

## Otimização do Agendamento de Intervenções e da Margem de Potência em Redes Elétricas

Leonardo Gonzaga da Silva\* Rainer Zanghi\*\*  
Julio Cesar Stacchini de Souza\*\*\*

\* 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)

---

**Abstract:** The outage scheduling in transmission networks is one of the most complex tasks performed by the independent system operator (ISO), that is responsible for accepting, denying or rescheduling the outage requests planned by the equipment owners. Such requests, if approved, may cause operative problems, which have to be anticipated by the ISO by performing several analyses. If necessary, the ISO must define an outage scheduling in which all outages take place within a given time window, being also desirable to preserve system operation security as most as possible. The problem complexity resides in its combinatorial nature, as the number of combinations of possible time instants to perform the outages may be extremely high. This work proposes a methodology for the optimal scheduling of transmission equipment outages that seeks to identify an outage scheduling that, in a given time window, optimizes system operation security.

**Resumo:** O agendamento de intervenções em redes de transmissão de energia elétrica é uma das tarefas mais complexas desempenhadas pelo operador independente do sistema elétrico, o qual tem a responsabilidade de aceitar, rejeitar ou reprogramar as solicitações de desligamento planejadas pelos agentes proprietários dos equipamentos a serem desligados. Tais solicitações, se aprovadas, podem levar a problemas operativos, o que deve ser previamente analisado pelo operador independente. Caso necessário, o operador deve definir uma agenda de desligamentos que venha a conciliar a sua realização dentro de uma dada janela de tempo, sendo desejável que isto aconteça preservando ao máximo a segurança operativa. A complexidade do problema reside na sua natureza combinatória, uma vez que a combinação de horários possíveis para realizar os desligamentos pode ser extremamente grande. Este trabalho propõe uma metodologia para o agendamento ótimo de intervenções em redes de transmissão, que busca identificar uma agenda de desligamentos que, em uma dada janela de tempo, preserve ao máximo a segurança operativa.

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

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

---

### 1. INTRODUÇÃO

O pleno funcionamento dos equipamentos que compõem os sistemas elétricos depende fortemente do plano de manutenções que são realizadas. As manutenções, que inclusive são recomendadas pelos próprios fabricantes, possuem a finalidade de preservar e prolongar a vida útil, evitar falhas iminentes e garantir a disponibilidade dos equipamentos para desempenharem suas funções na rede elétrica em que estão inseridos.

O problema de programação de manutenções nos diversos segmentos do setor energia elétrica é detalhadamente abordado em Froger et al. (2016). O autor expõe os principais métodos e as abordagens que são utilizadas na solução do problema de agendamento de manutenções em regiões que possuem o sistema de energia elétrica verticalizado (monopólio nos três segmentos: geração, transmissão e

distribuição) e desverticalizado, modelo de mercado adotado no setor elétrico brasileiro. Na literatura, diversos métodos foram empregados para solucionar o problema do agendamento de manutenções: programação linear inteira mista (Perez-Canto e Rubio-Romero, 2013), algoritmos genéticos (Langdon, 1997), algoritmos genéticos com otimização extrema (Reihani et al., 2010), otimização por enxame de partículas (Ekpenyong et al., 2012), modelos markovianos (Pereira et al., 2011) e (Ardabili et al., 2022), decomposição de Benders (Lv et al., 2012) e por fim, *machine learning* (Toubeau et al., 2022).

No segmento de transmissão de energia elétrica, cujos ativos são remunerados pela sua disponibilidade, há um grande interesse por parte das concessionárias de transmissão em diminuir ao máximo os períodos de indisponibilidade, sejam elas programadas ou não. Isso porque a regulamentação vigente prevê descontos em sua receita

que são proporcionais ao período em que os equipamentos permanecem indisponíveis. Apesar de se tratar um monopólio natural, onde não há competitividade direta com outras concessionárias de transmissão, tais descontos podem impactar diretamente nos lucros e nos resultados operacionais dessas empresas. São propostas metodologias em Neto et al. (2015) e Neto e Castro (2021) que visam maximizar a disponibilidade e a confiabilidade dos equipamentos, buscando reduzir as perdas e custos financeiros inerentes aos procedimentos de manutenção.

