OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E CRESCIMENTO DA VEGETAÇÃO

Brian Daniel Jaramillo León
Departamento de Engenharia Elétrica - UNESP, Câmpus de Ilha Solteira
Avenida Brasil, 56 – Centro, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil
brian.jaramillo@unesp.br

Jônatas Boás Leite
Departamento de Engenharia Elétrica - UNESP, Câmpus de Ilha Solteira
Avenida Brasil, 56 – Centro, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil
jb.leite@unesp.br

RESUMO

A causa mais comum de interrupções no fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição vem de uma combinação da interferência da vegetação com condições climáticas adversas. Neste trabalho, o problema de manutenção preventiva da vegetação é formulado como um problema de otimização combinatória multiobjetivo, que determina os cronogramas ideais de poda de árvores nas seções dos alimentadores de distribuição. O modelo de otimização considera duas funções objetivo conflitantes: uma é o custo do consumidor representado pelo custo de interrupção do cliente; e a outra é o custo da concessionária através dos custos de manutenção da vegetação. Apresenta-se uma metodologia para obter as taxas de falhas devido à vegetação nas seções, mediante o uso de um índice de confiabilidade e um modelo de crescimento da vegetação. A técnica de solução do modelo de otimização proposto é o algoritmo genético elitista de ordenação por não dominância II.

PALAVRAS CHAVE. Manutenção da vegetação, Otimização combinatória, NSGA-II.

Tópicos: Pesquisa Operacional na Área de Energia, Metaheurísticas

ABSTRACT

The most common cause of interruptions in the supply of electricity to distribution networks comes from a combination of vegetation interference with adverse weather conditions. In this work, the vegetation maintenance problem is formulated as a combinatorial multiobjective optimization problem that determines the optimal tree trimming schedules in the distribution feeder sections. The optimization model considers two conflicting objective functions: one is the cost of the customer represented by the customer interruption cost; and the other is the utility costs through the vegetation maintenance cost. A methodology is presented to obtain the vegetation failure rate in the feeder sections, using a reliability index and a vegetation growth model. The solution technique of the proposed multiobjective optimization model is the elitist nondominated sorting genetic algorithm II.

KEYWORDS. Vegetation Maintenance, Combinatorial Optimization, NSGA-II.

Paper topics: Operational Research in the Energy Area, Metaheuristics

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

1. Introdução

O sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE) é a parte do sistema de energia elétrica (SEE) que distribui a eletricidade das linhas de transmissão de alta tensão até os pontos de consumo. Os SDEE são principalmente aéreos e, na maioria das vezes, operam de forma radial. As redes aéreas estão expostas a fatores externos tais como: vegetação, chuva, vento, descargas atmosféricas, animais, etc. Devido a estes fatores, as redes aéreas possuem menor nível de confiabilidade, em comparação às redes subterrâneas.

Os principais problemas associados ao crescimento da vegetação sob redes de distribuição são a perda de eficiência da iluminação pública e a interrupção no fornecimento de energia devido a curto circuitos ou quebra de condutores [CEMIG, 2011]. Quando uma árvore, ou parte dela, entra em contato com condutores, ou dispositivos elétricos da rede de distribuição, falhas temporais, ou permanentes, causam a ativação do sistema de proteção, interrompendo o fornecimento de energia elétrica.

O SDEE deve operar com altos níveis de confiabilidade que asseguram a satisfação dos clientes e podem ser garantidos com efetivos programas de manutenção. No SDEE é comum a manutenção de equipamentos, tais como transformadores, cabos, chaves seccionadoras, etc, e também a manutenção da vegetação. Existem várias atividades de manutenção associadas com a vegetação, no entanto os métodos atuais para controlar a invasão da vegetação consistem principalmente do corte, ou remoção de árvores e aplicação de retardadores de crescimento [KUNTZ; CHRISTIE; VENKATA, 2002]. Para as concessionárias de energia elétrica, as árvores são uma das três principais causas de interrupções no sistema de distribuição, as outras duas são animais e relâmpagos [BROWN, 2017].

A poda é definida como a retirada de ramos, ou partes de plantas, arbustos e árvores [PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2017]. A poda de árvores também é realizada por motivos de segurança, especialmente, para a prevenção de toque acidental dos trabalhadores de campo e do público em geral com a vegetação que está em contato com condutores energizados. A poda de árvores é a tarefa de manutenção com o maior custo para a maioria das concessionárias [SHORT, 2018]. As duas principais decisões que devem ser tomadas em relação ao corte de árvores são a quantidade de podas realizadas em cada ordem de serviço e a frequência da manutenção.

De forma geral, a manutenção da vegetação é baseada na inspeção visual para diagnosticar as características da vegetação e determinar a necessidade, ou não, da poda de árvores. Normalmente, a poda é realizada ciclicamente, ou seja, com intervalos fixos de tempo onde se corta as árvores nas linhas de todo o alimentador ou, pelo menos, no circuito principal trifásico.

No trabalho de [KUNTZ; CHRISTIE; VENKATA, 2002] propõe-se o planejamento da manutenção de vegetação como um problema de otimização combinatória que considera três funções objetivo usadas separadamente dependendo das necessidades da concessionária. As funções objetivo incluídas são: 1) minimizar o custo total da confiabilidade; 2) minimizar o custo para obter um determinado nível de confiabilidade; 3) maximizar a confiabilidade do sistema dado um valor preestabelecido de custo. O problema é resolvido com seis diferentes técnicas de solução, obtendo-se o melhor resultado com o algoritmo genético combinado com o método de busca subida da encosta ou GA-Hill (do inglês, *Genetic Algorithm combined with Hill Climbing*). O algoritmo determina quando se deve realizar a manutenção da vegetação para cada alimentador de um sistema de distribuição [KUNTZ, P. A.; CHRISTIE; VENKATA, 2002].

