrições operativas, ao mesmo tempo em que se objetiva maximizar a segurança da operação do sistema durante o período em que as manutenções ocorrem.

3.1 Modelagem do Problema

A equação (1) apresenta a função objetivo do problema de otimização formulado, onde a margem de segurança média (aqui definida em função da margem de potência dos ramos da rede em relação aos respectivos limites e expressa em termos percentuais) deve ser maximizada. A restrição de igualdade (2) exige que uma solução das equações algébricas não lineares de fluxo de potência seja obtida para cada um dos cenários analisados, representando a necessidade de atendimento à demanda. As restrições de desigualdade (3) e (4), por sua vez, impõem o respeito aos limites de tensão e de carregamento na rede, respectivamente.

$$\max F_{obj} = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}^{(k)} - S^{(i,k)}}{\bar{S}^{(k)}} \right) \quad (1)$$

Sujeito à:

$$g_i(\Theta, V) = 0 \quad i = 1 \dots nc \quad (2)$$

$$V_m^{min} < V_m^{(i)} < V_m^{max} \quad m = 1 \dots nb \quad (3)$$

$$S_k^{(i)} < \bar{S}_k \quad k = 1 \dots nr \quad (4)$$

Onde:

F_{obj} é a função objetivo;

nc é o número de cenários;

nr é o número de ramos;

nb é o número de barras;

$\bar{S}^{(k)}$ é o limite máximo de potência aparente no ramo k ;

$S^{(i,k)}$ é o fluxo de potência no ramo k e cenário i ;

$g_i(\Theta, V)$ representa o atendimento à demanda no cenário i na barra m , sendo (Θ, V) o vetor de variáveis de estado;

$V_m^{(i)}$ é a tensão da barra m no cenário i ;

V_m^{min} é o limite mínimo de tensão na barra m ;

V_m^{max} é o limite máximo de tensão na barra m .

As variáveis decisão do problema são os horários agendados para manutenção dos equipamentos que, uma vez estabelecidos, definem diversos cenários de operação em uma determinada janela de tempo, para os quais as condições de operação e atendimento às restrições devem ser analisadas.

É importante ressaltar que cada cenário é definido por uma condição única de carga, geração e topologia. A programação de geração e a carga dependerão do horário associado ao cenário que se deseja analisar. A topologia da rede, por sua vez, dependerá do(s) equipamento(s) desligado(s) para manutenção e se o cenário a ser analisado considera a ocorrência de uma contingência. Logo, as restrições (2), (3) e (4) devem ser atendidas não apenas nos cenários em que os equipamentos estão desligados para manutenção, mas também no caso da ocorrência de um conjunto pré-definido de contingências simples. Conforme mencionado anteriormente, a quantidade de agendamentos possíveis é muito grande, conferindo ao problema uma natureza combinatória propícia à aplicação de meta-heurísticas, como será apresentado a seguir.

3.2 Aplicação de Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos (AGs) são algoritmos evolutivos com operadores inspirados nos processos de seleção natural propostos por Charles Darwin no século XIX (Talbi, 2009). Na concepção adotada neste trabalho, o AG é uma meta-heurística utilizada como uma ferramenta para otimização da programação de manutenção em redes elétricas, de acordo com as expressões (1) a (4). Durante o processo evolutivo do AG, uma população de soluções ou indivíduos é submetida a operadores de seleção, cruzamento e mutação. Neste trabalho também é empregado o operador de elitismo, de forma que boas soluções encontradas pelo AG a cada nova geração são preservadas até que um critério de parada seja alcançado. Para conduzir o processo de busca por boas soluções, os operadores devem ser escolhidos de modo a proporcionar um equilíbrio entre a exploração em paralelo do espaço de busca (diversificação) e a intensificação da busca na vizinhança de soluções de boa qualidade.