Sob o ponto de vista do operador independente do sistema, um desafio é coordenar e analisar todas as solicitações de intervenções encaminhadas pelas concessionárias de transmissão, podendo existir períodos de simultaneidade de manutenções em diferentes equipamentos. O operador independente deve garantir que a rede não seja impactada negativamente pela ausência dos equipamentos, preservando o atendimento à demanda e atendendo os limites operacionais mínimos e máximos dos equipamentos remanescentes, tanto em condições normais de operação quanto em contingência. De acordo com Zanghi (2016), existe um vasto espaço para desenvolvimento de ferramentas específicas para subsídio à tomada de decisão pois, atualmente, o conhecimento tácito dos analistas e/ou operadores são imprescindíveis para esse processo. Em Zanghi et al. (2019), o problema do agendamento de desligamentos é abordado sob a ótica do operador independente mas visando atender as necessidades das concessionárias de transmissão. As soluções priorizadas são aquelas que minimizem os desvios entre os horários iniciais dos agendamentos solicitados pelas concessionárias de transmissão e os horários iniciais indicados para manutenção pelo operador independente, desde que apresentem condições seguras para operação do sistema. Neste trabalho, por outro lado, busca-se atender ao principal interesse do operador independente, que é a preservação da segurança operativa do sistema elétrico. Para tal, o agendamento de intervenções em redes de transmissão é representado por um problema de otimização no qual a margem de segurança do sistema deve ser maximizada durante o período em que os desligamentos ocorrem, considerando ainda as restrições operativas da rede. No desenvolvimento da metodologia proposta foi investigado o emprego de duas funções objetivo distintas, a serem maximizadas: a margem de potência e a margem mínima de potência. Resultados utilizando diferentes sistemas teste encontrados na literatura são apresentados e discutidos, indicando a eficácia da metodologia apresentada para a programação ótima das intervenções

Esse artigo está organizado da seguinte maneira: na Seção 2 é apresentado o problema do agendamento de intervenções sob a perspectiva do operador independente, na Seção 3 é apresentado a modelagem do problema e a metodologia proposta para solução. Os testes, descrição da simulação e comentários são apresentados na Seção 4.

## 2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

O papel do operador independente do sistema no Brasil é desempenhado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Dentre as diversas atribuições dessa entidade, destaca-se a responsabilidade em coordenar o processo de programação de intervenções encaminhada pelas concessi-

onárias de transmissão. Caso as solicitações não possam ser atendidas, devido à restrições de natureza sistêmica, o ONS deve reprogramá-las para períodos em que a execução dos procedimentos sejam favoráveis. A aprovação, cancelamento ou reprogramação das intervenções são fundamentadas em análises e estudos de planejamento da operação que levam em consideração as condições de carregamento do sistema, possibilidade de atendimento aos níveis de tensão desejados, compatibilidade das condições eletroenergéticas e das metas energéticas com as restrições que possam ocorrer devido às intervenções solicitadas (ONS, 2021b). Mais detalhes sobre as premissas, critérios e metodologia utilizada nos estudos elétricos do sistema brasileiro pode ser encontrada em ONS (2021a).

Existe um elevado número de possíveis combinações de cenários devido aos diferentes parâmetros considerados nos estudos. O problema do agendamento de intervenções caracteriza-se como um problema de natureza intrinsecamente combinatória, favorecendo o uso de métodos de solução adequados para o tratamento destes tipos de problema, como por exemplo, as meta-heurísticas.

## 3. METODOLOGIA

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia para busca de solução de agendamentos a partir da aplicação de algoritmos genéticos. São apresentadas duas formas de avaliação da solução que devem atender a certas condições de contorno que delimitam o problema e serão vistas a seguir.

### 3.1 Modelagem do Problema

O agendamento ótimo de intervenções foi formulado neste trabalho como um problema de otimização mono objetivo e possui como variáveis de decisão os horários iniciais de desligamento de cada equipamento. Um agendamento de manutenções é definido por um arranjo de variáveis e pode ser composto por diversos cenários de operação. Os cenários de operação são compostos pela combinação dos seguintes fatores: despacho de geração, carregamento do sistema e topologia da rede. A presença de diversas características de interesse na definição explica a variabilidade do número de cenários de operação (doravante designado apenas como cenários) em função de cada agendamento de manutenções. Enquanto o despacho de geração e o carregamento do sistema são previamente conhecidos para o período em que os desligamentos devem ocorrer, a topologia da rede irá variar em função dos desligamentos programados ou pela consideração de determinada contingência. O número de cenários possíveis é dado pela Equação (1).

$$nc = N_{PC} * N_{CTG} * (2^{N_D} - 1) \quad (1)$$

Onde:

$nc$  é o número de cenários;

$N_{PC}$  é o número de patamares de carga;

$N_{CTG}$  é o número de contingências consideradas;

$N_D$  é o número de desligamentos.

Neste trabalho são investigadas duas funções objetivo para o problema de otimização do agendamento de intervenções em redes de transmissão. A primeira, denominada  $F_{obj1}$ , representa a margem de potência aparente nos ramos, calculada a partir do somatório da diferença entre o limite de fluxo de potência aparente e o fluxo de potência aparente no ramo  $k$  no cenário  $i$ , dividida pelo limite de fluxo de potência aparente no ramo  $k$ . Logo, a margem de potência é calculada em termos percentuais. Tal função objetivo é apresentada na Equação (2). A segunda função objetivo investigada é representada pela Equação (3) e considera a maximização da margem mínima de potência aparente, obtida a partir da menor margem verificada em todos os ramos ( $k = 1...nr$ ) de todos os cenários ( $i = 1...nc$ ). Em ambos os casos objetiva-se otimizar a margem de segurança do sistema na janela de tempo em que os desligamentos ocorrem.