[DE SOUZA; MANTOVANI; PENTADO, 2013] apresentaram um modelo matemático de programação binária dinâmica multiobjetivo para o problema de manutenção da vegetação. Os autores consideram a minimização de três objetivos: custos com energia não suprida devido às falhas relacionadas com a vegetação, custos com manutenções, e um indicativo de confiabilidade do sistema. O problema foi resolvido com o algoritmo multiobjetivo NSGA-II (do inglês, *Nondominated Sorting Genetic Algorithm* II). Eles representaram as taxas de faltas devido à vegetação como uma modelagem matemática para um componente/sistema reparável mediante um

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

processo pontual. Caso a solução do modelo matemático determine a realização de uma tarefa de manutenção, toda a extensão do alimentador recebe a poda da vegetação.

No trabalho de [DOKIC; KEZUNOVIC, 2018] foi apresentado um método preditivo para obter o cronograma de poda de árvores das redes de distribuição baseado em uma avaliação de risco. Os autores desenvolveram um modelo espaço-temporal, para correlacionar uma variedade de dados temporais e espaciais que fornece a geração mapas preditivos de risco em tempo real, para avaliação da vegetação ao redor dos alimentadores de distribuição.

Neste trabalho, propõe-se o problema de manutenção preventiva da vegetação sob redes de distribuição como um problema de otimização combinatória. Considera-se a redução simultânea dos custos para ambos os pontos de vista dos clientes e da concessionária, mediante uma abordagem multiobjetivo. Apresenta-se uma metodologia para a obtenção das taxas de falhas de vegetação nas seções, usando um indicador de confiabilidade e um modelo de crescimento da vegetação. Devido à desuniformidade da vegetação no SDEE, com taxas de crescimento diferentes, considera-se necessário determinar o cronograma de poda das árvores por seção, ao invés do alimentador por completo. A técnica de solução utilizada é o algoritmo NSGA-II. A metodologia proposta foi implementada e testada usando um sistema real de distribuição.

Este artigo está estruturado da seguinte forma. Na seção 2, apresentam-se a teoria e conceitos necessários para o desenvolvimento da metodologia proposta. A seção 3 descreve a formulação do problema de manutenção e os dados que envolve a solução do modelo. A seção 4 apresenta a técnica de solução e cada um dos detalhes para sua implementação. Na seção 5, são apresentados o caso de estudo e os resultados obtidos. Finalmente, na seção 6 são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2. Confiabilidade e Vegetação em SDEE

Em um alimentador de distribuição, o conjunto de trechos e equipamentos limitados por chaves de manobra, ou proteção, adjacentes é definido como uma seção ou zona [TENG; LIU, 2003]. Devido à topologia radial das redes de distribuição, se qualquer equipamento de uma seção falhar, o dispositivo de proteção é ativado provocando a perda do fornecimento de eletricidade de toda parte da rede que está a jusante do dispositivo de proteção.

2.1 Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) faz a avaliação das interrupções do fornecimento de eletricidade. Para manter a qualidade no serviço de distribuição de energia elétrica, a ANEEL estabelece os indicadores coletivos de continuidade tais como o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Define-se por unidade consumidora o conjunto de instalações e equipamentos necessários para o recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de conexão [ANEEL, 2019].

O FEC é a somatória da quantidade de interrupções das unidades consumidoras dividido pelo número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções [ANEEL, 2019]. O FEC representa a média do número de vezes que cada consumidor teve uma interrupção no fornecimento da energia elétrica no período de apuração. O FEC corresponde ao índice de confiabilidade baseado no cliente SAIFI (do Inglês, *System Average Interruption Frequency Index*).

2.2 Tempos de Atendimento às Ocorrências Emergenciais

Uma ocorrência emergencial é definida como o atendimento de emergência ocasionado por um único evento que provoca deslocamento de equipes [ANEEL, 2016]. Para avaliar o atendimento às ocorrências emergenciais (expressos em minutos), a ANEEL define nos conjuntos de unidades consumidoras, os seguintes indicadores:

- Tempo de Preparação (TP): compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência e o instante da autorização para o deslocamento da equipe;

- Tempo de Deslocamento (TD): é o intervalo de tempo compreendido entre o instante da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento até o momento de sua chegada no local da ocorrência;
- Tempo de Execução (TE): compreendido entre o instante de chegada da equipe ao local da ocorrência até o restabelecimento de cada ocorrência emergencial [ANEEL, 2016].

Neste trabalho, o tempo de interrupção dissocia-se em tempos de manobra e reparo. O tempo de manobra (TM) é considerado como a soma de TP mais TD, e o tempo de reparo (TR) é equivalente ao TE. Por exemplo, assumindo a incidência de uma interrupção em uma seção que está limitada por uma chave fusível, o elo fusível derrete-se e interrompe o fornecimento elétrico. Neste caso, os tempos de manobra e reparo são considerados apenas nas seções à jusante da seção em falta, incluindo a seção em falta. Assim dependendo do dispositivo (manobra ou proteção) que resguarda a seção, o tempo de interrupção vai considerar o TM, TR ou ambos.

2.3 Taxa de Falha de Componentes

Cada componente do SDEE pode ser caraterizado por um conjunto de parâmetros de confiabilidade. Modelos simples de confiabilidade geralmente são baseados em taxas de falha e tempos de reparo de componentes [BROWN, 2017]. A taxa de falha (λ) é definida como o número de falhas esperado por unidade, ou componente num determinado intervalo de tempo [CHOWDHURY; KOVAL, 2009] (usualmente um ano), também descreve a probabilidade de falha do componente considerado.

$$\lambda = \frac{número\,de\ falhas}{tempo\,total\,de\,operação} \tag{1}$$

A taxa de falha pode ser obtida pela equação (1), e geralmente é definida ao nível do componente, porém pode-se obter por zona geográfica, seção ou alimentador. Além disso, pode ser categorizada dependendo da origem da falta, por exemplo, por falha do componente, fatores externos ou perda do fornecimento de energia.

