

**BRIAN DANIEL JARAMILLO LEÓN**

**OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA  
PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DA  
VEGETAÇÃO SOB REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Ilha Solteira - SP  
2020



**BRIAN DANIEL JARAMILLO LEÓN**

**OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO PARA  
PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DA  
VEGETAÇÃO SOB REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista - UNESP - Câmpus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento: Automação

Prof. Dr. Jônatas Boás Leite  
Orientador

Ilha Solteira - SP  
2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

J37o Jaramillo León, Brian Daniel.  
Otimização multiobjetivo para planejamento da manutenção preventiva da vegetação sob redes aéreas de distribuição de energia elétrica / Brian Daniel Jaramillo León. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2019  
69 f. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2019

Orientador: Jônatas Boás Leite  
Inclui bibliografia

1. Manutenção preventiva. 2. Planejamento da manutenção. 3. Custo de interrupção. 4. Poda de árvores. 5. Otimização combinatória. 6. NSGA-II.

*Raiane da Silva Santos*  
Raiane da Silva Santos

**CERTIFICADO DE APROVAÇÃO**

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO:** Otimização Multiobjetivo para Planejamento da Manutenção Preventiva da Vegetação sob Redes Aéreas de Distribuição de Energia Elétrica

**AUTOR: BRIAN DANIEL JARAMILLO LEÓN**

**ORIENTADOR: JONATAS BOAS LEITE**

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:



Prof. Dr. JONATAS BOAS LEITE (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

  
Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI (Participação Virtual)

Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP

  
Prof. Dr. MADSON CORTES DE ALMEIDA (Participação Virtual)

Departamento de Sistemas e Energia / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Ilha Solteira, 15 de dezembro de 2020

## **DEDICATORIA**

*Ao meu divino mestre e guia espiritual, o purna avatar desta era, Bhagavan Sri Sathya Sai  
Baba, te entrego tudo meu querido Swami.*

*Aos meus pais Zoraida e Leobando, meus irmãos Erik e Valeria e minha sobrinha Sarasvati.*

*A toda minha família e amigos por acreditar em mim.*

## **AGRADECIMENTOS**

Manifesto meus sinceros agradecimentos a:

- Deus por ter me dado amor, saúde, força e paciência para concluir mais uma etapa da minha vida;
- Minha família por sempre me apoiar e ser minha fonte de inspiração e motivação;
- Meus amigos pela amizade e apoio;
- Ao meu orientador Prof. Dr. Jônatas Boás Leite pela oportunidade de trabalhar com ele, e pela sua ajuda e colaboração na realização deste trabalho;
- Ao Sergio pela amizade e por me brindar a possibilidade de estudar aqui no Brasil;
- Aos professores do DEE e do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LaPSEE) pelos ensinamentos;
- Os colegas do LaPSEE por sempre ter a disposição de ajudar;
- Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela oportunidade e apoio financeiro.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de financiamento 001.

## 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. O alto custo dos cronogramas de manutenção preventiva da vegetação incentiva as concessionárias a procurar maneiras mais eficientes de gerenciar a vegetação sob redes de distribuição. Neste trabalho, o planejamento da manutenção preventiva da vegetação é formulado como um problema de otimização combinatória multiobjetivo, que determina os cronogramas mais adequados de poda de árvores nas seções dos alimentadores de distribuição. A formulação proposta considera duas funções objetivo conflitantes: uma é o custo social representado pelo custo de interrupção do consumidor; e a outra é o custo da concessionária através dos custos de manutenção da vegetação, além das restrições preestabelecidas de disponibilidade dos recursos humanos, confiabilidade do sistema e zonas prioritárias. São apresentados dois casos diferentes de aplicação, nos quais a formulação do problema de otimização proposto pode ser empregado. No primeiro caso, mostra-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. No segundo caso de aplicação, são utilizados multiplicadores de taxas de falha para quantificar o impacto da manutenção na confiabilidade do sistema. A técnica de solução do problema de otimização proposto é o algoritmo genético elitista de ordenação por não dominância II (NSGA-II). São apresentados e discutidos os resultados da aplicação do algoritmo para o planejamento da manutenção da vegetação em um sistema de distribuição real composto de 11 alimentadores.

**Palavras-chave:** Manutenção preventiva. Planejamento da manutenção. Custo de interrupção. Poda de árvores. Otimização combinatória. NSGA-II.

## ABSTRACT

The most common cause of interruptions in the supply of electricity in distribution networks, comes from a combination of vegetation interference with adverse weather conditions. The high cost of preventive vegetation maintenance schedules encourages utilities to look for more efficient ways to manage vegetation under distribution networks. In this work, the vegetation maintenance planning is formulated as a combinatorial multiobjective optimization problem that determines the most appropriate tree trimming schedules in the distribution feeder sections. The proposed formulation considers two conflicting objective functions: one is the social cost represented by the customer interruption cost; and the other is the utility costs through the vegetation maintenance cost, in addition to pre-established restrictions of human resources availability, system reliability and priority zones. Two different application cases are presented, in which the formulation of the proposed optimization problem can be used. In the first case, is presented a methodology to obtain the vegetation failure rate in the feeder sections, using a reliability index and a vegetation growth model. In the second application case, failure rate multipliers are used to quantify the impact of maintenance on system reliability. The solution technique of the proposed optimization problem is the elitist nondominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II). The results of the application of the vegetation maintenance planning algorithm in a real-world distribution system composed of 11 feeders are presented and discussed.

**Keywords:** Preventive maintenance. Maintenance planning. Interruption cost. Tree trimming. Combinatorial optimization. NSGA-II.

## LISTA DE FIGURAS

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| Figura 1  | Tipos de redes de distribuição aérea . . . . .                                       | 19 |
| Figura 2  | Configuração de uma rede típica de distribuição . . . . .                            | 20 |
| Figura 3  | Divisão da rede de distribuição da Figura 2 em seções . . . . .                      | 21 |
| Figura 4  | Limites de segurança entre as partes energizadas e vegetação . . . . .               | 22 |
| Figura 5  | Curvas de custo de confiabilidade . . . . .  | 25 |
| Figura 6  | Comparação da área de poda entre as redes convencional, compacta e isolada . . . . . | 29 |
| Figura 7  | Fluxograma do algoritmo NSGA-II . . . . .  | 33 |
| Figura 8  | Procedimento do NSGA-II . . . . .  | 34 |
| Figura 9  | Representação das propostas de solução . . . . .                                     | 37 |
| Figura 10 | Processo para o cálculo do CICV anual no caso 1 . . . . .                            | 40 |
| Figura 11 | Sistema de distribuição de teste . . . . .   | 46 |
| Figura 12 | Custos de dano de consumidores residenciais, comerciais e industriais . . . . .      | 49 |
| Figura 13 | Fronteiras de Pareto para cada cenário . . . . .                                     | 51 |
| Figura 14 | Valores mínimos das funções objetivo . . . . .                                       | 51 |
| Figura 15 | Fronteira de Pareto obtida pelo NSGA-II no caso 1 . . . . .                          | 52 |
| Figura 16 | Quantidade de manutenções por zona em cada plano analisado no caso 1 . . . . .       | 54 |
| Figura 17 | Fronteira de Pareto obtida pelo NSGA-II no caso 2 . . . . .                          | 55 |
| Figura 18 | Quantidade de manutenções por zona em cada plano analisado no caso 2 . . . . .       | 56 |
| Figura 19 | Curvas de demanda típicas para consumidores residenciais . . . . .                   | 64 |
| Figura 20 | Curvas de demanda típicas para consumidores comerciais . . . . .                     | 64 |
| Figura 21 | Curvas de demanda típicas para consumidores industriais . . . . .                    | 65 |

## LISTA DE TABELAS

|          |   |    |
|----------|---|----|
| Tabela 1 | Valores dos multiplicadores de taxas de falha para cada nível de manutenção . . . . . | 48 |
| Tabela 2 | Dados dos cenários de teste . . . . .   | 50 |
| Tabela 3 | Parâmetros de controle do algoritmo NSGA-II . . . . .                                 | 52 |
| Tabela 4 | Dados dos planos de manutenção analisados no caso 1 . . . . .                         | 53 |
| Tabela 5 | Manutenções realizadas em cada plano analisado no caso 1 . . . . .                    | 53 |
| Tabela 6 | Dados dos planos de manutenção analisados no caso 2 . . . . .                         | 55 |
| Tabela 7 | Manutenções realizadas em cada plano analisado no caso 2 . . . . .                    | 56 |

## LISTA DE ABREVIACOES E SIGLAS

|         |  |
|---------|--|
| ABNT    | Associação Brasileira de Normas Técnicas                     |
| AGCB    | Algoritmo Genético de Chu Beasley                            |
| AM      | Altura Máxima  |
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                         |
| CDF     | <i>Customer Damage Function</i>                              |
| CIC     | Custo de Interrupção do Cliente                              |
| CICV    | Custo de Interrupção do Cliente Devido  Vegetação           |
| CMV     | Custo de Manutenção da Vegetação                             |
| DEC     | Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora   |
| EA      | <i>Evolutionary Algorithm</i>                                |
| ENS     | Energia Não Suprida  |
| FEC     | Freqncia Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| GA-Hill | <i>Genetic Algorithm combined with Hill Climbing</i>         |
| GCRF    | <i>Gaussian Conditional Random Field</i>                     |
| GLM     | <i>Generalized Linear Model</i>                              |
| GLMM    | <i>Generalized Linear Mixed Model</i>                        |
| LIDAR   | <i>Light Detection and Ranging</i>                           |
| MOEA    | <i>Multi-Objective Evolutionary Algorithm</i>                |
| MOOP    | <i>Multi-Objective Optimization Problem</i>                  |
| NSGA-II | <i>Nondominated Sorting Genetic Algorithm II</i>             |
| RDA     | Rede de Distribuição Area                                   |
| SAIFI   | <i>System Average Interruption Frequency Index</i>           |
| SAIDI   | <i>System Average Interruption Duration Index</i>            |
| SDEE    | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica                  |
| SDF     | <i>Sector Damage Function</i>                                |
| SDMT    | Sistema de Distribuição de Média Tensão                      |
| SEE     | Sistema de Energia Elétrica                                  |
| SED     | Subestação de Distribuição                                   |
| SIG     | Sistemas de informação geográfica                            |
| TM      | Tempo de Manobra   |
| TR      | Tempo de Reparo  |