$$F_{obj1} = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left( \frac{\bar{S}^{(k)} - S^{(i,k)}}{\bar{S}^{(k)}} \right) \quad (2)$$

$$F_{obj2} = \Delta S_{min} \quad (3)$$

Onde:

$$\Delta S_{min} = \min \left\{ m_S \mid m_S = \frac{\bar{S}^{(k)} - S^{(i,k)}}{\bar{S}^{(k)}} \right\}, \quad (4)$$

$\forall i = 1...nc, \forall k = 1...nr$

Pode-se, portanto, formular o seguinte problema de otimização para o agendamento ótimo de desligamentos em redes de transmissão:

$$Max F_{obj} \quad (5)$$

Onde:

$F_{obj}$  é a função objetivo, podendo ser usada a  $F_{obj1}$  ou a  $F_{obj2}$ .

Sujeito à:

$$g_i(\Theta, V) = 0 \quad i = 1...nc \quad (6)$$

$$V_m^{min} < V_m^{(i)} < V_m^{max} \quad m = 1...nb \quad (7)$$

$$S_k^{(i)} < \bar{S}_k \quad k = 1...nr \quad (8)$$

Onde:

$F_{obj}$  é a função objetivo;

$nr$  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  $i$ , sendo  $(\Theta, V)$  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  $m$ .

Neste trabalho as duas funções objetivo ( $F_{obj1}$  e  $F_{obj2}$ ) foram testadas no lugar de  $F_{obj}$ . A restrição (6) representa a necessidade de atendimento à demanda, exigindo uma solução para as equações algébricas não lineares de fluxo de potência para cada cenário analisado. As restrições (7) e (8) representam, respectivamente, o atendimento aos limites de tensão nas barras e de fluxo de potência aparente nos ramos da rede.

### 3.2 Aplicação de Algoritmos Evolutivos

Neste trabalho, foi utilizado um Algoritmo Evolutivo (AE) como ferramenta de otimização. Estes algoritmos são meta-heurísticas inspiradas na teoria da Seleção Natural proposta para explicar a evolução de entes biológicos. Os AEs utilizam uma função de aptidão para guiar um processo de busca de boas soluções dentre uma população de indivíduos. Cada indivíduo ou solução é composto por um conjunto de variáveis, que são modificadas durante um processo evolutivo por operadores de seleção, cruzamento e mutação (Talbi, 2009). A cada iteração ou geração do AE, uma população de soluções é submetida aos operadores genéticos, emulando a influência da Seleção Natural em um processo evolutivo. Através do uso de um operador de elitismo, é possível preservar as melhores soluções obtidas na execução do AE.

**Codificação da Solução** Na otimização do agendamento de intervenções, as variáveis de interesse foram definidas como os horários iniciais dos desligamentos em uma janela de tempo definida. Desta forma, define-se os limites inferiores e superiores de cada variável, que se restringem a números inteiros positivos. Na terminologia bioinspirada utilizada em AEs, cada variável da solução corresponde a um gene do indivíduo e o vetor dos horários iniciais de todos os desligamentos corresponde ao cromossomo da solução. Para codificar as variáveis foram utilizados números inteiros entre 0 e 31.

**Operadores Genéticos** Os operadores genéticos são empregados no processo iterativo do AE e dependem da codificação escolhida. A partir destes operadores, é possível aumentar a regular a exploração de maior abrangência e a intensificação de vizinhanças do espaço de busca. Neste trabalho, foi adotada a seleção por torneio como operador responsável em escolher os pares de indivíduos da população atual que serão submetidos ao operador de cruzamento. São escolhidos  $n$  indivíduos aleatoriamente e selecionados dois que tem as melhores aptidões. Para o cruzamento, foi escolhido o operador de um ponto (Talbi, 2009). Na aplicação deste trabalho, o ponto sorteado define as variáveis ou genes do cromossomo que serão trocadas entre os dois indivíduos selecionados para o cruzamento. Como resultado, os pais são substituídos pelos novos indivíduos gerados a partir de seu material genético. Busca-se com este operador que o material genético presente em boas soluções seja preservado na população e misturado entre os indivíduos. Para o operador de mutação, foi adotada uma abordagem em que uma perturbação é feita em

todas as variáveis da solução. Este operador é acionado em menor frequência e busca diversificar as soluções para evitar convergências prematuras em soluções sub-ótimas.

**Função Aptidão** A função aptidão representa a adaptabilidade do indivíduo ao meio e informa ao processo evolutivo a avaliação de cada solução. Através de um valor atribuído por esta função a cada solução, é possível guiar os operadores utilizando critérios alinhados com os objetivos do problema para selecionar as soluções. A formulação das funções aptidão adotada neste trabalho considera o objetivo e as restrições definidas nas funções objetivo como uma soma ponderada e retorna um valor único para cada solução, que deverá ser maximizado. A escolha dos pesos é feita de modo a permitir calibrar a importância da consideração das restrições do problema por parte do analista.