Codificação da Solução: Em um AG, uma solução proposta para o problema é representada por um conjunto de genes denominado cromossomo. Cada gene é uma variável do problema e precisa ser codificado de acordo com suas características e os operadores escolhidos. Neste trabalho, adota-se a codificação proposta em Zanghi et al. (2019) para o problema de agendamentos de intervenções em redes elétricas, onde cada variável (gene) corresponde ao horário inicial de cada desligamento presente no agendamento. Este horário é relativo a uma janela de tempo escolhida para análise. Desta forma, cada variável pode apresentar valores inteiros de 0 a $m - 1$, onde m corresponde ao número de horas da janela de tempo. Na Figura 1, está ilustrada a codificação inteira utilizada neste trabalho para um agendamento com 10 intervenções na mesma janela de tempo. Cada variável x_i corresponde ao horário inicial de um certo desligamento, sendo representada por um número inteiro.

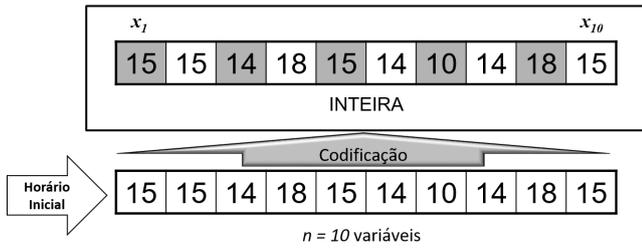


Figura 1. Codificação da solução

Operadores Genéticos: Os operadores de mutação e cruzamento empregados neste trabalho consideram a codificação inteira adotada e são aplicados a indivíduos (cromossomos) previamente selecionados. Taxas para os operadores de cruzamento e de mutação são definidas para o AG antes de sua execução. Quando o operador de mutação é executado, ele altera de forma aleatória todas as variáveis do indivíduo selecionado. A modificação realizada nas variáveis faz com que os horários iniciais de todas as intervenções sejam deslocados para outros instantes da janela de tempo considerada. O operador de cruzamento em um ponto (Talbi, 2009) é implementado neste trabalho, o qual gera dois agendamentos filhos. Cada solução filha possui desligamentos iniciando nos mesmos horários de um dos pais até o desligamento imediatamente anterior ao ponto em que se realizou o cruzamento e, a partir deste ponto, segue os horários de agendamento do outro pai. Para o operador de seleção das soluções destinadas ao cruzamento ou mutação foi adotada a técnica do torneio (Talbi, 2009) entre 3 soluções.

Função Aptidão: A função aptidão é a métrica escolhida para avaliar a qualidade da solução, guiando o processo evolutivo para uma solução ótima. Em uma otimização mono objetivo com restrições, a função aptidão pode ser definida através de uma soma ponderada de termos. Tais termos devem contemplar a representação da função objetivo e das restrições do problema, cabendo ao processo evolutivo, por meio do AG e com a aplicação dos operadores genéticos, encontrar uma solução para o problema descrito pelas expressões (1) a (4). A função aptidão adotada neste trabalho está representada na equação (5).

$$FA = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left(\frac{\bar{S}^{(k)} - S^{(i,k)}}{\bar{S}^{(k)}} \right) \times w_S - \left(\sum_{i=1}^{nc} bin^{(i)} \times w_L \right) - \left(\sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nb} |Viol_V^{(i,j)}| \times w_V \right) \quad (5)$$

Onde o primeiro termo corresponde à função objetivo (1) com um peso w_S aplicado à margem calculada para cada ramo. Sempre que a margem calculada para um dado ramo k for positiva, tem-se que $w_S(k) = 1$. Isso significa que a penalidade w_S será aplicada apenas para ramos com margem de potência negativa, o que na verdade significa a ocorrência de uma violação do limite operativo. Assim, o primeiro termo da função aptidão compreende não apenas a representação da função objetivo (1) como também das restrições de fluxo em (4). O terceiro termo da expressão da função aptidão em (5) penaliza a ocorrência de violações

dos limites de tensão nas barras da rede, estando em correspondência com a restrição (3). Já o segundo termo está em correspondência com a restrição de igualdade (2) e inclui penalizações para cenários em que não foi possível obter uma solução para as equações não lineares de fluxo de potência. A variável $bin^{(i)}$ assume um valor binário, sendo igual a 1 quando não é possível atender a demanda no i -ésimo cenário e igual a zero em caso contrário. Sempre que não for possível atender a demanda em um cenário i , a penalidade w_L será aplicada. Por outro lado, os valores de fluxo de potência nos ramos e de tensões nas barras da rede não podem ser calculados para tal cenário e neste caso informações sobre margens e violações de tensão não serão agregadas no primeiro e terceiro termos da aptidão.