## SUMÁRIO

|                |   |           |
|----------------|---|-----------|
| <b>1</b>       | <b>INTRODUÇÃO</b>   | <b>11</b> |
| 1.1            | MOTIVAÇÃO DO TRABALHO   | 11        |
| 1.2            | JUSTIFICATIVA   | 12        |
| 1.3            | OBJETIVOS   | 13        |
| <b>1.3.1</b>   | <b>Geral</b>  | <b>13</b> |
| <b>1.3.2</b>   | <b>Específicos</b>  | <b>13</b> |
| 1.4            | CONTRIBUIÇÕES   | 13        |
| 1.5            | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA   | 14        |
| 1.6            | ESTRUTURA DO TEXTO  | 16        |
| <b>2</b>       | <b>CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> | <b>18</b> |
| 2.1            | SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIO  | 18        |
| <b>2.1.1</b>   | <b>Redes de distribuição aéreas</b>   | <b>18</b> |
| <b>2.1.2</b>   | <b>Dispositivos de proteção e manobra</b>   | <b>19</b> |
| <b>2.1.3</b>   | <b>Seções ou zonas</b>  | <b>20</b> |
| <b>2.1.4</b>   | <b>Distâncias mínimas entre o condutor elétrico e a vegetação</b>                             | <b>21</b> |
| 2.2            | CONFIABILIDADE EM SDEE  | 21        |
| <b>2.2.1</b>   | <b>Índices de confiabilidade</b>  | <b>22</b> |
| <b>2.2.2</b>   | <b>Taxa de falha de componentes</b>   | <b>23</b> |
| <b>2.2.3</b>   | <b>Custo total de confiabilidade</b>  | <b>24</b> |
| <b>2.2.4</b>   | <b>Funções de dano ao consumidor</b>  | <b>25</b> |
| <b>2.2.5</b>   | <b>Custo de interrupção do consumidor</b>   | <b>26</b> |
| 2.3            | VEGETAÇÃO E MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SDEE   | 26        |
| <b>2.3.1</b>   | <b>VEGETAÇÃO</b>  | <b>26</b> |
| <i>2.3.1.1</i> | <i>Modelo de crescimento da vegetação</i>   | <i>26</i> |
| <i>2.3.1.2</i> | <i>Fatores que afetam à taxa de falha</i>   | <i>27</i> |
| <b>2.3.2</b>   | <b>MANUTENÇÃO EM SDEE</b>   | <b>28</b> |
| <i>2.3.2.1</i> | <i>Manutenção preventiva</i>  | <i>28</i> |
| <i>2.3.2.2</i> | <i>Manutenção da vegetação</i>  | <i>28</i> |
| <i>2.3.2.3</i> | <i>Poda de árvores</i>  | <i>29</i> |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>3</b> | <b>OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO E TÉCNICA DE SOLUÇÃO</b>            | <b>30</b> |
| 3.1      | PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO                            | 30        |
| 3.1.1    | <b>Dominância de Pareto</b>                                     | <b>30</b> |
| 3.1.2    | <b>Otimalidade de Pareto</b>                                    | <b>31</b> |
| 3.1.3    | <b>Conjunto ótimo de Pareto</b>                                 | <b>31</b> |
| 3.1.4    | <b>Frente de Pareto</b>   | <b>31</b> |
| 3.2      | MÉTODOS DE SOLUÇÃO DE MOOP                                      | 31        |
| 3.3      | ALGORITMOS EVOLUTIVOS MULTIOBJETIVO                             | 32        |
| 3.3.1    | <b>NSGA-II</b>  | <b>32</b> |
| <b>4</b> | <b>FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL</b>     | <b>35</b> |
| 4.1      | FORMULAÇÃO GERAL DO PROBLEMA                                    | 35        |
| 4.2      | IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DOS CASOS DE APLICAÇÃO E DO NSGA-II | 36        |
| 4.2.1    | <b>Método para formar as zonas</b>                              | <b>36</b> |
| 4.2.2    | <b>Codificação</b>  | <b>37</b> |
| 4.2.3    | <b>Geração da população inicial</b>                             | <b>38</b> |
| 4.2.4    | <b>Avaliação das funções objetivo</b>                           | <b>38</b> |
| 4.2.4.1  | <i>Caso 1</i>   | 38        |
| 4.2.4.2  | <i>Caso 2</i>   | 41        |
| 4.2.5    | <b>Restrições e obtenção da infactibilidade</b>                 | <b>43</b> |
| 4.2.6    | <b>Operadores genéticos</b>                                     | <b>44</b> |
| <b>5</b> | <b>TESTES E RESULTADOS</b>                                      | <b>46</b> |
| 5.1      | SISTEMA DE TESTE  | 46        |
| 5.2      | CONSIDERAÇÕES DO CASO DE APLICAÇÃO 1                            | 47        |
| 5.3      | CONSIDERAÇÕES DO CASO DE APLICAÇÃO 2                            | 47        |
| 5.4      | CÁLCULO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO DO CONSUMIDOR                   | 48        |
| 5.4.1    | <b>Curvas de carga</b>  | <b>48</b> |
| 5.4.2    | <b>Funções de dano ao consumidor</b>                            | <b>48</b> |
| 5.5      | CALIBRAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONTROLE DO NSGA-II                | 49        |
| 5.6      | RESULTADOS DO CASO DE APLICAÇÃO 1                               | 52        |
| 5.7      | RESULTADOS DO CASO DE APLICAÇÃO 2                               | 54        |
| <b>6</b> | <b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>                           | <b>58</b> |
| 6.1      | CONCLUSÕES  | 58        |
| 6.2      | PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS                                  | 59        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>REFERÊNCIAS</b>   | <b>60</b> |
| <b>APÊNDICE A - CURVAS DE CARGA</b>                          | <b>64</b> |
| <b>APÊNDICE B - TRABALHO SUBMETIDO EM ANAIS DE CONGRESSO</b> | <b>66</b> |

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

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 SDEEs estão compostos por: subestações de distribuição, sistema de distribuição primário, transformadores de distribuição e sistema de distribuição secundário.

As redes de distribuição primária, ou de média tensão, são principalmente aéreas, e na maioria das vezes, operam de forma radial<sup>1</sup>, com possibilidade de transferência de blocos de carga entre circuitos para a continuidade da operação em condições de contingência, devido à manutenção corretiva ou preventiva (KAGAN *et al.*, 2005). 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 um 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 (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS -CEMIG, 2011). As árvores também dificultam a inspeção visual da rede elétrica e obstaculizam o acesso aos equipamentos para manutenções. Quando uma parte de uma árvore entra em contato com condutores, ou dispositivos elétricos da rede de distribuição, falhas temporárias, ou permanentes, causam a ativação do sistema de proteção, interrompendo o fornecimento de energia elétrica. Para as concessionárias<sup>2</sup>, dentre os fatores ambientais as árvores são uma das três principais causas de interrupções no sistema de distribuição, as outras duas são animais e relâmpagos (BROWN, 2017). As faltas relacionadas com a vegetação ocorrem principalmente durante tempestades, quando a ação do vento coloca os ramos em contato com condutores.

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, en-

---

<sup>1</sup>Uma rede de distribuição de energia elétrica radial é definida como um sistema onde a corrente elétrica possui apenas um caminho para alcançar a cada componente desde a fonte de energia, isto significa que o fluxo de energia flui em apenas uma direção.

<sup>2</sup>Empresas que prestam o serviço público de distribuição de energia elétrica, também denominadas distribuidoras.

tre outros; 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 das podas, ou remoção de árvores e aplicação de retardadores de crescimento (KUNTZ *et al.*, 2002).

As árvores disponibilizam muitos benefícios ao homem e meio ambiente. O manejo da arborização deve visar pela convivência harmoniosa das árvores com os diversos equipamentos urbanos e com a rede de energia elétrica. Devido à conflituosa relação dentre a arborização e a rede elétrica, torna-se necessário dar importância à poda de árvores para manter a qualidade do fornecimento de energia elétrica. A poda é considerada um dos principais instrumentos para compatibilizar a estrutura do vegetal ao convívio humano urbano (PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2017). A poda de árvores é a atividade de manutenção preventiva com o maior custo para a maioria das concessionárias (SHORT, 2014). 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.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Desde o começo da indústria de energia elétrica, as árvores e os condutores elétricos aéreos têm coexistido, embora às vezes não harmoniosamente. A vegetação distingue-se dos outros elementos que estão sob redes de distribuição (edificações, ruas, terrenos) pois ela é um elemento dinâmico que muda e cresce ao longo do tempo e vai se aproximando dos condutores elétricos. 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. Portanto, é necessário um gerenciamento eficiente da vegetação circundante nas redes elétricas para garantir uma operação confiável dos SDEEs, e por motivos de segurança das turmas de emergência e do público em geral.

Comumente, 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. Tradicionalmente os cronogramas de poda são elaborados com base em um intervalo fixo de tempo, ou seja, são realizados ciclicamente. A duração do intervalo do ciclo da poda pode ser reduzida imediatamente após um evento de tempestade e, às vezes, é aumentada devido a restrições orçamentárias (KUNTZ, 1999). Geralmente se corta as árvores nas linhas de todo o alimentador ou, pelo menos, no circuito principal trifásico. Embora esses tipos de procedimentos apresentem bons resultados, a qualidade pode ser menor quando comparada aos resultados obtidos aplicando um procedimento de otimização. Uma vez que na abordagem tradicional de manutenção da vegetação não é considerado o impacto dos cronogramas de manutenção na confiabilidade do sistema de distribuição. Além do que um manejo otimizado da tarefa de poda de árvores pode diminuir significativamente os custos associados com a manutenção preventiva do sistema

de distribuição.

### 1.3 OBJETIVOS

#### 1.3.1 Geral

Desenvolver um método preditivo para determinar os melhores cronogramas de poda de árvores sob redes elétricas de distribuição considerando índices de confiabilidade e crescimento da vegetação, como parte do planejamento da manutenção preventiva do sistema de distribuição.

#### 1.3.2 Específicos

- Aprimorar os procedimentos de planejamento da manutenção preventiva da vegetação nas redes de distribuição utilizando técnicas de otimização;
- Formular o problema do planejamento de manutenção da vegetação sob redes de distribuição como um problema de otimização combinatória, considerando a topologia da rede, confiabilidade, impacto econômico e dados espaciais e temporais relacionados com a vegetação;
- Minimizar os custos de interrupções das seções dos alimentadores de distribuição considerando restrições preestabelecidas de recursos humanos e financeiros;
- Obter os cronogramas mais adequados de poda de árvores para determinar quando e onde realizar a manutenção da vegetação;
- Avaliar o método proposto em um sistema de distribuição real e analisar os resultados obtidos.

### 1.4 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições do trabalho são:

- Uma nova formulação de otimização multiobjetivo para o problema de planejamento da manutenção preventiva da vegetação que leva em conta o impacto financeiro provocado pela interferência da vegetação nas redes de distribuição de energia elétrica. Além disso, a metodologia determina os cronogramas de poda de árvores por seção/zona ao invés do alimentador por completo;
- Uma nova restrição ao problema de otimização que considera a realização da manutenção da vegetação na zonas prioritárias, quer dizer, setores da rede mais críticos cujas interrupções impactam mais fortemente na continuidade do serviço de energia;

- Um procedimento para a obtenção das taxas de falhas nas seções dos alimentadores de distribuição devidas à vegetação, usando a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) e um modelo de crescimento da vegetação.

## 1.5 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, apresenta-se uma revisão bibliográfica resumida de trabalhos relacionados com manutenção, confiabilidade e a influência da vegetação nas redes elétricas áreas. Inicialmente, serão apresentados trabalhos associados ao impacto do crescimento da vegetação sob as redes elétricas. Subsequentemente, apresentam-se os trabalhos relacionados ao planejamento da manutenção preventiva do sistema de distribuição.

No trabalho de [Radmer et al. \(2002\)](#), propõem-se modelos de previsão de taxas de falha para incorporar os efeitos do crescimento da vegetação nas taxas de falha dos alimentadores aéreos de distribuição. Os autores desenvolveram quatro modelos que determinam taxas de falha da vegetação variantes no tempo, utilizando os dados históricos de interrupções e fatores climáticos que afetam o crescimento da vegetação. Foram desenvolvidos dois modelos de regressão, um linear e um exponencial, nos quais, a variável independente foi o tempo decorrido desde a última manutenção da vegetação. Os outros dois modelos foram uma regressão linear multivariável e uma rede neural artificial, cujas variáveis consideradas foram as temperaturas médias anuais (mínima e máxima) e a precipitação média diária, além da variável utilizada nos primeiros dois modelos. Dentre esses modelos, o modelo da rede neural obteve o desempenho mais satisfatório, dado que, se ajusta melhor aos dados do que os outros modelos.

No ano de 2006, [Guikema et al. \(2006\)](#) desenvolveram modelos estatísticos para estimar os impactos da manutenção da vegetação (poda de árvores) nas interrupções do sistema elétrico operando em condições ambientais normais. Os autores desenvolveram e compararam um modelo linear generalizado ou GLM (do inglês, *Generalized Linear Model*) de Poisson, um GLM negativo binomial e um modelo generalizado linear misto ou GLMM (do inglês, *Generalized Linear Mixed Model*) de Poisson. As variáveis consideradas nos modelos estatísticos foram: o número de incidentes com árvores, tempo transcorrido desde a última poda de árvores, o comprimento das linhas aéreas e subterrâneas, o número de consumidores atendidos e a densidade populacional. O modelo mais adequado para examinar e determinar os efeitos da poda de árvores nas redes elétricas foi o modelo generalizado linear misto de Poisson.

[Kuntz \(1999\)](#) é o primeiro trabalho encontrado na literatura que formula o problema de planejamento da manutenção de vegetação sob redes de distribuição, como um problema de otimização combinatória. O modelo de otimização proposto considerou três funções objetivo usadas separadamente dependendo das necessidades da distribuidora. Esses objetivos são: 1) minimizar o custo total de confiabilidade; 2) minimizar o custo para obter um determinado nível

de confiabilidade; 3) maximizar a confiabilidade do sistema dado um valor preestabelecido de custo. Para a obtenção das taxas de falhas devido à vegetação nos alimentadores de distribuição, é utilizado um modelo de previsão através de uma rede neural artificial, que é uma extensão do trabalho de Radmer *et al.* (2002). 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.

Uma abordagem para a alocação de recursos destinados à manutenção da rede elétrica de distribuição foi apresentando em Sittithumwat *et al.* (2004). Nesta proposta, destaca-se o uso ideal dos recursos de manutenção com foco nos componentes mais críticos, cujas taxas de falha têm mais impacto na confiabilidade geral do sistema. As tarefas de manutenção dos componentes são classificadas em níveis de qualidade de manutenção (extensiva, mínima ou sem manutenção) e tem associadas um multiplicador de taxa de falha que representa uma estimativa do impacto do nível de manutenção nas taxas de falha esperadas. Neste trabalho, foi proposto um modelo de otimização binário que minimiza o índice de confiabilidade SAIFI (do inglês, *System Average Interruption Frequency Index*), sujeito à disponibilidade de recursos humanos e financeiros. As tarefas consideradas foram manutenções nos religadores e na vegetação para cada seção do alimentador de distribuição.