O primeiro termo da  $FA_1$  é referente a  $F_{obj_1}$  com o peso  $w_S$ . O peso  $w_S(k)$  assume valor igual a 1 sempre que a margem de potência aparente no ramo  $k$  for positiva. A penalidade  $w_S$  só será aplicada aos ramos que apresentarem margem de potência negativa, o que representa violações de fluxo de potência aparente. O terceiro termo está relacionado com a restrição de limite de tensão nas barras visto na Equação (7). O peso  $w_V$  penaliza as soluções que apresentam violações de tensão e assume valor igual a 0 quando não estas não ocorrem. E por fim, o segundo termo está relacionado com a Equação (6) e representa o atendimento à demanda. Sempre que as equações não-lineares de fluxo de potência não puderem ser solucionadas para o cenário  $i$ , a variável binária  $bin^{(i)}$  assume valor igual a 0. Vale ressaltar que nessa condição, os valores de margem de potência e tensões nas barras não são computados no primeiro e terceiro termo da Equação (9).

$$FA_1 = \sum_{i=1}^{nc} \sum_{k=1}^{nr} \left( \frac{\bar{S}^{(k)} - S^{(i,k)}}{\bar{S}^{(k)}} \right) \times w_S - \left( \sum_{i=1}^{nc} bin^{(i)} \times w_L \right) - \left( \sum_{i=1}^{nc} \sum_{j=1}^{nb} |Viol_V^{(i,j)}| \times w_V \right) \quad (9)$$

Para a  $FA_2$ , o peso  $w_{min}$  penaliza as soluções de maximização da margem mínima que apresentam violações de fluxo de potência nos ramos  $k$  aparente e/ou violações de tensão nas barras  $m$ . Quando não ocorrem violações, o peso  $w_{min}$  assume valor igual a 1. Mas, quando há violações, ocorre uma penalização proporcional ao total de violações verificadas no cenário  $i$ , ramo  $k$  e barra  $m$ , representadas pelo numerador  $n_{flux}^{(i,k)} + n_{viol}^{(i,m)}$ . O denominador  $nc \times (nb + nr)$  representa a soma do número de ramos e de barras que compõem todos os cenários que estão sendo analisados. Para ilustração, suponhamos que para um determinado sistema, o número total de ramos seja 41, o número de barras seja 30 e o total de cenários analisados seja 9. Para uma hipotética solução, suponhamos que são verificadas 3 violações de fluxo de potência aparente e 1 violação de tensão, neste caso, o peso  $w_{min}$  assumiria valor de 0,9937.

$$FA_2 = w_{min} \times \Delta S_{min} \quad (10)$$

$$w_{min} = 1 - \frac{n_{flux}^{(i,k)} + n_{viol}^{(i,m)}}{nc \times (nb + nr)} \quad (11)$$

## 4. TESTES E RESULTADOS

### 4.1 Descrição da Simulação

De modo avaliar a eficácia da metodologia proposta, foram utilizados os sistemas IEEE 30 e 57 barras (Christie, 1999). Os dados de geração, carga, limites de tensão nas barras e limites de fluxos de potência aparente nos ramos foram extraídos de Zanghi et al. (2019).

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentados, respectivamente para os sistemas IEEE 30 e 57, os conjuntos de solicitações de manutenções nos ramos e que, conseqüentemente, necessitam ser desligados. São apresentados também os horários iniciais e a duração necessária para realização de cada intervenção.

Tabela 1. Solicitações de Manutenção - IEEE 30 Barras

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

Tabela 2. Solicitações de Manutenção - Sistema IEEE 57 Barras

Ramos	Horário Inicial	Duração (horas)
3	8:00	6
10	10:00	5
36	14:00	6
14	18:00	6
52	15:00	4
76	08:00	5
66	10:00	6
71	14:00	5
58	18:00	4
28	15:00	5

A metodologia proposta deve propor novos horários iniciais de manutenções, a partir das funções objetivo e restrições apresentadas na Seção 3.1. Para tal, é definida uma janela temporal na qual as manutenções devem ser iniciadas. Nesse trabalho, foi considerada uma janela temporal de 32 horas.

As taxas de cruzamento e mutação adotados foram, respectivamente, 90% e 5%, valores sugeridos na literatura (Talbi, 2009). Foi adotada uma população constante de 100 indivíduos e, como critério de parada, cada execução do AE teve 50 gerações. Para a seleção, foram realizados torneios com 3 indivíduos.

#### 4.2 Resultados

Para o sistema IEEE 30 barras, são apresentados na Figura 1 o agendamento inicialmente requisitado, ou seja, solicitado pelos agentes proprietários dos equipamentos e o agendamento ótimo obtido através da aplicação da metodologia proposta, tendo como função objetivo a Equação (2). É importante destacar que o procedimento de busca por soluções, atendendo todas as restrições que delimitam o problema, é um processo complexo onde diversas combinações de agendas de desligamentos são analisadas e avaliadas, de modo a obter a melhor resposta dentro das premissas utilizadas.