2.4 Custo de Interrupção do Cliente

O custo de interrupção do cliente, ou CIC (do inglês, *Customer Interruption Cost*), envolve as perdas econômicas sofridas por diferentes tipos de clientes como resultado da interrupção do fornecimento de energia elétrica. Os custos específicos do cliente são as perdas que vários clientes experimentam devido à indisponibilidade de funções, produtos e atividades que dependem da eletricidade [LEITE et al., 2016]. A formulação mais comum para avaliar o impacto da interrupção da eletricidade nos consumidores é a partir da função de dano ao cliente que expressa o custo associado a uma suspensão como função da duração da descontinuidade e pode ser determinado para uma categoria de cliente específica ou para um setor em geral.

Em um ponto de carga do cliente, o custo de interrupção depende principalmente do tipo de cliente, ou seja, do uso final da energia elétrica e da atividade econômica do consumidor. A função de custo de dano ao cliente é dada pela combinação de custos associados a todos os tipos de clientes afetados pela interrupção do fornecimento de energia. O CIC do cliente de um alimentador de distribuição pode ser expresso como [TENG; LIU, 2003]:

$$CIC = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i l_i \left(\sum_{j=1}^{n} C_{ij} L_j \right) \tag{2}$$

onde n é o número de seções, l e λ são o comprimento (km) e taxa de falha (falha/km-ano) da seção i, L_j é a carga total das seções afetadas pela interrupção da seção i, e vai depender do dispositivo de manobra ou proteção que está protegendo a seção em falta. Finalmente, C_{ij} é o custo de interrupção ($/kW) que pode ser definido como:

$$C_{ij} = Res_j(\%) \cdot f_R(t_{ij}) + Com_j(\%) \cdot f_C(t_{ij}) + Ind_j(\%) \cdot f_I(t_{ij}) \tag{3}$$

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

onde $Res_j(\%)$, $Com_j(\%)$ e $Ind_j(\%)$ são as porcentagens das cargas residenciais, comerciais e industriais na seção j. E $f_R(t_{ij})$, $f_C(t_{ij})$ e $f_I(t_{ij})$ são funções de custo de interrupção de clientes residenciais, comerciais e industriais, respetivamente. E t_{ij} é a duração da interrupção do serviço da seção j devido uma falha permanente na seção i. O tempo de duração da interrupção vai depender do local da interrupção e dos TM e TR.

2.5 Modelo de Crescimento da Vegetação

Um modelo de crescimento da vegetação prevê a altura das árvores em função do tempo ou da idade [RADMER et al., 2002]. Um modelo de crescimento vertical da vegetação [LEITE et al., 2017] é representado por (4):

$$H_i = A_i\left(1 - Pe^{-g_i(w_{temp}, w_{prec})\cdot(t^i_{corr} - t^i_{poda})}\right) \quad (4)$$

O tempo de crescimento da vegetação é o intervalo de tempo entre a data atual t^i_{corr} e a data da última poda t^i_{poda}. A taxa de crescimento $g_i(w_{temp}, w_{prec})$ depende de parâmetros do clima, como valores médios mensais de temperatura e precipitação. A_i é a altura máxima (AM) da árvore. E P é o valor que permite cumprir os limites de segurança estabelecidos pela concessionária, o mesmo é dado pelas distâncias de segurança mínimas entre o condutor e a vegetação. Com o modelo de crescimento vertical da vegetação obtém-se a altura das árvores que estão sob as redes do SDEE, permitindo determinar as árvores que atingem a AM estabelecida e que podem interferir com a rede elétrica.

2.6 Taxa de Falha devido à Vegetação

Segundo o Short [2018], o SAIFI (FEC) é também a taxa média de falhas. Portanto, o FEC obtido pelas concessionárias pode ser usado como a taxa de falha do conjunto elétrico (subestação). Para apuração dos indicadores DEC e FEC, eles são segregados em DEC_{ind} e FEC_{ind} que são o DEC e o FEC, respetivamente, devido á interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programadas e não expurgáveis [ANEEL, 2019]. Neste grupo de interrupções são consideradas aquelas provocadas pelo meio ambiente, que incluem as árvores ou vegetação. Então para obter o FEC devido somente à vegetação (FEC_v ou λ_v) deve-se multiplicar o FEC_{ind} fornecido pela ANEEL por um fator de contribuição (valor dentre 0 e 1) que representa a porcentagem das interrupções causadas pela vegetação.

O cronograma de poda de árvores modifica o tempo de crescimento da vegetação nas seções da rede elétrica. Com essas datas, pode-se obter o número de árvores que atingem a AM permitida ao final do ano planejado mediante a aplicação do modelo de crescimento da vegetação. A partir desses dados, obtém-se as taxas de falha dos alimentadores e, após isso, é possível obter as taxas de falha nas seções desses alimentadores. As falhas na rede elétrica devido à vegetação acontecem somente nos alimentadores com trechos com a presença de árvores, e com maior probabilidade nos trechos em que as árvores interferem na rede elétrica, ou seja, possuem árvores com a AM permitida. Então, pode-se assumir a probabilidade de falta em uma seção do alimentador dependente de suas quantidades de árvores, as que estão fora da faixa de servidão da linha e as que atingiram sua AM. Para atribuir, ou alocar a taxa de falha em cada seção dos alimentadores é necessário estabelecer dois parâmetros, ou critérios, que são a presença e a interferência.