Apolinário e Mantovani (2011), apresentaram o problema de planejamento de podas de árvores circundantes às redes de distribuição, como um modelo de programação mono-objetivo binária dinâmica e não linear. A função objetivo a minimizar é formada pelo custo de energia não suprida (ENS) devido às interrupções provocadas pela vegetação mais o custo de mão de obra das equipes de manutenção. As restrições do modelo são a meta preestabelecida do FEC e os recursos humanos e financeiros disponíveis pela distribuidora para as tarefas de manutenção. Para estimar as taxas de falha ajustou-se os dados históricos das interrupções do serviço elétrico nos alimentadores, mediante uma curva de distribuição Gaussiana. Desta forma, obteve-se a equação que melhor se ajusta para cada alimentador. A técnica de solução do modelo foi o algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB). O cronograma de poda de árvores é determinado trimestralmente e por alimentador.

No ano 2012, Arias *et al.* (2012) formularam dois modelos matemáticos para o problema de manutenção da vegetação. O primeiro minimiza o nível de ENS devido a interrupções provocadas pela vegetação e utiliza taxas de falhas obtidas de dados históricos. O segundo minimiza a porcentagem média de violação das distâncias de segurança entre o condutor e a vegetação, empregando taxas de crescimento da vegetação. O conjunto de restrições são a disponibilidade de trabalho da turma de manutenção, a confiabilidade representada pelo limite máximo do FEC e o número máximo de podas permitidas por trecho ao longo do período de planejamento. Os

dois modelos propostos foram resolvidos usando o AGCB. Os mesmos autores no ano 2014 propuseram dois modelos multiobjetivos para o mesmo problema (ARIAS *et al.*, 2014). As funções objetivo são as mesmas dos modelos mono-objetivo, com a particularidade da inserção dos custos da tarefa de manutenção da vegetação. A técnica de solução dos modelos combina duas meta-heurísticas, o AGCB e algoritmo multiobjetivo NSGA-II (do inglês, *Nondominated Sorting Genetic Algorithm II*). Desta forma, melhora-se e incrementa-se a qualidade e quantidade de soluções não dominadas, em comparação às soluções obtidas pelos dois algoritmos executados separadamente.

Souza *et al.* (2013) apresentaram um modelo matemático de programação binária dinâmica multiobjetivo para o problema de planejamento da manutenção da vegetação. O modelo minimiza três objetivos: custos da ENS devido às falhas relacionadas com a vegetação, custos de manutenções, e um indicativo de confiabilidade do sistema. A única restrição considerada no modelo de manutenção da vegetação está relacionada com a quantidade de mão de obra disponível. O problema foi resolvido com o algoritmo NSGA-II. As taxas de faltas devido à vegetação foram representadas como uma modelagem matemática para um componente/sistema reparável mediante um processo pontual. No caso do programa determinar a realização de uma tarefa de manutenção, toda a extensão do alimentador deve ter realizada a poda da vegetação.

No trabalho de Dokic e Kezunovic (2018), foi apresentado um método preditivo para obter o cronograma de poda de árvores nas 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 de mapas preditivos de risco em tempo real, para avaliação da vegetação ao redor dos alimentadores de distribuição. O algoritmo de predição é baseado no modelo de campo aleatório condicional gaussiano ou GCRF (do inglês, *Gaussian Conditional Random Field*). O objetivo do problema de otimização é minimizar o risco total do sistema enquanto o orçamento disponível para a poda de árvores é mantido fixo. A técnica de solução é o algoritmo melhorado de relaxamento de programação linear com o método de relaxação Lagrangeana melhorado com um algoritmo heurístico proposto em Jewell *et al.* (2006).

## 1.6 ESTRUTURA DO TEXTO

Este documento está estruturado da seguinte forma:

No Capítulo 2, apresentam-se os conceitos relacionados à confiabilidade e manutenção em redes de distribuição de energia elétrica, que são necessários para o desenvolvimento da metodologia proposta.

No Capítulo 3 descrevem-se os fundamentos da otimização multiobjetivo. Também é apresentada a técnica de solução multiobjetivo para a resolução do problema de gerenciamento da

vegetação.

O Capítulo 4 apresenta a formulação do problema de otimização e os dados envolvidos na sua solução. São mostrados dois casos de aplicação da formulação apresentada. Os detalhes da implementação da técnica de solução como a codificação, avaliação das funções objetivo e restrições também são abordados.

No Capítulo 5 é apresentado o sistema de teste, a calibração dos parâmetros de controle do algoritmo NSGA-II e a análise dos resultados obtidos.

O Capítulo 6 compreende as conclusões, recomendações e os trabalhos futuros.

## 2 CONFIABILIDADE E MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIO

O sistema de distribuição primário é a parte do SEE que está entre a subestação de distribuição (SED) e os transformadores de distribuição, e é constituído por circuitos conhecidos como alimentadores primários de distribuição ou simplesmente alimentadores primários (GONEN, 2014). Segundo Kagan *et al.* (2005, p.13) “Estas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição que suprem a rede secundária, ou de baixa tensão. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias, conjuntos comerciais (“*shopping centers*”), instalações de iluminação pública, etc”. Os alimentadores de distribuição incluem um alimentador ou tronco principal, que geralmente é um circuito trifásico de três fios, mais ramais ou laterais, que usualmente são circuitos monofásicos ou trifásicos derivados do tronco principal e protegidos por elos fusíveis.

No Brasil, o sistema de distribuição de média tensão (SDMT) é definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL<sup>1</sup> como o conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados que estão na faixa de nível de tensão nominal entre 1 kV e 69 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, 2016). O SDMT pode ser aéreo ou subterrâneo, sendo o primeiro o mais comum pelo seu menor custo de construção.

#### 2.1.1 Redes de distribuição aéreas

As redes de distribuição aéreas (RDA) são construídas usando postes de concreto ou de madeira tratada. Estão classificadas de acordo a sua construção nos seguintes tipos de redes (COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS -CEMIG, 2014):

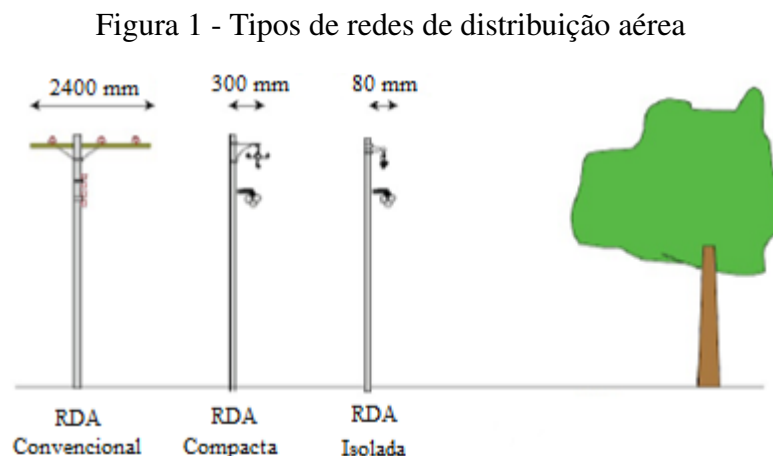
- RDA Convencionais: caracterizam-se por utilizar condutores de alumínio nus sobre cruzetas de madeira ou fibra e isoladores de porcelana ou vidro;
- RDA Compacta: utiliza cabos de fases cobertos com uma camada de material isolante plástico, sustentados por um cabo mensageiro de aço por meio de espaçadores poliméricos, sistema "*spacer cable*";

---

<sup>1</sup>ANEEL é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

- **RDA Isolada:** são utilizados três condutores isolados, blindados, e espinados em torno de um cabo de aço mensageiro de sustentação, esse sistema é totalmente isolado.

Na Figura 1, mostram-se os diferentes tipos de redes aéreas descritas previamente.



Fonte: Paiva (2016).

### 2.1.2 Dispositivos de proteção e manobra

Segundo Bueno (2005) os equipamentos do SDEE podem ser classificados como: manobra, proteção, correção e transformação dependendo das funções que desempenham nas redes. Os equipamentos de manobra são as chaves seccionadoras (óleo e facas) que permitem a transferência de cargas e a restauração rápida do serviço através da abertura e fechamento de circuitos.

Equipamentos de proteção resguardam os sistemas de distribuição de sobrecorrentes e sobrevoltagens. Os dispositivos de proteção de sobrecorrente de SDMT incluem disjuntores, religadores automáticos, corta-circuitos ou chaves-fusíveis e seccionadores automáticos. Esses elementos são descritos a seguir (ELETROBRÁS, 1986):

- **Disjuntor:** utilizado para energizar e interromper circuitos. Em condições de faltas, o disjuntor é comandado por relés de sobrecorrentes para abrir o circuito;
- **Religador automático:** é o dispositivo interruptor automático que abre e fecha seus contatos em um número predefinido de vezes em condições de sobrecorrentes, para eliminar faltas transitórias ou isolar faltas permanentes;
- **Chave fusível:** é o dispositivo constituído de um porta-fusível e demais partes destinadas a receber um elo fusível. No caso de uma condição de sobrecarga ou curto-circuito o elo fusível é aquecido e rompido pela passagem da sobrecorrente através dele, interrompendo o circuito;

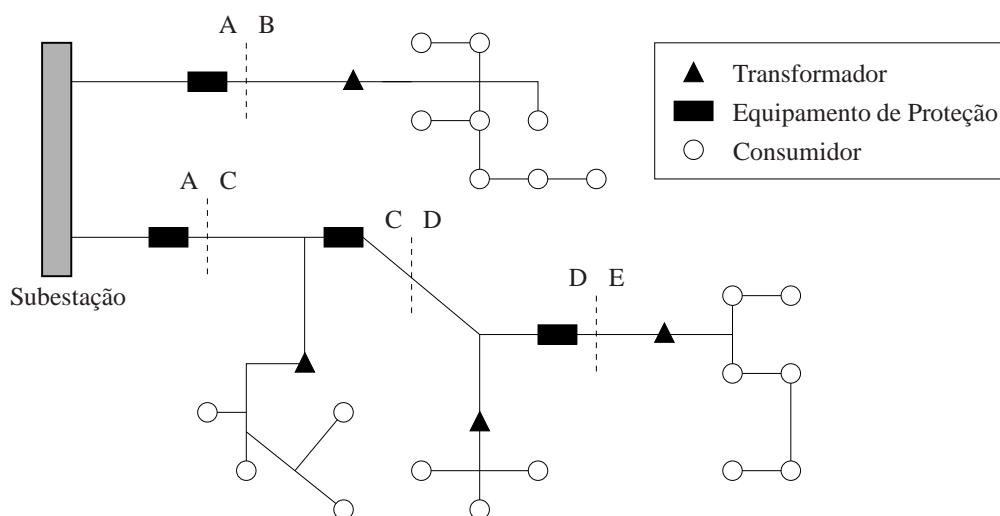
- **Seccionizador automático:** dispositivo projetado para interromper automaticamente o circuito que ele protege. Ele não interrompe correntes de falha, motivo pelo qual abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de retaguarda, normalmente um religador.

### 2.1.3 Seções ou zonas

Em um alimentador de distribuição o conjunto de trechos e equipamentos que estão entre chaves de manobras ou proteção adjacentes é definido como uma seção ou zona (JEN-HAO TENG; CHAN-NAN LU, 2002). As fronteiras ou limites dessas zonas são os dispositivos de proteção e manobra (ou chaves) que devem isolar setores do alimentador de forma automática ou manual durante uma falta. Devido à topologia radial das redes de distribuição, se qualquer equipamento de uma seção falhar, o dispositivo de proteção de retaguarda é ativado provocando a perda do fornecimento de eletricidade em toda a parte da rede que está a jusante<sup>2</sup> do dispositivo de proteção. Assim, a parte da rede mais próxima das subestações é mais importante que aquela mais distante, pois suas falhas provocam uma interrupção que afeta uma maior quantidade de consumidores (REIS, 2007). A carga equivalente de cada seção é obtida pela somatória das cargas individuais dentro da zona.

A Figura 2 apresenta a topologia de um sistema de distribuição com dois alimentadores e quatro equipamentos de proteção. A rede está dividida nas seções A, B, C, D e E, delimitadas pelas linhas pontilhadas. Na Figura 3 mostra-se a mesma rede dividida em seções.

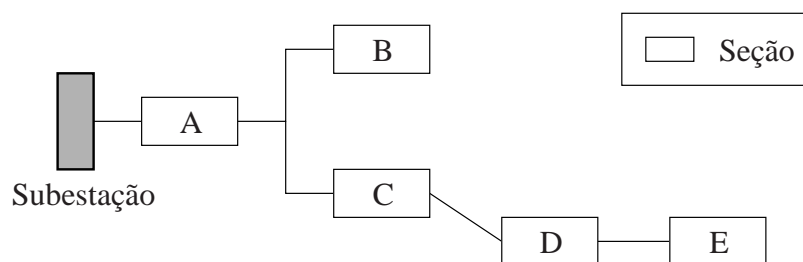
Figura 2 - Configuração de uma rede típica de distribuição



Fonte: Reis (2007).

<sup>2</sup>Um componente estar a jusante significa que ele está depois do outro em questão, mais perto da carga final.

Figura 3 - Divisão da rede de distribuição da Figura 2 em seções



Fonte: Reis (2007).