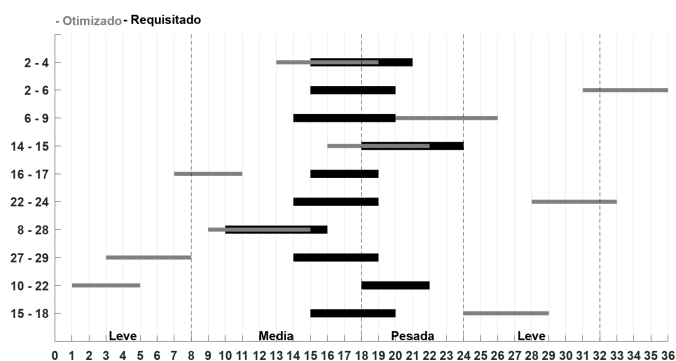


Figura 1. Horários dos agendamentos requisitado e otimizado - Maximização da margem média - Sistema IEEE 30 Barras

Na Figura 2 são apresentados, em escala horária, a margem de fluxo de potência aparente de ambos os agendamentos. Nota-se que o período mais crítico, ou seja, com a menor margem de potência, coincide com a simultaneidade de diversos desligamentos no agendamento requisitado somado ao início do patamar de carga pesada. No agendamento ótimo, o período mais crítico também coincide com o patamar de carga pesada, entretanto, com um menor número de desligamentos. Esse procedimento de sugerir que desligamentos ocorram em patamares de carga mais leves e sem concomitância é semelhante ao que ocorre na rotina diária dos analistas/operadores responsáveis pelas análises de intervenções quando reorganizam e coordenam as solicitações que podem levar o sistema à um nível de maior criticidade. Porém, isto é realizado com base na experiência, sem garantir que a margem de potência nos ramos seja otimizada, sendo o atendimento às restrições operativas a única preocupação.

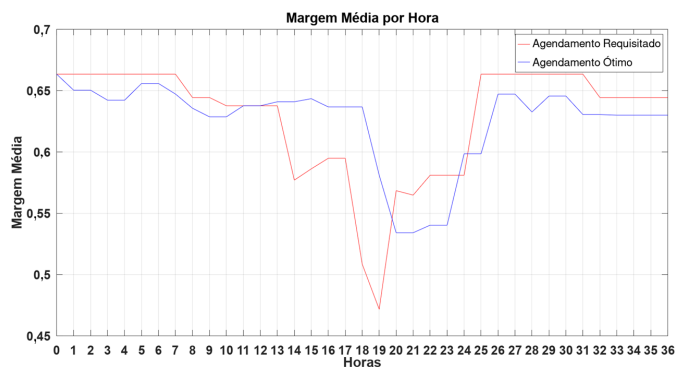


Figura 2. Margem horária - Maximização da margem média - Sistema IEEE 30 Barras

Importante destacar que a Figura 1 e a Figura 2 não devem ser analisadas isoladamente pois, a priori, pode se concluir que a margem de potência do agendamento requisitado é maior que o agendamento ótimo em determinados períodos. Entretanto, tal feito ocorre exclusivamente em momentos em que não há desligamentos no agendamento requisitado, diferente do agendamento ótimo. Esse efeito pode ser percebido no período entre 0:00 e 10:00 horas, no qual quatro manutenções foram iniciadas no agendamento ótimo enquanto nenhuma ocorre no agendamento requisitado.

A Figura 3 apresenta as margens médias de todos os cenários que compõe as agendas de manutenção em cada ramo. Observa-se um dos efeitos da otimização realizada pela metodologia proposta através do perceptível incremento da margem média em grande parte dos ramos que compõem o sistema IEEE 30 barras e, em especial, aqueles cujas margens médias são menores no agendamento requisitado.

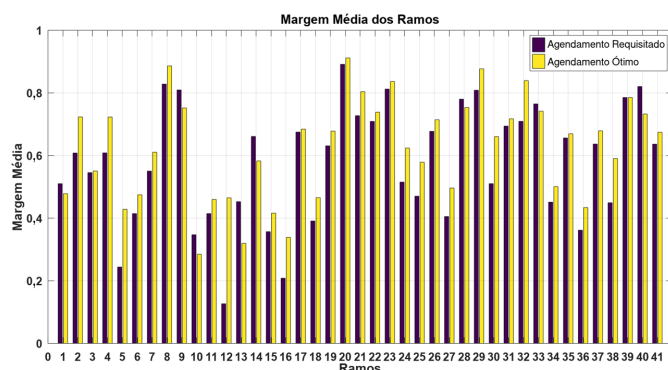


Figura 3. Margem média por ramo - Maximização da margem - Sistema IEEE 30 Barras

A Figura 4 apresenta as agendas de manutenções requerida e otimizada pelo algoritmo genético utilizando a Equação (3) como função objetivo. É importante observar que, a partir da alteração do objetivo, o resultado dos horários de manutenção obtidos através do algoritmo genético também é alterado. Isso é evidenciado através das diferenças constatadas entre a Figura 1 e a Figura 4.