A presença em uma parte do SDEE é a razão entre a quantidade de árvores nessa parte (alimentador ou seção) e a somatória total de árvores do conjunto. A presença é considerada, pois uma árvore pode afetar a rede durante condições climáticas severas, mesmo que não esteja dentro da faixa de servidão da rede elétrica. A interferência é definida pela razão entre o número das árvores que atingiram a AM permitida do alimentador, ou seção, e a somatória total de árvores que atingiram a AM do conjunto elétrico. Para considerar ambos parâmetros na alocação da taxa de falha deve-se ponderar, ou seja, definir valores de peso dependentes da importância, ou relevância

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

de cada parâmetro. A equação (5) permite obter a taxa de falha de um setor (λ_v^{setor}) da rede (alimentador ou seção), sendo expressa em interrupções-ano.

$$\lambda_v^{setor} = \lambda_v^{conjunto} \cdot \left[c_1 \cdot \left(\frac{na_{setor}}{\sum_{i=1} na_{setor_i}} \right) + c_2 \cdot \left(\frac{naa_{setor}}{\sum_{i=1} naa_{setor_i}} \right) \right] \quad (5)$$

em que $\lambda_v^{conjunto}$ é a taxa de falha alocada aos setores do conjunto, c_1 e c_2 são os pesos dos critérios presença e interferência, respectivamente, na_{setor} e naa_{setor} são os números de árvores e árvores com AM do setor, respectivamente. O índice *i* indica os setores que pertencem ao conjunto. Os termos $\sum_{i=1} na_{setor_i}$ e $\sum_{i=1} naa_{setor_i}$ representam os números totais de árvores e árvores com AM do conjunto. Na expressão (5), as partes que estão entre parêntesis e que multiplicam os pesos são os critérios de presença e interferência. A soma dos pesos c_1 e c_2 deve ser igual a um.

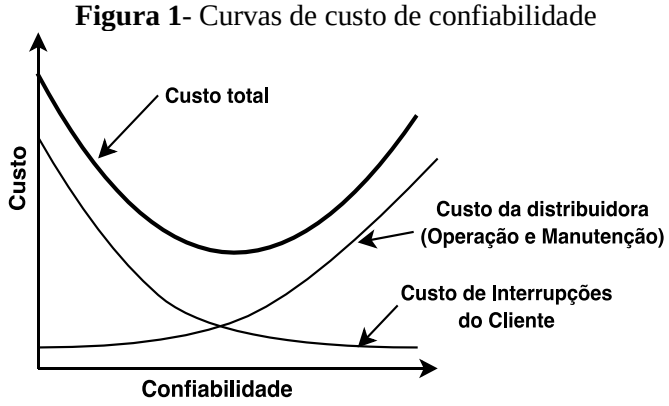
Por último, calcula-se a taxa de falha devido à vegetação ($\lambda_{v,p}$) do conjunto elétrico de cada possível cronograma de poda de árvores (*p*), mediante a somatória das taxas de falha de todas as seções.

3. Formulação do Problema

O problema de manutenção da vegetação sob redes de distribuição é formulado como um problema de otimização com variáveis discretas ou de otimização combinatória. Um problema de otimização combinatória, em geral, busca encontrar, dentre as possíveis propostas de solução, aquela que é a melhor. O cronograma da manutenção da vegetação é normalmente planejado anualmente, e deve estabelecer quando e quais seções devem ser podadas. Para determinar quando vai ser realizada a poda, é escolhida uma formulação com intervalos de tempo discretos. Neste trabalho, esse intervalo de tempo é trimestral, embora a formulação proposta permita adaptar facilmente a outros intervalos de tempo (mensal ou quinzenal).

Com o objetivo de suprir eletricidade com altos níveis de confiabilidade, as concessionárias devem fazer maiores investimentos na construção, operação e manutenção dos sistemas de distribuição. Na Figura 1, a curva crescente representa a relação custo/confiabilidade da concessionaria, que envolve os custos anuais de operação e manutenção. A curva descendente é o custo das interrupções dos clientes devido à confiabilidade. A soma das duas curvas é chamada o custo total de confiabilidade. Do ponto de vista do benefício social, a melhor alocação de recursos ocorre quando esse custo total de confiabilidade é minimizado [BROWN et al., 1997].

Figura 1- Curvas de custo de confiabilidade



Fonte: Adaptação de [BROWN et al., 1997]

Neste trabalho, propõe-se minimizar o CIC e o custo de manutenção da vegetação (CMV) simultaneamente mediante duas funções objetivo separadas. É considerada uma abordagem multiobjetivo, devido à natureza conflitiva de ambos custos. As restrições consideradas são a

disponibilidade de trabalho da equipe de manutenção preventiva da distribuidora e a diminuição do FEC em comparação ao ano anterior. Resolve-se o problema combinatório como um método *a posteriori*, que consiste em realizar a busca antes da tomada de decisão. Com isto, encontra-se o conjunto das melhores soluções, e posteriormente o tomador de decisões escolhe o plano de manutenções mais satisfatório dependendo de sua experiência e das necessidades e recursos disponíveis da concessionária. Este artigo, aborda apenas a primeira etapa que consiste na busca dos melhores cronogramas de poda das árvores. A forma geral do problema de otimização multiobjetivo restrito proposto é apresentada em (6).