Como mostrado na Figura 2.3, as seções são delimitadas pela localização dos dispositivos de proteção e manobra, pois esses equipamentos determinam o impacto de qualquer interrupção. Portanto, a determinação das zonas é fundamental na avaliação da confiabilidade do sistema de distribuição.

#### 2.1.4 Distâncias mínimas entre o condutor elétrico e a vegetação

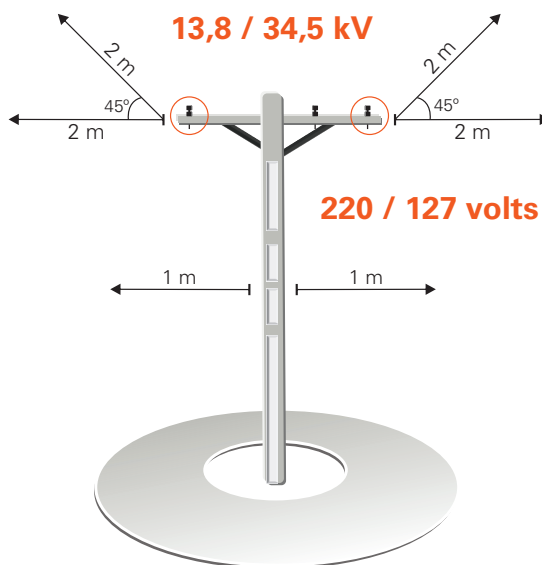
Segundo Elektro (2018, p.19) “O “limite de segurança” estabelecido pela Norma NBR 15688 é dado pelas distâncias de 2 metros (13,8kV) e 1 metro (127-220V) entre o condutor e a vegetação, na rede primária e secundária, respectivamente”. A mesma norma ABNT NBR 15688 estabelece os afastamentos mínimos<sup>3</sup> entre os condutores e o solo, que no caso de ruas e avenidas é de 5,5m para condutores em nível de tensão menor o igual a 1kV. Para respeitar essas duas distâncias, a vegetação circundante às redes de distribuição deve atingir no máximo uma altura de 4,5m no caso de trechos com rede primaria e secundaria. Na Figura 4, mostram-se as distâncias mínimas a serem respeitadas entre o condutor elétrico e a extremidade da vegetação.

## 2.2 CONFIABILIDADE EM SDEE

A operação do SDEE visa fornecer eletricidade aos consumidores finais garantindo altos níveis de qualidade, continuidade e economicidade (ELETROBRÁS, 1982a). Isto leva às distribuidoras de energia elétrica a se perguntar questões tais como: o que está acontecendo no sistema? onde e porque estão acontecendo problemas? Então, torna-se evidente a necessidade das concessionárias de procurar por métodos que permitam quantificar e avaliar o comportamento dos sistemas de distribuição. Tais métodos são definidos com a teoria da confiabilidade e permitem fazer o diagnóstico do sistema.

<sup>3</sup>As distâncias entre os condutores e o solo referem-se às alturas mínimas nas condições de flecha máxima.

Figura 4 - Limites de segurança entre as partes energizadas e vegetação



Fonte: ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS (2020).

A confiabilidade pode ser definida como a capacidade de um sistema executar a função para a qual foi projetado, nas condições operacionais encontradas durante sua vida útil estimada (CHOWDHURY; KOVAL, 2011). A confiabilidade do SDEE, refere-se principalmente a falhas em seus equipamentos e interrupções nos pontos de carga dos clientes.

Os consumidores, tornam-se cada dia mais dependentes da utilização de dispositivos ou equipamentos tecnológicos que melhoram o seu conforto e sua qualidade de vida. Como esses dispositivos funcionam com energia elétrica, eles são vulneráveis às interrupções da eletricidade. Isto faz com que os clientes sejam cada vez mais exigentes com as concessionárias quanto à continuidade do serviço de energia elétrica.

### 2.2.1 Índices de confiabilidade

Os índices de confiabilidade baseados no serviço ao cliente são os mais utilizados. As distribuidoras usam principalmente dois índices para comparar a confiabilidade dos seus sistemas, o SAIFI e o SAIDI (do inglês, *System Average Interruption Duration Index*).

O SAIFI definido em (1) é o número médio de interrupções de clientes em um ano e é expresso em interrupções/ano, também é semelhante à taxa média de falhas (SHORT, 2018). O SAIDI dado pela equação (2), é uma medida de quantas horas de interrupção em média um cliente experimentou ao longo de um ano, e quantifica a duração total média (horas/ano) das interrupções.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupções de clientes}}{\text{Número total de clientes atendidos}} \quad (1)$$

$$SAIDI = \frac{\text{Somatório da duração de todas as interrupções de clientes}}{\text{Número total de clientes atendidos}} \quad (2)$$

No Brasil a 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 FEC 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 ([AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, 2016](#)).

O FEC é a somatória da quantidade de interrupções das unidades consumidoras dividido pelo número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto, expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções ([AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, 2019](#)). Segundo [AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL \(2016\)](#) “O conjunto é o agrupamento de unidades consumidoras, aprovado pela ANEEL e pertencente a uma mesma área de concessão ou permissão”. 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 SAIFI.

O DEC é igual à somatória dos tempos de duração das interrupções experimentadas pelas unidades consumidoras dividido pelo número total de unidades consumidoras do conjunto e é expresso em horas e centésimos de hora. O DEC é semelhante ao índice de confiabilidade SAIDI. Para o cálculo dos indicadores de continuidade são consideradas apenas interrupções com duração maior ou igual a três minutos, ou seja, de longa duração.

### 2.2.2 Taxa de falha de componentes

Cada componente do SDEE pode ser caracterizado 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](#)). Dado que todo equipamento de um sistema possivelmente falhará se permanecer operando por um longo período de tempo, existe uma taxa de falha associada a cada um. A taxa de falha denotada por  $\lambda$  é definida como o número de falhas esperado por unidade, ou componente em um determinado intervalo de tempo (usualmente um ano) ([CHOWDHURY; KOVAL, 2011](#)). Também descreve a probabilidade de falha do componente considerado.

A taxa de falha pode ser obtida pela equação (3), 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.

$$\lambda = \frac{\text{Número de falhas}}{\text{Tempo total de operação}} \quad (3)$$

Um sistema de distribuição com topologia radial consiste em um conjunto de componentes conectados em série. Portanto, os conceitos dos sistemas em série podem ser aplicados diretamente nesse sistema. A taxa de falha de um sistema em série é dado pela equação (4) (BILLINTON; ALLAN, 1990).

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (4)$$

onde  $\lambda_s$ ,  $\lambda_i$  são as taxas de falha do sistema em série e do componente  $i$  respectivamente, expressas em (falhas/ano) e  $n$  é o número de total de componentes.

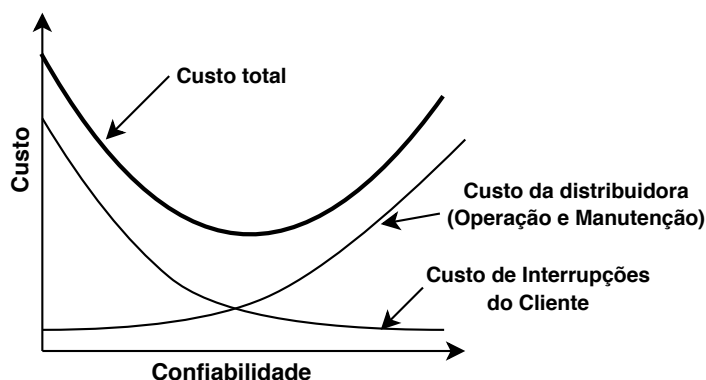
### 2.2.3 Custo total de confiabilidade

Com o objetivo do suprimento de eletricidade com altos níveis de confiabilidade, as concessionárias devem fazer maiores investimentos na construção, operação e manutenção dos SDEE. Esses custos mais altos acrescentariam as tarifas de energia para os clientes. Porém quando a confiabilidade é incrementada os clientes principalmente comerciais e industriais perdem menos dinheiro devido à perda de fornecimento de energia.

Na Figura 5, a curva crescente representa a relação custo/confiabilidade da concessionária, 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).

O custo de confiabilidade da concessionária envolve os custos anuais de operação, manutenção e novos investimentos no sistema. O custo de confiabilidade dos clientes é a soma de todos os custos incorridos pelo cliente devido às interrupções de longa e curta duração. Também é o valor que um cliente estaria disposto a pagar para evitar uma interrupção da eletricidade.

Figura 5 - Curvas de custo de confiabilidade



Fonte: Adaptação de [Brown et al. \(1997\)](#).

#### 2.2.4 Funções de dano ao consumidor

O valor da qualidade do serviço de energia elétrica, ou seja, o valor da confiabilidade expresso em termos do custo de interrupção do cliente, pode ser estabelecido com base em pesquisas reais da percepção dos clientes sobre o nível de confiabilidade do serviço.

Uma coleta de dados a partir de entrevistas aos consumidores, levam à criação de funções de danos ao consumidor da energia ([CHOWDHURY; KOVAL, 2011](#)), as quais podem ser utilizadas para representar os custos de diferentes consumidores. Segundo [Cruz \(2007, p.101\)](#) “[...] a duração da interrupção é a variável utilizada para criar as Funções de Dano ao Consumidor ou (CDF), que são curvas desenvolvidas a partir dos dados fornecidos pelos entrevistados, as quais expressam os custos em função da duração da falha”.

A formulação mais comum para avaliar o impacto da interrupção da eletricidade nos consumidores é a partir da função de dano ao consumidor ou CDF (do inglês, *Customer Damage Function*) 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.

A função de dano ao consumidor por setor ou SDC (do inglês, *Sector Damage Function*) apresenta os custos de interrupções para os consumidores agrupados por setores, por exemplo, residencial, comercial e industrial.

Os custos de interrupção do cliente em qualquer ponto de carga, envolvem a combinação de custos associados a todos os tipos de clientes afetados pela interrupção no fornecimento de eletricidade. Essa combinação dos tipos de consumidores, leva à criação de uma função composta de danos ao consumidor ou CCDF (do inglês, *Composite Customer Damage Function*).

## 2.2.5 Custo de interrupção do consumidor

O custo de interrupção do consumidor, 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 clientes são as perdas que experimentam devido à indisponibilidade de funções, produtos e atividades que dependem da eletricidade (LEITE *et al.*, 2016).

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. Além de outros fatores tais como: os tipos de clientes interrompidos, a demanda real no momento da interrupção, a duração da interrupção, a hora e o dia em que a interrupção ocorre. O CIC de um alimentador de distribuição pode ser expresso como em Teng e Liu (2003):

$$CIC = \sum_{i=1}^n \lambda_i l_i \left( \sum_{j=1}^n C_{ij} L_j \right) \quad (5)$$

Na expressão (5)  $n$  é número de seções do alimentador,  $\lambda_i$  e  $l_i$  são a taxa de falha (falha/km-ano) e o comprimento (km) da seção  $i$ ,  $L_j$  é a carga da seção  $j$ , apenas considerada no caso que a seção  $j$  for afetada pela interrupção da seção  $i$ . Finalmente,  $C_{ij}$  é o custo de interrupção (\$/kW) da seção  $j$  devido à interrupção da seção  $i$  e é dado pela equação (6).

$$C_{ij} = Res_j(\%) \cdot f_R(\gamma_{ij}) + Com_j(\%) \cdot f_C(\gamma_{ij}) + Ind_j(\%) \cdot f_I(\gamma_{ij}) \quad (6)$$

onde  $Res_j(\%)$ ,  $Com_j(\%)$  e  $Ind_j(\%)$  são as porcentagens das cargas residenciais, comerciais e industriais respectivamente na seção  $j$ ,  $f_R(\gamma_{ij})$ ,  $f_C(\gamma_{ij})$  e  $f_I(\gamma_{ij})$  são funções de custo de dano por interrupção de consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente. E  $\gamma_{ij}$  é a duração da interrupção do serviço da seção  $j$  devido uma falha permanente na seção  $i$ . O tempo de duração da interrupção depende do local da interrupção e dos tempos de detecção, isolamento e restauração de faltas do alimentador, obtidos do histórico de interrupções.

## 2.3 VEGETAÇÃO E MANUTENÇÃO PREVENTIVA EM SDEE

### 2.3.1 VEGETAÇÃO

#### 2.3.1.1 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 proposto em Leite *et al.* (2017), Leite *et al.* (2019) é definido pela equação (7).

$$H = A \left[ 1 - P e^{-g(w_{temp}, w_{prec}) \cdot (t_{corr} - t_{poda})} \right] \quad (7)$$

onde  $H$  é a altura atual da árvore. O tempo de crescimento é o intervalo de tempo entre a data atual  $t_{corr}$  e a data da última poda  $t_{poda}$ . A taxa de crescimento  $g(w_{temp}, w_{prec})$  depende de parâmetros do clima, como valores médios mensais de temperatura e precipitação.  $A$  é a altura máxima (AM) da árvore.  $P$  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. Mediante o modelo de crescimento vertical da vegetação obtém-se a altura das árvores que estão sob as redes do SDEE, o que permite determinar as árvores que atingiram a AM permitida (que estão infringindo as distâncias mínimas de segurança) e que podem interferir com a rede elétrica.