4. TESTES E RESULTADOS

4.1 Descrição da Simulação

As simulações foram realizadas no software livre Octave em sistema operacional Windows 10 Enterprise, com as seguintes configurações de hardware: processador Intel(R) Core(TM) i7-10610U CPU @1.80GHz - 2.30 GHz e 16GB de memória RAM.

Para avaliar a metodologia proposta, foi utilizado o sistema IEEE 30 barras (Christie, 1999), contendo 41 ramos, o qual é amplamente utilizado na literatura. Os dados de geração e carga foram extraídos de Zanghi et al. (2019) e correspondem a 3 patamares de carga (leve, média e pesada) que ocorrem em função da hora do dia. Nas simulações realizadas foi considerada a solicitação de manutenção de 10 ramos da rede, conforme ilustra a Tabela 1. Nesta tabela são apresentados, além dos ramos a serem desligados, o horário em que se deseja realizar cada desligamento e a duração prevista para a realização da manutenção. Foi considerada também a necessidade de coordenar os desligamentos para que os mesmos iniciem dentro de uma janela de tempo de 32 horas, observando o objetivo e restrições apresentados na Seção 3.1. Os pesos adotados na função aptidão (5) foram: $w_S = 10^3$, $w_L = 10^5$, e $w_V = 10^6$. Os operadores de seleção, cruzamento e mutação adotados neste trabalho, bem como as respectivas taxas foram escolhidos de forma a se ter um bom desempenho do processo evolutivo no processo de otimização do agendamento de manutenções. Para as taxas dos operadores de cruzamento e mutação foram adotados valores de 90% e 5%, amplamente sugeridos na literatura (Talbi, 2009). Nas simulações foram também variados o tamanho da população de indivíduos e o número de gerações adotado como critério de parada do processo evolutivo, como será descrito na próxima seção.

Tabela 1. Solicitações de Manutenção

Ramos	Horário Inicial	Duração (horas)
3	15:00	6
6	15:00	5
11	14:00	6
20	18:00	6
21	15:00	4
31	14:00	5
40	10:00	6
37	14:00	5
28	18:00	4
22	15:00	5

4.2 Resultados

De modo a avaliar a sensibilidade dos resultados em relação a escolha do número de gerações e tamanho da população do AG, foram realizados testes com diferentes escolhas de valores. Para cada conjunto de valores, isto é, número de gerações e indivíduos na população, foram realizadas 20 simulações utilizando diferentes sementes para iniciar o gerador de números pseudo-aleatórios. Os conjuntos de valores testados são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros de Execução

Número de Gerações	Número de Indivíduos
50	50
50	100
100	50
100	100

A Figura 2 apresenta um *box plot* com a distribuição das aptidões das soluções obtidas pela metodologia proposta em cada teste. Dado o conjunto de parâmetros utilizados (número de gerações e indivíduos), é possível observar que a média de melhores soluções encontradas foi superior quando se adotou populações compostas por 100 indivíduos, independentemente do número de gerações. É importante ressaltar que não existem violações de potência ou de tensão em nenhuma das soluções encontradas.