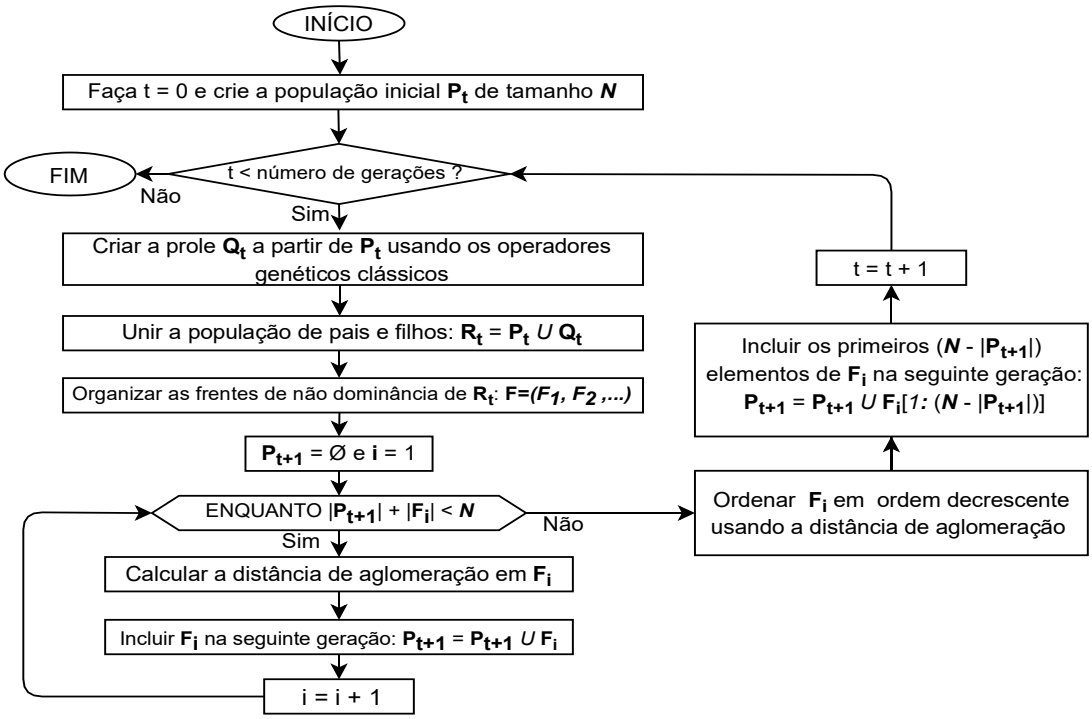
$$\begin{aligned} &\textit{minimizar}: F = \begin{cases} \textit{Custo de interrupção do cliente devido à vegetação (CICV)} \\ \textit{Custo de manutenção da vegetação (CMV)} \end{cases} \\ &\textit{sujeito a: Disponibilidade de trabalho} \\ &\qquad\qquad \textit{Redução do FEC} \end{aligned} \tag{6}$$

4. Técnica de Solução

4.1 NSGA-II

A resolução do problema é realizada usando um algoritmo evolutivo multiobjetivo, ou MOEA (do Inglês, *Multi-Objective Evolutionary Algorithm).* Uma das vantagens dos MOEAs é sua capacidade de encontrar várias soluções ótimas de Pareto em uma única simulação, devido ao fato de trabalhar simultaneamente com um conjunto de soluções chamada população. O MOEA escolhido foi o NSGA-II proposto por DEB et al. [2002]. O NSGA-II é um algoritmo genético elitista, baseado em um enfoque de ordenação por não dominância. O fluxograma do NSGA-II é mostrado na Figura 2. O NSGA-II determina uma densidade estimada de soluções em torno de uma solução especifica mediante o cálculo da distância de aglomeração (*crowding distance*). O algoritmo usa essa distância de aglomeração em seu operador de seleção para manter uma fronteira diversificada e dispersa, garantindo que cada membro possua uma distância. Isso mantém a população variada e ajuda à convergência em uma melhor fronteira de não dominância.

Figura 2- Fluxograma do algoritmo NSGA-II

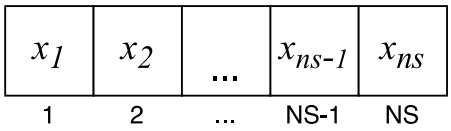


Fonte: Adaptação de [MISARI et al., 2020]

4.2 Codificação

A codificação é uma forma coerente de representar uma proposta de solução de um problema. Uma estrutura, ou indivíduo é uma solução codificada para algum problema. Na Figura 3 é mostrada a codificação de um indivíduo. Cada indivíduo é um vetor cujo tamanho corresponde ao número de seções (NS) que possuem árvores. O vetor é formado por elementos separados chamados *genes* que têm certos valores (*alelos*). Neste caso, cada *gene* x_i pode ter os valores {0,1,2,3,4}. Onde 0 significa que a seção não vai ser podada durante o ano, e os outros valores representam os trimestres do ano (quatro em total), ou seja, quando a poda vai ser realizada nessa seção. Desta forma, um vetor contém informações sobre onde e quando deve ser realizada a manutenção da vegetação. Nesta representação considera-se que em cada seção, pode-se realizar somente uma poda ao longo do ano.

Figura 3- Representação das propostas de solução



Fonte: Elaboração própria

4.3 Avaliação das Funções Objetivo

Para cada seção com árvore *i*, tem-se o tempo de crescimento da vegetação (t_i^{cres}) ao final do ano de planejamento, que depende de cada proposta de solução. Para obter o tempo de crescimento em anos, usa-se (7).

$$t_i^{cresc} = \begin{cases} 1 + t_i^{poda} & se \quad x_i = 0 \\ 1 - 0,25 \cdot x_i & se \quad x_i \neq 0 \end{cases} \tag{7}$$

sendo t_i^{poda} o tempo decorrido desde a última poda até o início do ano planejado, expressa em anos; x_i é o valor de *gene* associado à seção *i*; e 0,25 é a razão entre um trimestre e um ano. A partir do t_i^{cresc} é possível obter a altura das árvores ao final do ano, isso porque é assumido que uma seção tem os mesmos tipos de árvores com as mesmas taxas de crescimento.