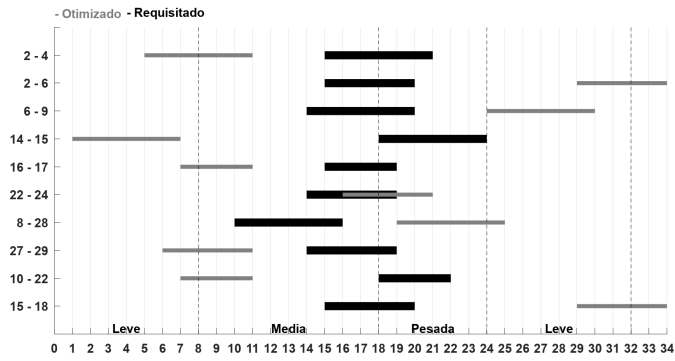


Figura 4. Horários dos agendamentos requisitado e otimizado - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 30 Barras

A Figura 5 apresenta a margem mínima horária, ou seja, a menor margem verificada em todos os ramos que compõem aquele cenário naquele horário. Observa-se que, para o agendamento requisitado, são verificadas violações de fluxo de potência aparente no período entre 15:00 e 19:00 horas. Tal situação impossibilita a liberação desse agendamento de manutenção, pois tal arranjo pode conduzir o sistema a um ponto de operação indesejável.

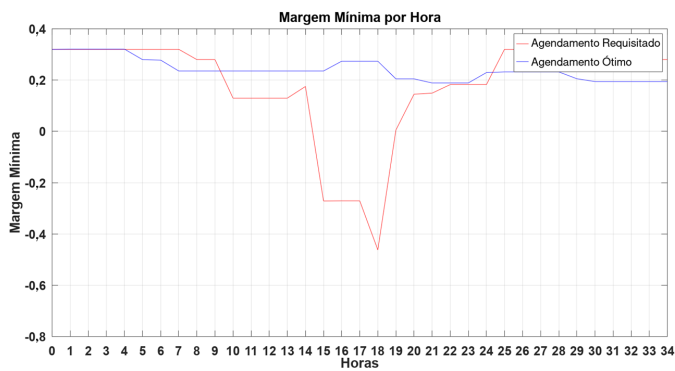


Figura 5. Margem mínima horária - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 30 Barras

Como a função objetivo utilizada nessa etapa de testes é a maximização da margem mínima nos ramos, o algoritmo genético é capaz de conduzir o processo de busca para uma solução onde espera-se que as margens mínimas do agendamento ótimo, em sua grande maioria, sejam superiores àquelas do agendamento requisitado. A eliminação das violações de fluxo que ocorrem devido à simultaneidade de desligamentos no agendamento requisitado pode ser observada no agendamento ótimo na Figura 6.

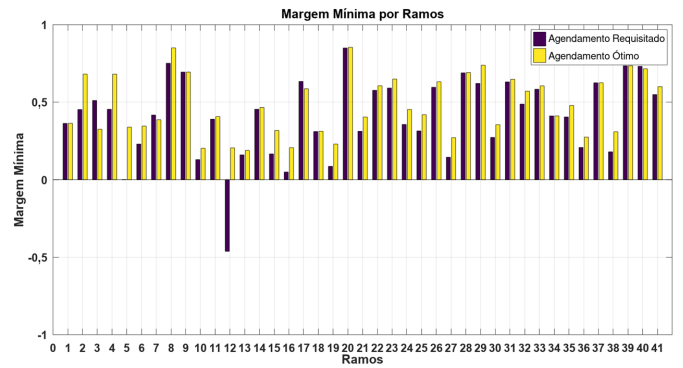


Figura 6. Margem mínima por ramo - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 30 Barras

De modo a verificar a capacidade das metodologias propostas na busca de soluções que eliminem as violações que possam ocorrer, o agendamento requisitado do sistema IEEE 57 barras foi organizado de tal modo que causassem algumas violações em alguns ramos do sistema. Na Figura 7 é apresentado o agendamento requisitado e o agendamento ótimo, encontrado pelo algoritmo genético.