Escolhe-se este modelo de crescimento da vegetação porque é simples e genérico. A diferença de outros modelos, requer menos dados de entrada para obter a altura estimada da vegetação. Porém a precisão do modelo é de difícil comprovação. Atualmente, com o surgimento de novas tecnologias de sensoriamento remoto como LIDAR (do inglês, *Light Detection and Ranging*), utiliza-se imagens de satélite e algoritmos para calcular o tamanho da vegetação e determinar a distância das árvores aos condutores. O uso dos sistemas de informação geográficos (SIG) permite melhorar o gerenciamento da vegetação, por meio da análise das áreas cuja vegetação tem padrões de crescimento e tratamento semelhantes.

### 2.3.1.2 Fatores que afetam à taxa de falha

O valor da taxa de falha devido à vegetação está relacionado diretamente com o crescimento da vegetação. Os fatores que influenciam à taxa de falha relacionadas à vegetação nos alimentadores de distribuição são (RADMER *et al.*, 2002; JEWELL *et al.*, 2006):

- Comprimento do alimentador;
- Densidade da vegetação;
- Taxas de crescimento e rebrota dos tipos de vegetação existentes no local;
- Clima, tempo, precipitação e outros parâmetros ambientais.

Todos estes fatores consideram-se como dados de entrada em um modelo preditivo de taxa de falha, cuja utilização permite avaliar os efeitos da manutenção da vegetação na confiabilidade do sistema de distribuição.

### 2.3.2 MANUTENÇÃO EM SDEE

Cada equipamento dos sistemas elétricos tem uma possibilidade de falhar. Algumas causas de falta são: defeitos na sua fabricação, incorreta instalação, desgaste e envelhecimento. Além disso, nas redes elétricas aéreas tais componentes estão expostos a fatores do meio ambiente como vegetação, chuva, vento, descargas atmosféricas, neve, etc. Nos SDEE as causas mais comuns de interrupções no fornecimento de eletricidade são principalmente falhas nos equipamentos e o contato da rede com árvores. Uma das principais estratégias para mitigar essas causas de interrupção e garantir o fornecimento de energia elétrica é a manutenção.

#### 2.3.2.1 *Manutenção preventiva*

Os equipamentos do sistema de distribuição exigem inspeção, testes e/ou manutenção para garantir sua apropriada operação e reduzir a probabilidade de falhas (BROWN, 2017). Segundo Eletrobrás (1982b, p.69) “*Manutenção preventiva* é todo serviço programado de controle, conservação ou restauração de instalações e equipamentos, executado com a finalidade de mantê-los em condições de operação e prevenir possíveis ocorrências que afetem sua disponibilidade”.

A manutenção preventiva geralmente é efetuada em intervalos de tempo predeterminados, ou de acordo com critérios preestabelecidos, destinados a diminuir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um equipamento. Alguns dos principais trabalhos de manutenção são:

- Podar árvores e limpar faixas;
- Substituição de condutores, isoladores, cruzetas, ferragens e outros equipamentos;
- Limpeza de isoladores;
- Reapertar ou refazer conexões;
- Instalação de guarda-pássaros.

#### 2.3.2.2 *Manutenção da vegetação*

As estratégias de controle da vegetação diminuem mas não eliminam totalmente as falhas provocadas pela vegetação nas redes elétricas. A manutenção preventiva da vegetação inclui as seguintes atividades (JEWELL *et al.*, 2006):

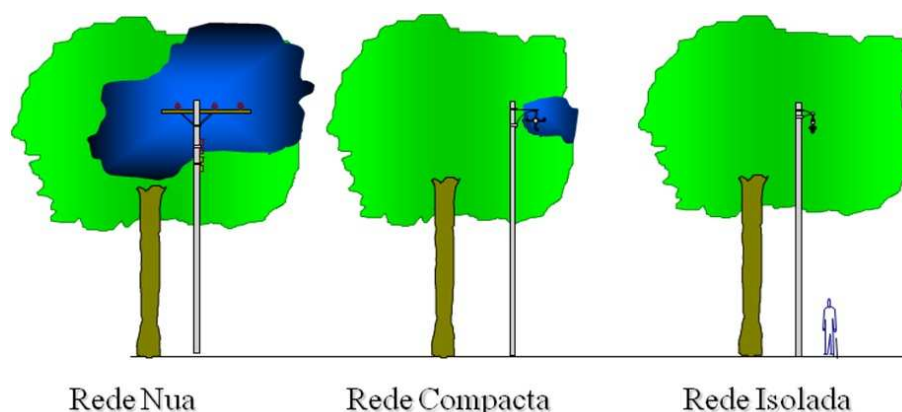
- Poda de árvores: é a atividade de manutenção mais comum e realiza-se ciclicamente cada três a seis anos;

- Reguladores de crescimento de árvores: são agentes químicos usados para retardar o crescimento da vegetação e geralmente são usados após da realização da poda;
- Remoção de árvores: as distribuidoras também removem árvores que por suas condições ameaçam a rede elétrica, às vezes substituindo-as por espécies mais pequenas e de crescimento mais lento;
- Spacer cable e cabos protegidos: o uso de sistemas de espaçamento e cabos isolados permite que a vegetação se aproxime á rede e reduz o número de interrupções. São usados em áreas que exigem maiores níveis de confiabilidade devido as características dos consumidores especiais, e em regiões arborizadas que apresentam difícil acesso.

### 2.3.2.3 Poda de árvores

A poda de árvores é a tarefa de manutenção preventiva para o controle do crescimento da vegetação sob redes elétricas. E é definida como a retirada de ramos, ou partes de plantas, arbustos e árvores (PREFEITURA DE SÃO PAULO, 2017). Todas as árvores e arbustos que possam eventualmente afetar os condutores da rede de distribuição, são cortadas até um afastamento especificado dado pela distância mínima entre os condutores e a vegetação. Esse afastamento depende do tipo de rede aérea como é mostrado na Figura 6.

Figura 6 - Comparação da área de poda entre as redes convencional, compacta e isolada



Fonte: Celesc (2012).

Existem duas formas de gerenciar a poda de árvores nas redes elétricas: a preventiva, ou programada e a corretiva. As distribuidoras geralmente programam a poda árvores por alimentador individual e em ciclos fixos de tempo. A poda de árvores corretiva ou não programada é realizada devido a falhas provocadas por vegetação ou por atividades de construção.

### 3 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO E TÉCNICA DE SOLUÇÃO

#### 3.1 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

A otimização é o processo e/ou a técnica para encontrar uma, ou mais soluções factíveis que correspondem aos valores extremos de um, ou mais objetivos. De forma geral, um problema de otimização multiobjetivo (multicritério) ou MOOP (do inglês, *Multi-Objective Optimization Problem*) é definido como:

$$\begin{aligned} \text{minimizar/maximizar : } & F(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})]^T \\ \text{sujeito a : } & g_i(\mathbf{x}) \leq 0 & i = 1, 2, \dots, m \\ & h_j(\mathbf{x}) = 0 & j = 1, 2, \dots, p \\ & \mathbf{x} \in \Omega \end{aligned}$$

Uma solução do MOOP minimiza ou maximiza os elementos do vetor  $F(\mathbf{x})$ , onde  $\mathbf{x}$  é o vetor da variável de decisão n-dimensional  $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$  de algum universo  $\Omega$ . As expressões  $g_i(\mathbf{x}) \leq 0$  e  $h_j(\mathbf{x}) = 0$  representam as restrições que devem ser satisfeitas, enquanto minimizam (ou maximizam)  $F(\mathbf{x})$  e  $\Omega$  contém todos os possíveis  $\mathbf{x}$  que podem ser usados para satisfazer uma avaliação de  $F(\mathbf{x})$  (COELLO *et al.*, 2007).

Um MOOP consiste de  $k$  objetivos refletidos nas  $k$  funções objetivo,  $m + p$  restrições e  $n$  variáveis de decisão. A função de avaliação,  $F : \Omega \rightarrow \Lambda$ , é o mapeamento do vetor das variáveis de decisão  $\mathbf{x}$  para o vetor de saída ou objetivo  $\mathbf{z} = [z_1, z_2, \dots, z_k]^T$ . O mapeamento ocorre entre um vetor solução n-dimensional e um vetor objetivo k-dimensional.

Na presença de várias funções objetivo, o conceito de "ótimo" muda, porque o intuito é encontrar bons compromissos entre os diferentes objetivos que geralmente são conflitantes. Para denominar de ótima uma solução em um problema de otimização multiobjetivo, é necessário estender o conceito de otimalidade. Para esse fim são necessárias as definições descritas em Coello *et al.* (2007), apresentadas a seguir.

##### 3.1.1 Dominância de Pareto

Um vetor  $\mathbf{u} = [u_1, u_2, \dots, u_k]$  é dito *dominar* um outro vetor  $\mathbf{v} = [v_1, v_2, \dots, v_k]$  (denotado por  $\mathbf{u} \preceq \mathbf{v}$ ), se e, somente se,  $\mathbf{u}$  é parcialmente menor que  $\mathbf{v}$ , isto é  $\forall i \in \{1, \dots, k\}, u_i \leq v_i \wedge \exists i \in \{1, \dots, k\} : u_i < v_i$ <sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Essa definição é válida para o caso de minimização.

### 3.1.2 Otimalidade de Pareto

Uma solução  $\mathbf{x} \in \Omega$  é denominada ótima de Pareto com respeito a  $\Omega$  se e, somente se, não existe  $\mathbf{x}' \in \Omega$  para qual  $\mathbf{v} = F(\mathbf{x}') = [f_1(\mathbf{x}'), f_2(\mathbf{x}'), \dots, f_k(\mathbf{x}')]$  domina  $\mathbf{u} = F(\mathbf{x}) = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_k(\mathbf{x})]$ . O termo ótimo de Pareto é usado para todo o espaço da variável de decisão, a menos que seja especificado de outra forma.

### 3.1.3 Conjunto ótimo de Pareto

Para um dado MOOP,  $F(\mathbf{x})$ , o conjunto ótimo de Pareto,  $\mathcal{P}^*$ , é definido como:

$$\mathcal{P}^* := \{\mathbf{x} \in \Omega \mid \nexists \mathbf{x}' \in \Omega \ F(\mathbf{x}') \preceq F(\mathbf{x})\} \quad (8)$$

As soluções ótimas de Pareto são aquelas dentro do espaço das variáveis de decisão cujos elementos dos vetores objetivos correspondentes não podem ser melhorados simultaneamente. Essas soluções também são chamadas não-inferior, admissível ou soluções eficientes. O conjunto de todas as soluções eficientes é denotado por  $\mathcal{P}^*$ , cujos elementos são vetores chamados de *não-dominados*.

### 3.1.4 Frente de Pareto

Para um dado MOOP,  $F(\mathbf{x})$ , com solução igual ao conjunto ótimo de Pareto,  $\mathcal{P}^*$ , a frente ou fronteira de Pareto,  $\mathcal{PF}^*$ , é definida como:

$$\mathcal{PF}^* := \{\mathbf{u} = F(\mathbf{x}) \mid \mathbf{x} \in \mathcal{P}^*\} \quad (9)$$

Quando plotados no espaço objetivo, os vetores não dominados são coletivamente conhecidos como frente de Pareto, ou seja,  $\mathcal{PF}^*$  é a imagem<sup>2</sup> do conjunto ótimo de Pareto  $\mathcal{P}^*$  no espaço das funções objetivo.

## 3.2 MÉTODOS DE SOLUÇÃO DE MOOP

O processo de otimização multiobjetivo tem duas etapas, a determinação do conjunto ótimo de Pareto e a tomada de decisão, dado que é desejado obter uma solução única. Desta forma é necessário um tomador de decisões e suas preferências, para ordenar as soluções ótimas de Pareto e escolher a solução final (COELLO *et al.*, 2007).

<sup>2</sup>O conjunto imagem de uma função  $f : X \rightarrow Y$  é o conjunto de todos os elementos de  $Y$  resultantes da aplicação de algum elemento de  $X$  na função  $f(x)$ .

Baseado na ordem e estruturação das etapas de busca e tomada de decisão, os métodos de otimização multiobjetivo podem ser classificados em três grupos:

- Métodos *a priori*: caracterizam-se pela tomada de decisão antes de realizar o processo de busca de soluções, a preferência e importância para cada objetivo é conhecida e usada no processo de otimização;
- Métodos *a posteriori*: também são conhecidos como métodos para gerar soluções ótimas de Pareto. Depois do conjunto ótimo de Pareto (ou uma parte dele) ser gerado, é apresentado ao tomador de decisão, que seleciona a solução de maior preferência. Nestes métodos, a tomada de decisão é realizada após a geração (busca) de soluções ótimas;
- Métodos interativos: nestes métodos o tomador de decisão intervém durante o processo de busca do conjunto ótimo de Pareto, incluindo suas preferências ao longo da execução do algoritmo, e guiando a busca para regiões de maior interesse.