Usa-se a expressão (4) para obter altura das árvores, depois é possível calcular a taxa de falha da seção *i* (λ_i^v), mediante o processo descrito em 2.6. Com esses dados agora pode-se obter o *CICV* anual através de (8).

$$CICV^{anual} = \sum_{i=1}^{NS} \lambda_i^v \left(\sum_{j=1}^{NS} C_{ij} L_j \right) \tag{8}$$

As diferenças da expressão (8) com a expressão (2) são a λ_i^v que considera interrupções provocadas somente por vegetação e a exclusão de l_i dado que na obtenção de λ_i^v são considerados a presença e interferência em vez do comprimento da seção como critérios de alocação. Para obter o $CICV^{anual}$ é considerado o funcionamento dos dispositivos de manobra e proteção, e o tempo médio de atendimento às ocorrências emergenciais dados pela ANEEL. Além disso, implementa-se o uso de séries temporais e perfis de demanda de clientes residenciais, comerciais e industriais para melhorar a precisão do cálculo do CIC [LEITE et al., 2016].

O CMV da seção *i* é dado pela expressão (9), onde na_i é o número de árvores e *cp* é o custo de poda de uma árvore. O CMV^{anual} é obtido pela equação (10).

$$CMV_i = \begin{cases} 0 & se \quad x_i = 0 \\ na_i \cdot cp & se \quad x_i \neq 0 \end{cases} \tag{9}$$

$$CMV^{anual} = \sum_{i=1}^{NS} CMV_i \tag{10}$$

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

4.4 Restrições e Operadores Genéticos

A tarefa de poda de árvores é realizada pelas equipes de manutenção preventiva das concessionárias, que realizam outras tarefas de manutenção e possuem um número limitado de membros. Então, essas equipes tem uma disponibilidade de trabalho para a manutenção da vegetação que, neste caso, é dada pelo número máximo de árvores a serem podadas ao longo de um ano. Esse limite máximo também é controlado pelo orçamento máximo para a manutenção da vegetação que geralmente é um valor fixo previamente calculado.

Com a implementação do melhor cronograma da poda de árvores procura-se a redução dos indicadores de continuidade, desta forma adotou-se uma restrição de redução do FEC anual, ou seja, o cronograma da manutenção deve conseguir uma redução mínima no FEC do ano anterior. Isso garante também que no transcurso do ano seja realizado um número mínimo de podas para conseguir essa redução.

A técnica de seleção escolhida neste trabalho foi a seleção por torneio restrito. Implementa-se um torneio binário, que consiste em escolher dois indivíduos aleatoriamente. Para determinar o melhor indivíduo são usados os seguintes critérios:

- Ambos indivíduos são factíveis: escolhe-se o indivíduo que pertence à melhor fronteira de não dominância, que é o indivíduo não dominado. Se os dois indivíduos pertencem à mesma fronteira de não dominância, logo nenhuma solução domina à outra, escolhe-se aquele com maior distância de aglomeração;
- Uma solução é factível e a outra não: escolhe-se a solução factível;
- Ambas soluções são infactíveis: escolhe-se aquela com menor grau de infactibilidade, ou seja, a que apresenta uma menor violação às restrições. Se ambas soluções tem o mesmo grau de infactibilidade, escolha-se aleatoriamente.

Utiliza-se a recombinação de um simples ponto. Na mutação, é escolhido um ponto aleatoriamente e é trocado o *alelo* do *gene* (bit) escolhido.

5. Estudo de Caso e Resultados

A metodologia proposta é testada usando um conjunto elétrico formado por 11 alimentadores com um total de 33.375 consumidores. O conjunto possui 327 árvores e 185 seções, das quais 80 têm árvores. O FEC_{ind} do conjunto correspondente ao ano 2018 é 2,20 [ANEEL, 2018]. Assume-se que 90% desse valor são interrupções provocadas pela vegetação, resultando em FEC_v, ou λ_v = 1,98 interrupções. Devido à escassez de informação referente ao tempo do crescimento da vegetação, ou data de poda das árvores assume-se que ao final do ano 2018 um total de 47 seções tem árvores que atingiram sua AM. Desta forma, é possível obter a λ_v^i para cada seção, para esse fim, a λ_v do ano 2018 é alocada primeiramente aos alimentadores e, depois, é obtida a taxa de falha para cada seção. No processo de alocação, usa-se a equação (5) para os alimentadores e seções. Após isso, é possível obter $\lambda_{v,p}$ do conjunto elétrico para cada plano de manutenção proposto para o ano seguinte. Os pesos usados são 0,2 e 0,8 para c_1 e c_2, respectivamente. O TM e TR (em horas) considerados são 7,605 e 1,104, respectivamente. Esses tempos são obtidos usando uma regressão linear para estimar os tempos médios no ano 2019. O *cp* é definido em R$40,00. O valor limite das restrições fixam-se o número máximo de árvores podadas em 300 e uma redução do FEC de 2% em comparação com o FEC do ano 2018. São assumidos três tipos de vegetação existente na rede de distribuição com a mesma AM de 8m e taxas de crescimento de 0,4, 0,5 e 0,6 m/ano.

O NSGA-II é implementado em linguagem C#. Os parâmetros de controle do algoritmo são calibrados realizando várias execuções, os melhores resultados são obtidos com 0,95 e 0,09 para as taxas de recombinação e mutação, respectivamente. Para determinar o tamanho da população do algoritmo, são testados os quatro cenários apresentados na Tabela 1, nos quais é fixado o número máximo de gerações em 100 e incrementado progressivamente o número de indivíduos da população em cada cenário. As fronteiras de Pareto para cada cenário são mostradas na Figura 4 (a). Pode-se observar que as soluções nos cenários #3 e #4 representadas por pontos

vermelhos e verdes respectivamente, tem algumas soluções sobrepostas, significando que a qualidade das soluções são quase as mesmas. O número de soluções ótimas obtidas nesses cenários é muito próximo, portanto, uma população com 150 indivíduos é suficiente para obter soluções de boa qualidade.