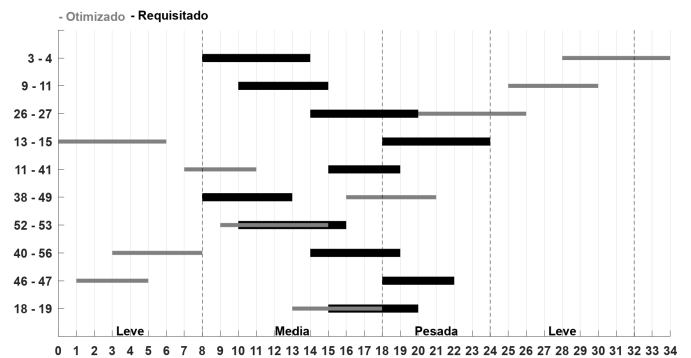


Figura 7. Horários dos agendamentos requisitado e otimizado - Maximização da margem - Sistema IEEE 57 Barras

A Figura 8 apresenta a margem de potência horária com a maximização da margem.

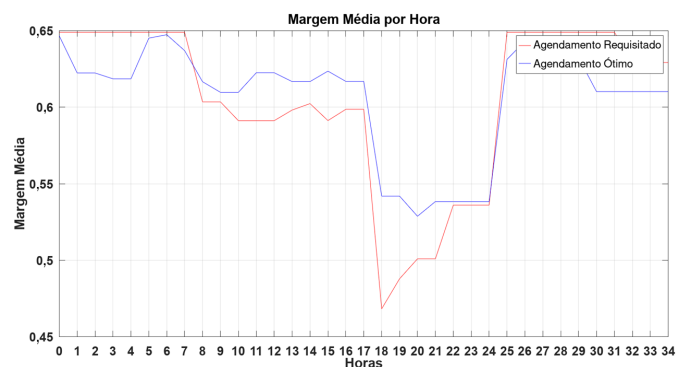


Figura 8. Margem média de potência - Maximização da margem - Sistema IEEE 57 Barras

A Figura 9 apresenta as margens médias por ramo no sistema IEEE 57 barras para agendamento requisitado e

ótimo. Percebe-se a notória elevação das margens médias nos ramos.

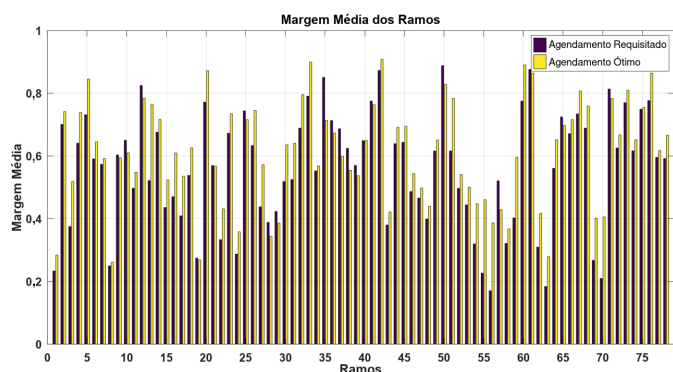


Figura 9. Margem média por ramo - Maximização da margem - Sistema IEEE 57 Barras

A Figura 10 apresenta o agendamento requisitado e o ótimo para o sistema IEEE 57 barras com otimização da margem mínima. Evidencia-se novamente que, a partir de diferentes objetivos, obtém-se resultados distintos para o mesmo sistema e agendamento requisitado.

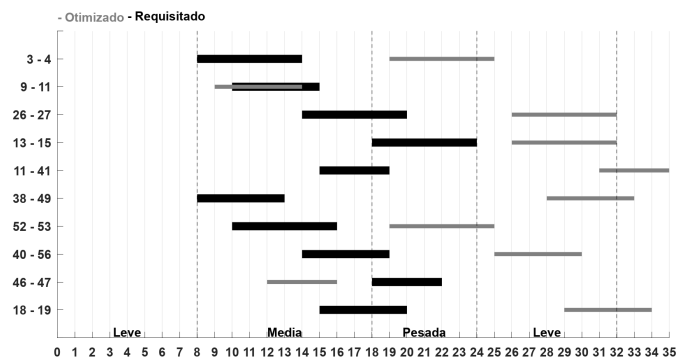


Figura 10. Horários dos agendamentos requisitado e otimizado - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 57 Barras

A Figura 11 apresenta os resultados obtidos da margem mínima para o agendamento requisitado e o agendamento ótimo. Tal qual como ocorreu ocorreu no sistema IEEE 30 barras, observa-se violações de fluxo de potência aparente no agendamento requisitado durante período aproximado entre 19:00 e 21:00 horas. Consequentemente esse agendamento não poderia ser liberado, pois poderia conduzir a um ponto indesejável de operação.

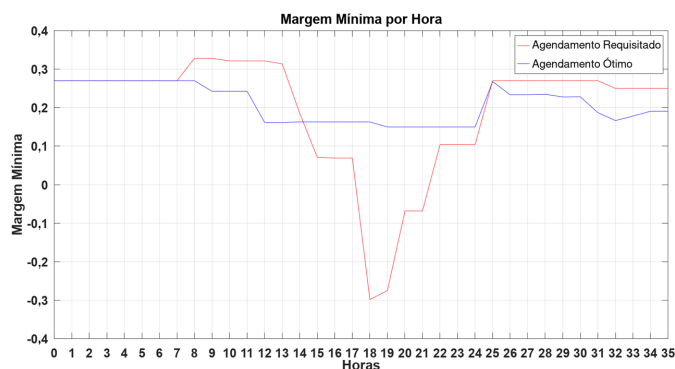


Figura 11. Margem mínima horária - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 57 Barras

E por fim, a Figura 12 apresenta as margens mínimas por ramo do agendamento requisitado e o ótimo. Apesar de ocorrer mais violações de fluxo de potência aparente no sistema IEEE 57 barras, todas essas violações são eliminadas no agendamento ótimo, o que demonstra a efetividade da metodologia proposta.