### 3.3 ALGORITMOS EVOLUTIVOS MULTIOBJETIVO

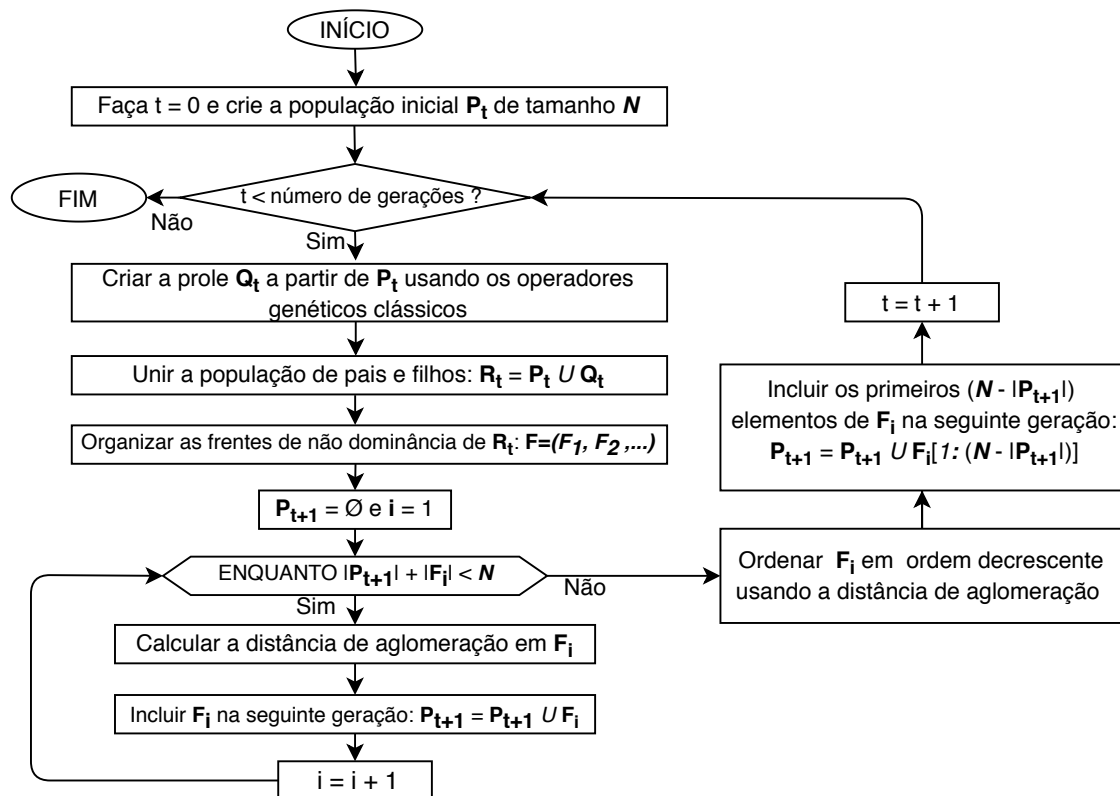
O termo algoritmo evolutivo, ou EA (do inglês, *Evolutionary Algorithm*) se refere a uma categoria de métodos de otimização estocásticos que tentam replicar o processo da evolução natural para resolver problemas. Um algoritmo evolutivo multiobjetivo, ou MOEA (do inglês, *Multi-Objective Evolutionary Algorithm*) é um método para resolver problemas de otimização multiobjetivo baseado em EAs. 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. Além disso os MOEAs são menos suscetíveis à forma ou continuidade da fronteira de Pareto, por exemplo, MOEAs podem tratar facilmente com frentes de Pareto descontínuas ou côncavas. Portanto, os MOEAs são bastante atrativos para resolver MOOPs, pois eles possibilitam ambos, isto é, busca e tomada de decisão multiobjetivo (COELLO *et al.*, 2007).

#### 3.3.1 NSGA-II

Neste trabalho, a técnica de solução escolhida para resolver o problema de otimização multiobjetivo é o algoritmo 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. Nesse procedimento, a população é classificada em diferentes níveis, ou fronteiras segundo a dominância de Pareto. O algoritmo computa uma densidade estimada de soluções em torno de uma solução específica 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 mantenha uma distância dos outros. Isso mantém

a população variada e ajuda a convergência em uma melhor fronteira de não dominância. O fluxograma do NSGA-II é mostrado na Figura 7. Escolhe-se este algoritmo porque oferece boas características de convergência e é amplamente utilizado na resolução de problemas de otimização multiobjetivo complexos e do mundo real.

Figura 7 - Fluxograma do algoritmo NSGA-II

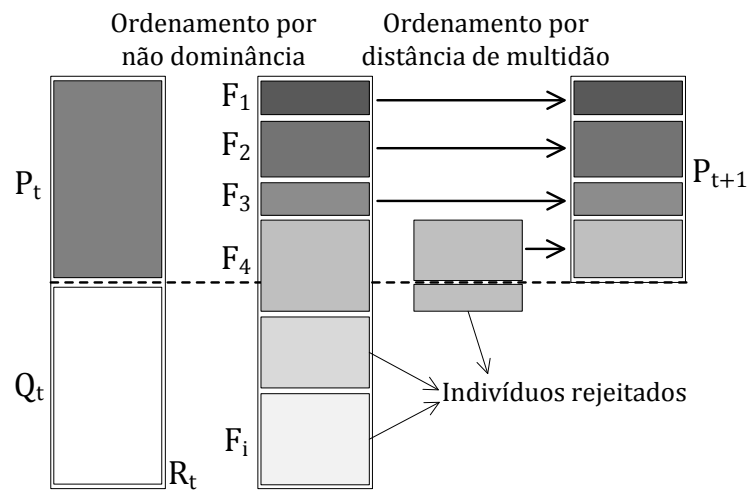


Fonte: Adaptação de Misari *et al.* (2020).

No início do algoritmo, gera-se uma população aleatória de pais  $P_0$  com  $N$  indivíduos, essa população é ordenada baseado na não dominância de cada indivíduo. A partir de  $P_0$  uma população de descendentes  $Q_0$  de tamanho  $N$  é criada usando os operadores genéticos de seleção, recombinação e mutação. Em seguida, inicia-se o ciclo geracional do NSGA-II, com a obtenção da população combinada  $R_t$  na geração  $t$ , formada pela união das populações de pais  $P_t$  e descendentes  $Q_t$ . Na sequência, classificam-se os indivíduos de  $R_t$  nas diferentes frentes de não dominância. Desta forma, inicia-se o processo iterativo para preencher as  $N$  vagas da população de pais da seguinte geração  $P_{t+1}$ . Se o número de indivíduos das melhores frentes de não dominância  $|F_i|$  é menor ou igual ao número de vagas disponíveis na população  $P_{t+1}$ , todas as soluções pertencentes à fronteira  $i$ , são encaminhadas para a próxima geração. Se uma fronteira tem uma maior quantidade de indivíduos que as vagas disponíveis da população  $P_{t+1}$ , então ordena-se em ordem decrescente os indivíduos dessa fronteira tomando como critério a

distância de aglomeração. Desta forma, escolhem-se as soluções com a maior distância de aglomeração até atingir as  $N$  vagas da população de pais da geração seguinte. Este procedimento é apresentado na Figura 8. A nova população  $P_{t+1}$  agora é usada para gerar a população de novos descendentes  $Q_{t+1}$ , assim, inicia-se outra geração do algoritmo. O processo geracional continua até que o critério de parada seja satisfeito.

Figura 8 - Procedimento do NSGA-II



Fonte: Adaptação de [Deb et al. \(2002\)](#).

No seguinte capítulo, serão apresentadas com detalhes as estratégias e operadores genéticos adotados na implementação do algoritmo evolutivo NSGA-II.

## 4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

### 4.1 FORMULAÇÃO GERAL DO PROBLEMA

O problema do planejamento da manutenção da vegetação sob redes de distribuição é formulado como um problema de otimização com variáveis discretas ou de otimização combinatória. Neste problema, busca-se encontrar dentre as possíveis propostas de solução, aquela que é a melhor.

Devido à desuniformidade da vegetação nos SDEEs, com taxas de crescimento diferentes, considera-se necessário determinar o cronograma de poda de árvores por zona, ao invés do alimentador por completo. Portanto neste trabalho, o cronograma da manutenção da vegetação é planejado a cada ano, e estabelece quando e quais zonas devem ter a vegetação podada. Para determinar quando será realizada a poda, é escolhida uma formulação com intervalos discretizados de tempo. É escolhido o trimestre como sendo esse intervalo de tempo, embora a formulação proposta permita adaptar facilmente a outros intervalos, como mensal ou quinzenal.

Propõe-se minimizar o custo total de confiabilidade mediante uma abordagem multiobjetivo. Deste modo, o CIC e o custo de manutenção da vegetação (CMV) são minimizados simultaneamente mediante duas funções objetivo separadas. É considerada uma abordagem multiobjetivo, devido à natureza conflitante de ambos custos. As restrições consideradas são a disponibilidade de trabalho da equipe de manutenção preventiva da distribuidora, a diminuição do FEC em comparação ao ano anterior e a realização da manutenção nas seções prioritárias. Estas restrições serão descritas mais à frente do capítulo.

Para resolver o problema combinatório, adotou-se um método *a posteriori*, que consiste em realizar a busca antes da tomada de decisão. Com isto, deseja-se encontrar o conjunto das melhores soluções, e deixar ao tomador de decisão a escolha do plano preferencial de manutenção a ser realizado, dependendo da experiência dele e das necessidades e recursos disponíveis da concessionária. Neste trabalho aborda-se 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 (10).

$$\begin{aligned}
\text{minimizar: } F &= \begin{cases} \text{Custo de interrupção do cliente devido à vegetação (CICV)} \\ \text{Custo de manutenção da vegetação (CMV)} \end{cases} \\
\text{sujeito a: } & \begin{aligned} & - \text{Disponibilidade do trabalho;} \\ & - \text{Redução do FEC;} \\ & - \text{Seções prioritárias.} \end{aligned}
\end{aligned} \tag{10}$$

Na formulação proposta, deve-se englobar todos os parâmetros e variáveis relacionadas com o problema da manutenção da vegetação sob redes de distribuição que são: o clima, o tipo de vegetação e o seu crescimento, a rede de distribuição e os seus índices de confiabilidade. Visando minimizar o impacto econômico provocado pelo crescimento da vegetação que afeta tanto aos consumidores e às distribuidoras de energia.

Conforme mostrado anteriormente e no Capítulo 2, para planejar a manutenção preventiva da vegetação nas redes de distribuição é necessário uma grande quantidade de dados. As concessionárias às vezes, não possuem todos os dados requeridos para determinar o cronograma de manutenção mais adequado. Por tanto a formulação do problema apresentada anteriormente, pode ser utilizada em diferentes situações. Nas seguintes seções, apresenta-se a implementação do algoritmo de solução e dois casos (ou cenários) diferentes de aplicação, nos quais é resolvido o mesmo problema e empregado a mesma formulação proposta. As diferenças entre os dois casos são a disponibilidade dos dados referentes à vegetação e sua implementação computacional. O primeiro caso, utiliza-se quando a concessionária possui dados relacionados com a vegetação que cresce abaixo da rede elétrica, dessa forma, são aproveitados os dados da vegetação e da rede de distribuição para resolver o problema do planejamento da manutenção da vegetação. No segundo caso, a informação da vegetação não está disponível, por conseguinte, emprega-se apenas a informação do sistema de distribuição.

## 4.2 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL DOS CASOS DE APLICAÇÃO E DO NSGA-II

### 4.2.1 Método para formar as zonas

A topologia das redes de distribuição de energia elétrica pode ser representada por meio de grafos. Um grafo é um conjunto de vértices (ou nós) que estão interligados por arestas (ou arcos). Cada barra do SDEE representa um vértice e cada ramo (linha ou equipamento em série) é representado por uma aresta. O algoritmo utilizado neste trabalho para dividir a rede de distribuição radial em seções é a busca a montante<sup>1</sup> (*upstream search*) (BROWN, 2017). Nessa

<sup>1</sup>Um componente estar a montante significa que ele está antes do outro em questão, mais perto da fonte de energia.

busca inicia-se a partir de um determinado nó e percorre-se o grafo em direção à fonte (nó raiz). A busca a montante é utilizada para identificar a fonte de energia e as chaves.

A estratégia para determinar as seções/zonas consiste em realizar a busca a montante para cada componente da rede, e assim determinar o dispositivo de proteção ou manobra mais próximo que está a montante desse componente. Cada vez que é encontrada uma chave, ela é atribuída a cada nó e aresta percorrida durante a busca. Assim, novas buscas que alcançam componentes que já possuem uma chave associada, não precisam atingir a chave, pois isto significa que a mesma chave do outro componente, é aquela que está mais próxima do componente inicial da busca.