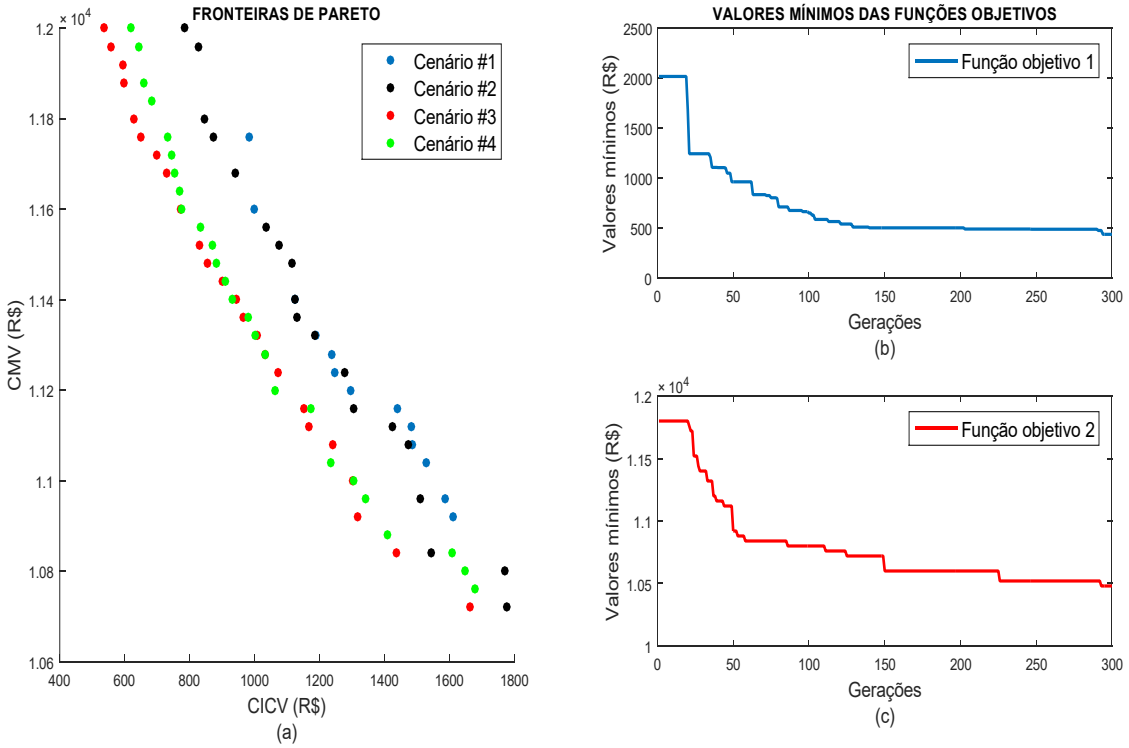
Tabela 1- Dados dos cenários de teste

Cenários	Nro. Indivíduos	Tempo (s)	Nro. Soluções Ótimas
#1	30	33	13
#2	100	71	19
#3	150	100	24
#4	200	127	26

Fonte: Elaboração própria

Para determinar o número de gerações necessárias para a convergência do algoritmo, fixam-se a população em 150 indivíduos e o limite de gerações em 300, assim obtêm-se os valores mínimos das funções objetivo em cada geração. Esses valores são apresentados na Figura 4 (b) e (c), onde se pode observar que nas primeiras 250 gerações, aproximadamente, ocorrem variações significativas e após desse valor as soluções geradas são similares. Portanto, um número de 250 gerações é suficiente para obter uma quantidade e qualidade aceitável de soluções. Na Figura 5, apresenta-se a fronteira de Pareto obtida com os parâmetros de calibração obtidos. Para analisar as soluções, são escolhidos três pontos eficientes (P_1, P_2, P_3) da fronteira.

Figura 4- Fronteiras de Pareto para cada cenário e valores mínimos das funções objetivo