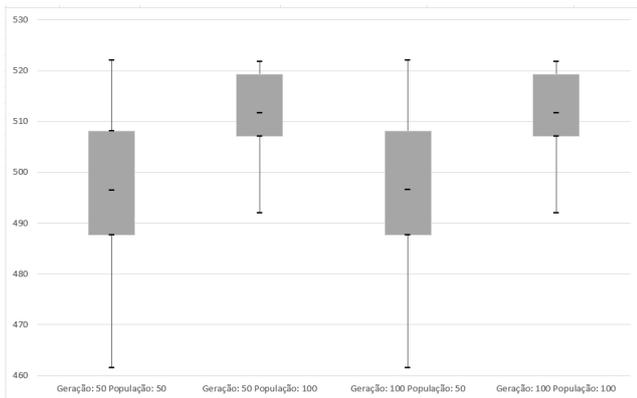


Figura 2. Parâmetros do Algoritmo Genético

A Figura 3 ilustra a melhor solução obtida quando se executou o AG por 50 gerações, utilizando uma população de 100 indivíduos. É apresentada, para cada ramo da rede, a margem média de potência que seria obtida caso se aplicasse a agenda de manutenções conforme solicitado pelos proprietários dos equipamentos e a margem otimizada segundo a metodologia proposta, descrita na Seção 3.1. Este resultado mostra que com a aplicação da metodologia proposta é possível obter um agendamento das manutenções em que a margem de segurança do sistema é claramente superior à que seria obtida aceitando-se o agendamento solicitado. A análise das diferenças de margem para cada ramo mostra ainda que após a aplicação da metodologia proposta os ramos que teriam as menores margens de acordo com o agendamento solicitado foram aqueles cujas margens foram mais aumentadas. As margens médias apresentadas na Figura 3 englobam todo o período em que as manutenções ocorrem.

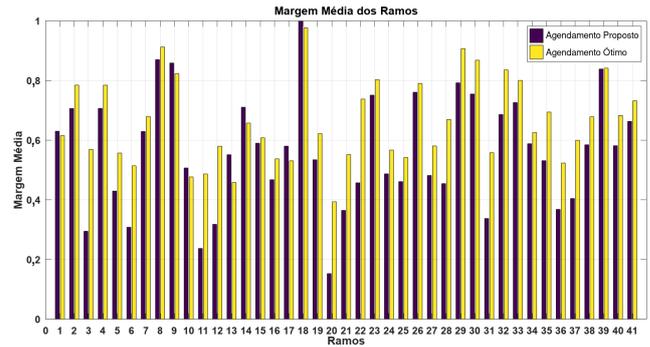


Figura 3. Margem Média nos Ramos

A Figura 4, por sua vez, apresenta a margem de potência nos ramos da rede para cada hora do dia, ao longo da janela de tempo em que as manutenções foram agendadas. São apresentadas tanto as margens observadas para o agendamento solicitado pelos proprietários dos equipamentos a serem desligados quanto o agendamento otimizado empregando-se a metodologia proposta. Cada margem corresponde à média das margens de potência de todos os ramos da rede que se encontram em operação em uma determinada hora do dia. É possível observar que o agendamento otimizado leva a uma maior margem de segurança da operação do sistema durante o período considerado, quando comparado ao que seria obtido caso as solicitações de manutenção fossem agendadas tal como recebidas. Isto é particularmente notado nos horários em que as margens da programação proposta pelos agentes seriam as menores, tendo sido significativamente aumentadas com a programação otimizada.

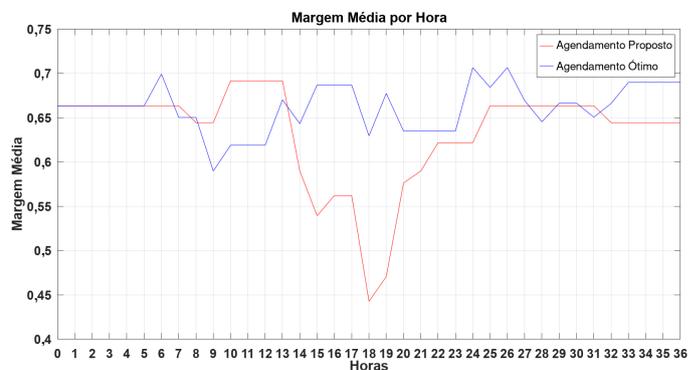


Figura 4. Margem Média por Hora

A Figura 5 apresenta, graficamente, os períodos em que ocorrem os desligamentos de acordo com a programação otimizada e com a programação que seria adotada caso as solicitações dos agentes (expressa anteriormente também na Tabela 1) fosse seguida sem modificações. Pode-se observar que as modificações na agenda de manutenções que foram introduzidas após a aplicação da metodologia proposta e que levaram à melhoria da margem de segurança da operação. Cabe ressaltar que, diferente da aplicação realizada em Zanghi et al. (2019), os desvios horários em relação aos inicialmente solicitados não foram considerados como critério de otimização, tendo sido adotada para tal somente a margem de segurança de operação.