#### 4.2.2 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 de otimização. Na Figura 9 é mostrada a codificação de um indivíduo, que é um vetor cujo tamanho corresponde ao número de seções (NS) do conjunto elétrico. O vetor é formado por elementos separados chamados *bits* ou *genes* que assumem certos valores denominados *alelos*. Cada *gene* denotado por  $x_i$ , pode assumir apenas um valor do conjunto de números  $\{0,1,2,3,4\}$ . Onde zero significa que a seção  $i$  não vai ser podada durante o ano de planejamento, e os outros valores representam os trimestres do ano (quatro em total), ou seja, em qual trimestre a poda vai ser realizada nessa seção. Desta forma, um vetor contém informações sobre onde e quando deve ser realizada a manutenção da vegetação, de fato cada indivíduo é um possível cronograma de manutenção. Nesta representação, considera-se que a poda em cada zona só pode ser realizada uma vez por ano. Ressalta-se que a forma de codificação utilizada neste trabalho é inteira diferenciando-se da codificação binária empregada nos trabalhos de [Kuntz \(1999\)](#), [Apolinário e Mantovani \(2011\)](#), [Arias et al. \(2012\)](#) e [Souza et al. \(2013\)](#).

Figura 9 - Representação das propostas de solução

|       |       |     |            |          |
|-------|-------|-----|------------|----------|
| $x_1$ | $x_2$ | ... | $x_{NS-1}$ | $x_{NS}$ |
| 1     | 2     | ... | NS-1       | NS       |

Fonte: Elaboração própria.

### 4.2.3 Geração da população inicial

A população inicial é criada de forma aleatória, com a particularidade que nos *alelos* associados às seções prioritárias é gerado um número aleatório entre um e quatro, com isto, nessas seções se realizará a manutenção em qualquer trimestre. Nos *alelos* restantes, gera-se um valor aleatório entre zero e quatro. Esta estratégia é simples, porém melhora significativamente a qualidade da população inicial.

### 4.2.4 Avaliação das funções objetivo

#### 4.2.4.1 Caso 1

Aplica-se este caso quando a localização da vegetação está disponível, isto significa que a quantidade de árvores de cada zona do conjunto elétrico é conhecida. Já na implementação, utiliza-se um modelo de crescimento vertical da vegetação para calcular as taxas de falha das zonas. Depois são obtidos os valores das funções objetivo e restrições, esses procedimentos serão descritos a seguir.

Neste caso, o vetor que representa uma proposta de solução tem um tamanho igual à quantidade de zonas que possuem árvores. Para cada seção  $i$  que tem vegetação, assume-se conhecida a data da última poda, que é um dado de entrada do modelo. Em cada proposta de solução (indivíduo) tem-se as datas da realização das podas nas seções do conjunto elétrico, portanto, pode-se obter o tempo de crescimento da vegetação ( $t_i^{cres}$ ) ao final do ano de planejamento, este tempo é expresso em anos e é dado pela equação (11).

$$t_i^{cres} = \begin{cases} 1 + t_i^{poda} & \text{se } x_i = 0 \\ 1 - 0,25 \cdot x_i & \text{se } x_i \neq 0 \end{cases} \quad (11)$$

sendo  $t_i^{poda}$  o tempo decorrido desde a última poda até o início do ano planejado, expresso em anos;  $x_i$  é o valor do *gene* associado à seção  $i$ ; e 0,25 é a razão entre um trimestre e um ano. A partir do  $t_i^{cres}$  é possível obter a altura das árvores de cada seção ao final do ano planejado, isso porque é assumido que uma seção tem os mesmos tipos de árvores com as mesmas taxas de crescimento. Usa-se a expressão (7) para obter altura das árvores, e depois é possível calcular a taxa de falha da vegetação da seção  $i$  ( $\lambda_{v,i}$ ), mediante o processo descrito a seguir.

Como já foi definido na Seção 2.2.1 o FEC é similar à taxa média de falhas ( $\lambda$ ). Portanto neste trabalho, o FEC obtido pelas concessionárias é utilizado como sendo a taxa de falha do conjunto elétrico. Para apuração dos indicadores DEC e FEC, eles são segregados em  $DEC_{ind}$  e  $FEC_{ind}$  que são o DEC e o FEC, respectivamente, devido a interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programadas e não expurgáveis (AGENCIA NACIONAL DE

ENERGIA ELÉTRICA - 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  $\lambda_v$ ) 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 exclusivamente pela vegetação.

O cronograma de poda de árvores modifica o tempo de crescimento<sup>2</sup> 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 falhas dos alimentadores e, após isso, é possível obter as taxas de falhas nas seções desses alimentadores. As falhas na rede elétrica devido à vegetação acontecem somente nos trechos com a presença de árvores, e com maior probabilidade nos trechos em que as árvores interferem na rede elétrica, ou seja, possuem árvores que ultrapassem 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 dentro da faixa de servidão da linha mas ainda não infringiram as distâncias mínimas de segurança 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 da rede de distribuição é a razão entre a quantidade das árvores nessa parte (alimentador ou seção) e a somatória total de árvores do conjunto. A presença é considerada porque a poda diminui mas não elimina totalmente a probabilidade de falha devido à vegetação (JEWELL *et al.*, 2006), por exemplo, uma árvore na faixa de servidão da linha pode afetar a rede durante condições climáticas severas, mesmo que não tenha atingido sua AM permitida. 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 de cada parâmetro. A expressão (12), permite obter a taxa de falha em um setor ( $\lambda_{v,sector}$ ) da rede (alimentador ou seção), e que é expressa em interrupções/ano.

$$\lambda_{v,sector} = \lambda_{v,conjunto} \left[ c_1 \cdot \left( \frac{na_{sector}}{\sum_{i=1} na_{sector,i}} \right) + c_2 \cdot \left( \frac{nad_{sector}}{\sum_{i=1} nad_{sector,i}} \right) \right] \quad (12)$$

sendo  $\lambda_{v,conjunto}$  a taxa de falha devido à vegetação do conjunto,  $c_1$  e  $c_2$  são os pesos dos critérios presença e interferência, respectivamente, cuja soma deve ser igual a um. O  $na_{sector}$  e  $nad_{sector}$  são os números de árvores e árvores com AM do setor, respectivamente. O índice  $i$  indica os setores

<sup>2</sup>Lembrando que o tempo de crescimento é o intervalo transcorrido entre as datas: atual e da realização da última poda.

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 no começo do ano. Na expressão (12), as partes que estão entre parêntesis e que multiplicam os pesos são os critérios de presença e interferência. Os termos  $na_{setor}$ ,  $\sum_{i=1} na_{setor,i}$  e  $\sum_{i=1} naa_{setor,i}$  não mudam, os dois primeiros porque essas quantidades de vegetação são fixas e não mudam com o tempo, e o último porque a quantidade de árvores que ultrapassaram sua AM é calculada no início do ano de planejamento e portanto não depende do que aconteça no ano planejado. No entanto o termo  $naa_{setor}$  é diferente para cada indivíduo porque depende dos tempos de manutenção de cada cronograma.

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.

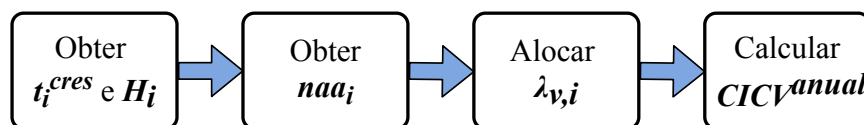
O procedimento apresentado anteriormente, utiliza um modelo de crescimento vertical da vegetação para obter a taxa de falha de cada zona que possui vegetação. Com esse dado pode-se obter o CICV anual através de (13).

$$CICV^{anual} = \sum_{i=1}^{NS} \lambda_{v,i} \left( \sum_{j=1}^{NS} C_{ij} L_j \right) \quad (13)$$

As diferenças da expressão (4) com a expressão (13) são a  $\lambda_{v,i}$  da expressão (13) que considera interrupções provocadas somente por vegetação e a exclusão de  $l_i$  dado que na obtenção de  $\lambda_{v,i}$  são considerados a presença e interferência da vegetação em vez do comprimento da seção como critérios de alocação. Nessa expressão são consideradas todas as zonas do conjunto elétrico que têm árvores.

Em síntese na Figura 10, mostra-se o processo empregado para o cálculo da primeira função objetivo que é o CICV. Nessa figura, apresentam-se os parâmetros que são resultantes de cada possível plano de manutenção. Primeiramente, é calculado o  $t_i^{cres}$  para cada zona  $i$ , esses tempos são utilizados no modelo de crescimento da vegetação para obter a altura da vegetação para cada seção ao final do ano. Logo, obtém-se o  $naa_i$ , com isto, é possível determinar a taxa de falha para as seções. Finalmente, determina-se o CICV anual.

Figura 10 - Processo para o cálculo do CICV anual no caso 1



Fonte: Elaboração própria.

O custo de manutenção da vegetação da seção  $i$  é dado pela expressão (14), onde  $na_i$  é o número de árvores nessa seção e  $cp$  é o custo de poda de uma árvore. O CMV anual do conjunto elétrico é obtido pela equação (15).

$$CMV_i = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i = 0 \\ na_i \cdot cp & \text{se } x_i \neq 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$CMV^{anual} = \sum_{i=1}^{NS} CMV_i \quad (15)$$

#### 4.2.4.2 Caso 2

Neste caso, considera-se que a informação referente à vegetação na rede de distribuição é totalmente desconhecida, ou não está disponível. Portanto, atribui-se a taxa de falha devido à vegetação a todas as seções do sistema de distribuição. Também utiliza-se os multiplicadores de taxas de falha para modelar o impacto da manutenção da vegetação nas taxas de falha de cada zona. Para isto, deve-se modificar o cálculo de alguns parâmetros de entrada do algoritmo e a maneira de determinar os valores das funções objetivos e restrições. Porém a forma geral do modelo de otimização é a mesma que foi apresentada na Seção 4.1.

A primeira diferença deste cenário com o primeiro é a obtenção das taxas de falha para cada zona do conjunto elétrico. Dado que o número de árvores que estão sob a rede de distribuição é desconhecido, utiliza-se o comprimento como critério de alocação da taxa de falha. Mediante a expressão (16) calculam-se as taxas de falha iniciais de cada zona. Deve-se notar que para este caso o vetor que representa cada indivíduo tem um tamanho igual ao número total de zonas do conjunto elétrico.

$$\lambda_{v,sector}^{inicial} = \lambda_{v,conjunto} \cdot \frac{l_{sector}}{\sum_{i=1} l_{sector,i}} \quad (16)$$

onde  $\lambda_{v,sector}^{inicial}$  é a taxa de falha inicial (interrupções/ano) obtida para cada setor do conjunto elétrico,  $\lambda_{v,conjunto}$  é a taxa de falha do conjunto que será desagregada e atribuída a cada setor e  $l_{sector}$  é o comprimento do setor. Emprega-se esta equação para alocar as taxas de falha primeiramente nos alimentadores e depois, estas taxas de falha resultantes são alocadas nas seções desses alimentadores.

Conforme a vegetação cresce, o valor da taxa de falha da vegetação nos trechos da rede elétrica também aumenta. Este processo de incremento da taxa de falha devido ao crescimento da vegetação, bem como, a influência da realização ou não da poda de árvores nas taxas de falha das seções é determinada pelos multiplicadores de taxas de falha. Este conceito já foi

definido e utilizado inicialmente nos trabalhos de [Sittithumwat et al. \(2004\)](#) e [Bertling et al. \(2005\)](#). Basicamente, esses multiplicadores são constantes atribuídas para cada nível/categoria de manutenção. Define-se como nível ou categoria de manutenção a ação de executar ou não a poda de árvores nos diferentes trimestres do ano. Assim, cada categoria de manutenção está relacionada com a existência de manutenção e com o tempo no qual será executada a manutenção no caso de ser realizada. São definidos cinco níveis de manutenção, as categorias 1, 2, 3 e 4 representam que a poda de árvores será realizada no primeiro, segundo, terceiro e quarto trimestre do ano, respectivamente. O nível de manutenção 5 indica que não será realizada a poda de árvores. Desta forma, o multiplicador para cada categoria de manutenção indica uma estimativa do impacto na taxa de falha esperada.

A taxa de falha de cada zona ao final do ano ( $\lambda_{v,i}^{final}$ ) é obtida pela equação (17).

$$\lambda_{v,i}^{final} = \lambda_{v,i}^{inicial} \delta_{i,k} \quad (17)$$

onde  $\lambda_{v,i}^{inicial}$  é a taxa de falha inicial da seção  $i$  e  $\delta_{i,k}$  é o multiplicador de taxa de falha para a categoria de manutenção  $k$  que será executada na seção  $i$ . Esta taxa de falha resultante é utilizada na expressão (13) para obter o CICV anual.