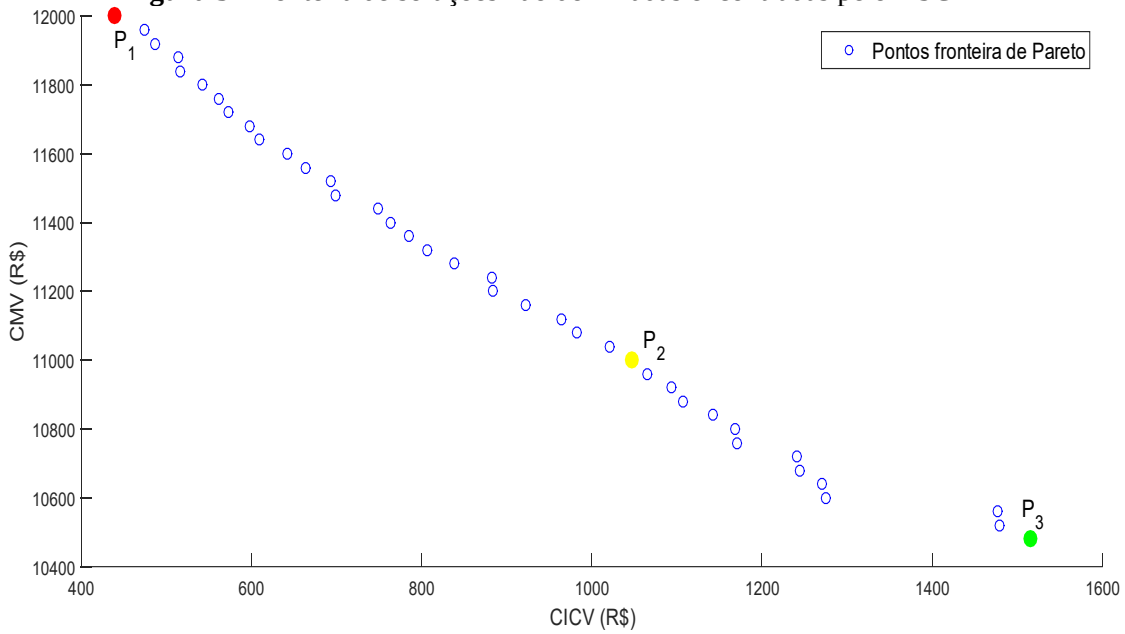


Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 2, são apresentadas as informações de três soluções analisadas. O plano P_1 prioriza minimizar os custos de interrupção, resultando em altos custos de manutenção e baixo valor do indicador FEC. No plano P_2, tem-se um equilíbrio entre as duas funções objetivo, provocando um valor médio do FEC. O plano P_3 estabelece a minimização dos custos de manutenção, isto leva a maiores valores de custo de interrupção e do indicador FEC. Também se

destaca que os planos de manutenção analisados, apresentam maior quantidade de seções podadas nos trimestres 2 e 3, ou seja, aproximadamente na metade do ano. Isto porque uma grande quantidade de podas realizadas no começo e final do ano produz um maior crescimento da vegetação e, por conseguinte, maiores valores de CIC. O plano de manutenção mais satisfatório deve ser escolhido pelo tomador de decisões considerando os critérios técnicos e econômicos além das políticas internas da companhia distribuidora.

Figura 5- Fronteira de soluções não dominadas encontradas pelo NSGA-II



Fonte: Elaboração própria

Tabela 2- Planos de manutenção analisados

Soluções	CICV (R$)	CMV (R$)	Nro. Seções Podadas por Trimestre				$FEC_{v,p}$ (interrupções)
			1	2	3	4	
P_1	439,369	12000	8	17	25	13	0,618
P_2	1046,590	11000	6	18	17	14	1,533
P_3	1515,009	10480	7	12	16	16	1,936

Fonte: Elaboração própria

6. Conclusões

O problema de manutenção da vegetação foi formulado como um problema de otimização combinatória que envolve dados do SDEE, índices de confiabilidade e um modelo de crescimento da vegetação, produzindo cronogramas capazes de indicar onde e quando a poda de árvore deve ser realizada. A formulação desenvolvida pode ser adaptada facilmente a diferentes intervalos de manutenção como mensal ou quinzenal. O NSGA-II obteve bons resultados para o problema formulado devido ao fato de apresentar uma boa convergência em uma fronteira não dominada com uma quantidade aceitável de soluções e mantendo a diversidade.

A metodologia proposta é uma ferramenta aplicável às concessionárias que adotam um intervalo fixo de manutenção e realizam a poda em toda a extensão do alimentador. A partir do conjunto dos cronogramas eficientes de poda de árvores, um trabalho futuro complementar corresponde a determinação do melhor plano de manutenção da vegetação, baseado em uma análise de risco, além dos critérios e necessidades definidos pela distribuidora.

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001; da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processos 2015/21972-6, 2017/02831-8 e 2019/07436-5; e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Referências

ANEEL. (2016). PRODIST Módulo 1 – Introdução.

ANEEL. (2018). Indicadores de Continuidade ELEKTRO Ano(2018). Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/decFecSegAnual.cfm?ano=2018&REGIAO=SE&DISTRIBUIDORA=385&tipo=d>.

ANEEL. (2019). PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.

BROWN, R. E. et al. (1997). Automated primary distribution system design: Reliability and cost optimization. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 12, n. 2, p. 1017–1022.

BROWN, R. E. (2017). Electric power distribution reliability, second edition. [s.l: s.n.].

CEMIG. (2011). Manual de ArborizaçãoRevista Árvore. [s.l: s.n.].

CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. (2009). POWER DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY Principles of Electric Machines with Power Electronic Applications , Second Edition. [s.l: s.n.].

DE SOUZA, E.; MANTOVANI, J. R. S.; PENTADO, A. DO A. (2013). Modelo Matemático Multiobjetivo Binário Para A Manutenção Da Vegetação Em Um Sistema De Distribuição De Energia Elétrica. SBPO.

DEB, K. et al. (2002). A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, v. 6, n. 2, p. 182–197.

DOKIC, T.; KEZUNOVIC, M. (2018). Predictive Risk Management for Dynamic Tree Trimming Scheduling for Distribution Networks. IEEE Transactions on Smart Grid, v. PP, n. c, p. 1.

KUNTZ, P. A.; CHRISTIE, R. D.; VENKATA, S. S. (2002). Optimal Vegetation Maintenance Scheduling of Overhead Electric Power Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 17, no. 4, pp. 1164-1169.

LEITE, J. B. et al. (2016).The impact of time series-based interruption cost on online risk assessment in distribution networks. 2016 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition-Latin America, PES T and D-LA 2016.

LEITE, J. B. et al. (2017). Failure probability metric by machine learning for online risk assessment in distribution networks. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, ISGT Latin America 2017, v. 2017- Janua, p. 1–6.

MISARI, A. et al. (2020). Reliability-Centered Maintenance Task Planning for Overhead Electric Power Distribution Networks. Journal of Control, Automation and Electrical Systems.

PREFEITURA DE SÃO PAULO. (2017). Manual Técnico De Poda De Árvores.

RADMER, D. T. et al. (2002). Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 17, n. 4, p. 1170–1175.

SHORT, T. A. (2018). Distribution Reliability and Power Quality. [s.l.] CRC Press.

TENG, J. H.; LIU, Y. H. (2003). A novel ACS-based optimum switch relocation method. IEEE Transactions on Power Systems, v. 18, n. 1, p. 113–120.

Galoá { Este trabalho foi publicado utilizando o **Galoá** proceedings