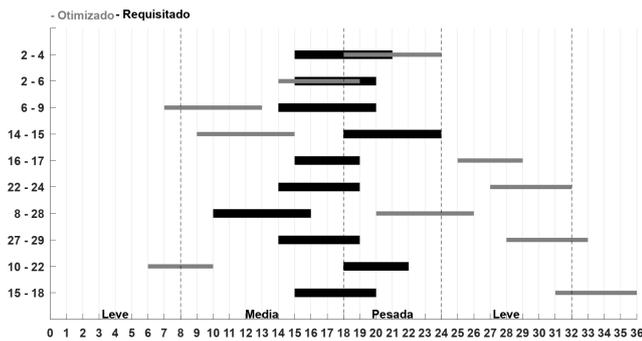


Figura 5. Horários dos Agendamentos Propostos e Otimizados

4.3 Comentários

Os resultados obtidos empregando-se a metodologia proposta revelaram que a margem de segurança do sistema é efetivamente beneficiada com a adoção do agendamento otimizado. A adoção da metodologia proposta é útil para o operador independente realizar a análise de solicitações de desligamentos de equipamentos para manutenção pelos seguintes motivos:

- permite a sistematização da análise e busca por soluções aceitáveis em um espaço de soluções bastante complexo devido à natureza combinatória do problema. Em tal processo, o AG tem um papel importante, permitindo uma busca inteligente por soluções de boa qualidade.
- a coordenação dos desligamentos para manutenção é realizada com foco no interesse do operador em preservar ao máximo a segurança do sistema. Os resultados obtidos com a aplicação da metodologia mostram que as soluções buscadas pelo AG foram aquelas que respeitam as restrições operativas do sistema ao mesmo tempo em que maximizam a margem de potência dos ramos da rede.
- o critério de parada utilizado neste trabalho foi o número máximo de gerações pré-estabelecido para a busca de soluções pelo AG. Porém, outros critérios podem ser facilmente estabelecidos, como, por exemplo, a margem de potência considerada aceitável pelo operador independente. Neste caso, a busca por soluções de melhor qualidade seria interrompida quando a margem alvo fosse atingida.
- a metodologia proposta tem flexibilidade para acomodar outras funções de aptidão, de acordo com diferentes objetivos que possam ser vislumbrados. É possível, por exemplo, balancear o atendimento às solicitações de manutenção encaminhadas pelos agentes proprietários (que foi priorizado em Zanghi et al. (2019)), com a maximização da segurança da operação buscada no presente trabalho. Neste caso, o atendimento aos agentes pode ser buscado, por exemplo, quando a margem de segurança da operação atingir um patamar pré-estabelecido. Esta e outras variações nos objetivos do problema serão alvo de investigação futura.