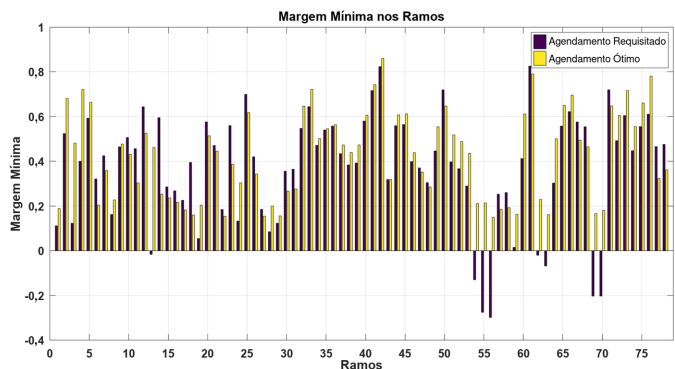


Figura 12. Margem mínima horária - Maximização da margem mínima - Sistema IEEE 57 Barras

Os resultados obtidos com a maximização da margem mínima de potência também revelam a eficácia da metodologia proposta para a obtenção de agendas de intervenção que otimizam a segurança operativa. A utilização de uma ou outra função objetivo dependerá dos objetivos do operador independente, podendo ainda as duas serem individualmente aplicadas para posterior análise e escolha do agendamento a ser adotado. É importante ainda ressaltar que a metodologia proposta pode ser facilmente adaptada para priorizar a otimização da margem em certos ramos da rede, considerados mais críticos e importantes pelo operador independente. Tal adaptação será alvo de trabalho futuro.

## 5. CONCLUSÃO

O presente artigo abordou o problema do agendamento de manutenção em redes elétricas e apresentou uma metodologia para a busca de soluções que otimizam a segurança operativa do sistema. A metodologia proposta vai ao encontro do interesse de operadores independentes, que possuem o desafio de, ao receber as solicitações de intervenção, analisá-las e decidir entre aceitá-las ou postergá-las.

Por se tratar de um problema de natureza combinatória, a aplicação de meta-heurísticas torna-se interessante. Na metodologia proposta foi investigado o emprego de duas funções objetivo distintas em um problema de otimização que considera ainda como restrições o atendimento a limites operativos da rede elétrica. Ambas as funções objetivo foram empregadas com a mesma finalidade: a otimização da segurança operativa do sistema. Durante o processo evolutivo por busca de soluções ótimas foram testadas a maximização da margem de fluxo de potência aparente e a maximização da margem mínima de potência aparente nos ramos da rede. Simulações foram realizadas de modo a validar a metodologia proposta, a qual levou a excelentes resultados nos testes realizados com os sistemas IEEE 30 barras e 57 barras, obtendo soluções que garantiram um ponto de operação claramente mais seguro.

#### AGRADECIMENTOS

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

#### REFERÊNCIAS

- Ardabili, H.A.R., Haghifam, M.R., e Abedi, S.M. (2022). A stochastic markov model for maintenance scheduling in the presence of online monitoring system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 37(4), 2831–2842. doi:10.1109/tpwr.2021.3117862. URL <https://doi.org/10.1109/tpwr.2021.3117862>.
- Christie, R.D. (1999). Power systems test case archive. <http://labs.ece.uw.edu/pstca/>. Acessado em 16/03/2022.
- 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.epr.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.
- 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.
- ONS (2021a). Submódulo 2.3 premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. 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>.
- Pereira, F.E.L., Prada, R.B., Melo, A.C.G.D., Rodrigues, A.B., e da Guia da Silva, M. (2011). Determinação do intervalo de manutenção programada da proteção de linhas de transmissão considerando-se penalidades associadas à indisponibilidade. *Revista Controle Automação*, 22, 523–534. doi:10.1590/S0103-17592011000500007.
- 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.ress.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.
- Talbi (2009). *Metaheuristics : from design to implementation*. John Wiley & Sons, Hoboken, N.J.
- Toubeau, J.F., Pardoën, L., Hubert, L., Marenne, N., Sprooten, J., Grève, Z.D., e Vallée, F. (2022). Machine learning-assisted outage planning for maintenance activities in power systems with renewables. *Energy*, 238, 121993. doi:10.1016/j.energy.2021.121993. URL <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121993>.
- 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.epr.2019.01.016.