5. CONCLUSÃO

Este artigo apresentou uma metodologia para a programação otimizada da manutenção de equipamentos de redes de transmissão de energia elétrica. O problema tratado possui natureza combinatória e extrema complexidade, haja vista a necessidade de se coordenar um conjunto de desligamentos na rede e ao mesmo tempo garantir que o sistema opere de forma adequada e segura. A metodologia desenvolvida prioriza a margem de segurança da operação do sistema, o que interessa diretamente ao operador independente, responsável pela coordenação dos desligamentos, aceitando, negando ou remanejando as solicitações recebidas dos agentes proprietários dos equipamentos. A maximização da margem de segurança de operação é realizada por meio de um algoritmo genético, que também guia e sistematiza o processo de busca por soluções viáveis e de boa qualidade, tarefa que quando executada apenas com base na experiência de especialistas do operador independente se torna extremamente laboriosa e dificilmente explora de forma adequada o espaço de soluções. Os resultados das simulações realizadas mostram que a metodologia proposta permite a obtenção de agendamentos de manutenção em que se maximiza a margem de segurança do sistema, considerando o fluxo de potência nos ramos de transmissão, durante o período em que ocorrem as manutenções, observando determinadas restrições de operação.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da FAPERJ, CNPq e INERGE para a realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Christie, R.D. (1999). Power systems test case archive. <http://labs.ece.uw.edu/pstca/>. Acessado em 05/12/2021.
- Ekpenyong, U.E., Zhang, J., e Xia, X. (2012). An improved robust model for generator maintenance scheduling. *Electric Power Systems Research*, 92. doi:10.1016/j.epsr.2012.03.016.
- Froger, A., Gendreau, M., Mendoza, J.E., Éric Pinson, e Rousseau, L.M. (2016). Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review. doi:10.1016/j.ejor.2015.08.045.
- Kulkarni, R., Khuntia, S.R., Joseph, A., Rueda, J.L., e Palensky, P. (2018). Economic outage scheduling of transmission line for long-term horizon under demand and wind scenarios. doi:10.1109/ISGTEurope.2018.8571701.
- Langdon, W. (1997). Scheduling maintenance of electrical power transmission networks using genetic programming. *Artificial Intelligence Techniques in Power Systems (Digest No: 1997/354)*, IEE Colloquium on.
- Lv, C., Wang, J., e Sun, P. (2012). Short-term transmission maintenance scheduling based on the benders decomposition. doi:10.1109/APPEEC.2012.6307696.
- Neto, J.E.A., Moretti, A.C., e Castro, C.A. (2015). Transmission asset maintenance programming optimization - the brazilian electric system case. *IEEE Latin America Trans.*, 13, 1414-1420. doi:10.1109/TLA.2015.7111997.
- Neto, J.E.A. e Castro, C.A. (2021). Optimal maintenance scheduling of transmission assets in the brazilian electric

- system. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 32. doi:10.1007/s40313-020-00678-6.
- Oliveira, P.D.S., Oliveira, M.T.B.D., Oliveira, E., Conceicao, L.R., Marcato, A.L.M., Junqueira, G.S., e Junior, C.A.V.D.A. (2021). Maintenance schedule optimization applied to large hydroelectric plants: Towards a methodology encompassing regulatory aspects. *IEEE Access*, 9, 29883–29894. doi:10.1109/ACCESS.2021.3059734.
- ONS (2021a). Submódulo 1.2 glossário dos procedimentos de rede. URL <http://www.ons.org.br>.
- ONS (2021b). Submódulo 4.2 programação de intervenções em instalações da rede de operação. URL <http://www.ons.org.br>.
- Perez-Canto, S. e Rubio-Romero, J.C. (2013). A model for the preventive maintenance scheduling of power plants including wind farms. *Reliability Engineering and System Safety*, 119. doi:10.1016/j.res.2013.04.005.
- Reihani, E., Najjar, M., Davodi, M., e Norouzizadeh, R. (2010). Reliability based generator maintenance scheduling using hybrid evolutionary approach. doi:10.1109/ENERGYCON.2010.5771800.
- Rodriguez, J.A., Anjos, M.F., Cote, P., e Desaulniers, G. (2018). Milp formulations for generator maintenance scheduling in hydropower systems. *IEEE Trans. on Power Syst.*, 33, 6171–6180. doi:10.1109/TPWRS.2018.2833061.
- Talbi (2009). *Metaheuristics : from design to implementation*. John Wiley & Sons, Hoboken, N.J.
- Zanghi, R. (2016). *Meta-heurísticas aplicadas ao Agendamento de Intervenções em Redes Elétricas*. Ph.D. thesis, Universidade Federal Fluminense, Niterói.
- Zanghi, R., de Souza, J.C.S., Do Coutto Filho, M.B., e Assis, T.M. (2019). Optimized coordination of transmission network outages in interconnected power grids. *Electric Power Systems Research*, 170, 72–80. doi:10.1016/j.epsr.2019.01.016.