Para obter o custo de manutenção da vegetação, usa-se a equação (18), sendo  $l_i$  o comprimento da zona  $i$  e  $cm$  o custo de manutenção por comprimento da rede, que é um valor fixo expresso em R\$/km. Finalmente, o CMV anual é obtido pelo somatório dos custos de manutenção das zonas que formam parte do conjunto elétrico.

$$CMV_i = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i = 0 \\ l_i \cdot cm & \text{se } x_i \neq 0 \end{cases} \quad (18)$$

Neste trabalho, caso ocorra uma falta, consideram-se os tempos de manobra e reparo. O tempo de manobra (TM) é o tempo esperado necessário para que uma chave seccionadora opere após a ocorrência de uma falha. No caso de chaves seccionadoras manuais, são levados em conta os tempos de preparação e descolamento da equipe de emergência até chegar ao local do equipamento. O tempo de reparo (TR) é o tempo esperado que levará o restabelecimento no fornecimento de energia elétrica, e é medido a partir do momento em que a falha ocorre. Nota-se que o TR é o tempo total de interrupção.

Nos dois casos de aplicação, para o cálculo do CICV, consideram-se a topologia da rede, a localização e operação dos equipamentos de proteção e manobra. Por exemplo, assumindo a incidência de uma interrupção em uma seção que está limitada por uma chave seccionadora, o dispositivo de proteção a montante mais próximo interrompe o fornecimento elétrico. Por conseguinte, o TM será considerado nos trechos da rede que estão entre dispositivo de proteção que operou e a seção em falta. Enquanto que o tempo total de interrupção é levado em conta

nas seções a jusante da seção em falta, incluindo a seção em falta. Assim, os tempos de interrupção a serem considerados para cada seção do alimentador são o de manobra ou o de reparo, dependendo do local da falta e da topologia da rede, ou seja, do tipo do dispositivo (manobra ou proteção) que protege a própria seção em falta. Deve-se observar que as zonas que não foram afetadas pela falha, não são consideradas no cálculo do CIC, pois nessas zonas o tempo de interrupção é zero. Ademais, implementa-se o uso de séries temporais e perfis de demanda típicos de consumidores residenciais, comerciais e industriais para representar o consumo de energia variável no tempo e assim melhorar a precisão do cálculo do CICV (LEITE *et al.*, 2016).

#### 4.2.5 Restrições e obtenção da infactibilidade

A tarefa de poda de árvores é realizada pelas equipes de manutenção das concessionárias, que realizam outras tarefas de manutenção preventiva ou corretiva e possuem um número limitado de membros. Então, essas equipes têm uma capacidade de trabalho limitada para realizar a manutenção da vegetação que, no caso 1, é dada pelo número máximo de árvores a serem podadas ao longo de um ano. Esse limite máximo também é controlado pelo orçamento máximo disponível para a manutenção da vegetação que geralmente é um valor fixo previamente calculado. Para o cenário 2, está restrição da disponibilidade de trabalho sofre uma leve modificação, neste caso, o limite é determinado pelo comprimento máximo da rede que pode ser atendido pelas equipes de manutenção.

Com a implementação do cronograma adequado de poda de árvores, procura-se uma melhoria nos 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 valor do FEC do ano planejado em comparação ao valor do ano anterior. Isso garante também que no transcurso do ano seja realizado um número mínimo de podas para conseguir essa redução.

Em virtude da topologia radial das redes de distribuição, as zonas mais próximas da subestação são mais importantes, pois falhas nelas provocam interrupções que afetam uma maior quantidade de consumidores em comparação com zonas mais distantes. Além disso, trechos distantes à subestação, mas que possuem consumidores especiais<sup>3</sup> também são relevantes e devem ser preferencialmente considerados na ordem para realizar as manutenções. Por falta de informação da localização dos consumidores especiais foi assumido que as zonas prioritárias são as seções cuja desenergização afeta ao pelo menos o 50% dos consumidores do alimentador. Nessas seções prioritárias, requer-se um nível maior de confiabilidade, com isso, para o cenário 1, implementou-se uma restrição para garantir que ao final do ano planejado as seções prioritárias não possuam árvores que estejam infringindo as distâncias mínimas de segurança. No caso 2, estabelece-se que nas seções prioritárias deve acontecer uma poda durante o ano,

<sup>3</sup>São consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, ou consumidores classificados como serviços essenciais tais como hospitais, aeroportos, metrô e trens elétricos e respectivas estações, etc.

quer dizer que, no vetor que representa cada plano de manutenção os *genes* correspondentes às seções prioritárias devem possuir um valor diferente de zero.

Para obter o nível ou grau de infactibilidade de cada indivíduo inviável, são normalizados os valores das violações de cada restrição, quer dizer, cada valor de infactibilidade é dividido pelo maior valor de infactibilidade da população correspondente a essa restrição. Depois é realizada uma somatória ponderada dos valores das infactibilidades normalizadas de cada restrição, desta forma, obtém-se apenas um valor que represente o grau total de infactibilidade das soluções infactíveis. Evidencia-se que os indivíduos factíveis têm grau de infactibilidade igual a zero.

Dado que o problema de otimização multiobjetivo proposto é restrito (tem restrições), torna-se necessário tratar com as restrições, para isto, em [Deb et al. \(2002\)](#) é proposta uma definição estendida de dominância que diz: Dado duas soluções  $a$  e  $b$ , a solução  $a$  é dita “*constrained dominate*” (domina) uma solução  $b$ , se qualquer uma das seguintes condições é verdadeira:

- A solução  $a$  é factível e a solução  $b$  não;
- As soluções  $a$  e  $b$  são infactíveis, mas  $a$  tem um menor grau de infactibilidade que  $b$ ;
- As soluções  $a$  e  $b$  são factíveis e  $a$  domina  $b$ .

De acordo com as condições descritas anteriormente, qualquer solução factível pertence a uma melhor fronteira de não dominância do que qualquer solução infactível. Este conceito é incorporado no algoritmo de ordenamento (ou classificação) por não dominância.

#### 4.2.6 Operadores genéticos

O operador de seleção escolhido neste trabalho é uma adaptação da seleção por torneio restrito apresentada por [Deb \(2001\)](#). Desta forma, implementa-se um torneio binário, que consiste em escolher dois indivíduos aleatoriamente. Para determinar o melhor indivíduo usa-se 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, o que significa que 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.

Desse modo, as soluções factíveis possuem maior probabilidade de sucesso e, portanto, o processo deve convergir para a região factível.

Uma vez escolhidas duas soluções pais, utiliza-se a recombinação de um simples ponto, com isso obtêm-se dois novos indivíduos dos quais um é descartado aleatoriamente. Assim o número de recombinações necessárias para criar a nova população de filhos  $Q$  é igual ao tamanho da população ( $N$ ). Na mutação, escolhe-se aleatoriamente apenas um *gene*, no qual é trocado o seu *alelo*. O critério de parada do algoritmo é o número máximo de gerações.

Finalmente, conforme mostrado previamente, destaca-se que para adaptar o modelo de otimização para os dois cenários de aplicação, apenas deve-se modificar levemente a implementação computacional, isto é, o processo de obtenção das funções objetivo e restrições. Esta flexibilidade da formulação proposta é uma vantagem que permite ao modelo adaptar-se com relativa facilidade a diferentes casos de disponibilidade de informação.



que 90% desse valor são interrupções provocadas pela vegetação, resultando em  $\lambda_v = 1,062$  interrupções/ano. Considera-se que todas as chaves seccionadoras do sistema de distribuição são manuais. Segundo a literatura especializada o TM está aproximadamente entre 45 e 75 minutos, neste trabalho, adota-se um valor médio de 60min (uma hora) para todas as zonas (BROWN; OCHOA, 1998; BROWN, 2017). O tempo de reparo considerado é obtido mediante uma regressão linear, a partir dos  $DEC_{ind}$  dos anos 2012 até 2019<sup>2</sup>. Assim, o TR resultante para o ano 2020 é de 2,79 horas. Referente à restrição da capacidade de trabalho máximo das turmas de manutenção, fixam-se os valores limite em 300 o número máximo de árvores podadas e 99,272 km de rede para os casos de aplicação um e dois, respectivamente. Procura-se uma redução da  $\lambda_v$  de 2% em comparação com a taxa de falha do ano 2019. Como ressaltado anteriormente, determinam-se como zonas prioritárias aquelas cuja desenergização afeta ao pelo menos o 50% dos consumidores de cada alimentador. Os pesos adotados para a primeira, segunda e terceira restrição são 0,3, 0,3 e 0,4 respectivamente.

## 5.2 CONSIDERAÇÕES DO CASO DE APLICAÇÃO 1

No modelo de crescimento da vegetação é assumido um valor de  $P = 0,4375$ , significando que no momento de realização da poda, a vegetação é cortada até uma altura máxima de 4,5m. Neste trabalho, considera-se que a vegetação esta interferindo na rede elétrica quando atingiu uma altura de 5,5m, isso porque é considerado que nos trechos da rede tem-se linhas de média e baixa tensão. Além disso, são assumidos três tipos de vegetação existente no sistema de distribuição com a mesma AM de 8m e taxas de crescimento de 0,3, 0,4 e 0,5, expressas em m/ano. Devido à escassez de informação referente à data da última poda das árvores, assume-se que ao final do ano 2019 um total de 27 seções têm árvores que atingiram sua AM.

A  $\lambda_v$  do conjunto elétrico é alocada primeiramente aos alimentadores e, depois, é obtida a taxa de falha para cada seção ( $\lambda_{v,i}$ ). Para o processo de alocação, usa-se a equação (12). Os pesos usados são 0,25 e 0,75 para  $c_1$  e  $c_2$ , respectivamente. O custo de poda por árvore  $cp$  é definido em R\$ 160,00.

## 5.3 CONSIDERAÇÕES DO CASO DE APLICAÇÃO 2

Os valores dos multiplicadores de taxas de falha associados com cada nível de manutenção, são apresentados na Tabela 1. Na literatura não existem muitos valores de referência para esses multiplicadores, por isso, alguns dos valores da tabela são estimados baseados na lógica e bom senso, pois os multiplicadores de taxa de falha são de difícil obtenção e dependem de vários fatores externos ao sistema de distribuição. Destaca-se que o maior valor do multiplicador,

---

<sup>2</sup>Correspondem aos anos que os valores do  $DEC_{ind}$  estão disponíveis no site da ANEEL.

atribui-se ao nível de manutenção cinco, ou seja, quando não acontece manutenção. O menor valor corresponde à execução de poda de árvore no último trimestre do ano planejado, devido ao curto tempo de crescimento da vegetação, e conforme o tempo de crescimento da vegetação ou data de execução da última poda aumenta, o multiplicador de taxa de falha associado também aumenta.

Tabela 1 - Valores dos multiplicadores de taxas de falha para cada nível de manutenção

| Nível de manutenção<br>( $k$ ) | Valor do bit<br>( $x_i$ ) | Multiplicador de taxa de falha<br>( $\delta_k$ ) | Referência                        |
|--------------------------------|---------------------------|--|-----------------------------------|
| 1                              | 1                         | 0,95   | Sittithumwat <i>et al.</i> (2004) |
| 2                              | 2                         | 0,88   | Estimado                          |
| 3                              | 3                         | 0,8  | Estimado                          |
| 4                              | 4                         | 0,75   | Estimado                          |
| 5                              | 0                         | 1,51   | Sittithumwat <i>et al.</i> (2004) |

Fonte: Elaboração própria.

Dado que a quantidade de árvores do sistema de teste é conhecida, usa-se essa informação para obter uma estimativa da quantidade de árvores por comprimento de rede. Com esse valor, determina-se um custo constate de manutenção por quilometro de rede. Para obter o  $cm$ , usa-se a equação (19), resultando em 483,45 R\$/km. Isto também é feito para comparar os resultados obtidos no dois casos de aplicação.

$$cm = cp \cdot \frac{na_{conjunto}}{l_{conjunto}} \quad (19)$$

## 5.4 CÁLCULO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO DO CONSUMIDOR

### 5.4.1 Curvas de carga

Quando acontece uma interrupção no serviço de energia elétrica, muitos tipos de consumidores de diferentes subclasses são afetados. Para incluir o consumo variável ao longo do dia de cada tipo de consumidor na obtenção do CICV, são usados os perfis de curvas de carga típicos do Apêndice A.

### 5.4.2 Funções de dano ao consumidor

Em Billinton e Wangdee (2005) são apresentadas as SDFs dadas pelos custos de interrupção para consumidores residenciais, comerciais e industriais para diferentes tempos de desligamento expressos em minutos. Com essa informação é possível encontrar as curvas que melhor repre-

sentam as funções de dano ao consumidor por setor em função do tempo de interrupção ( $\gamma$ ). Para obter as expressões das funções mediante interpolação polinomial é utilizado a ferramenta *Curve Fitting Toolbox<sup>TM</sup>* do software MATLAB. A seguir são apresentadas as funções obtidas que melhor se ajustam aos dados de entrada fornecidos:

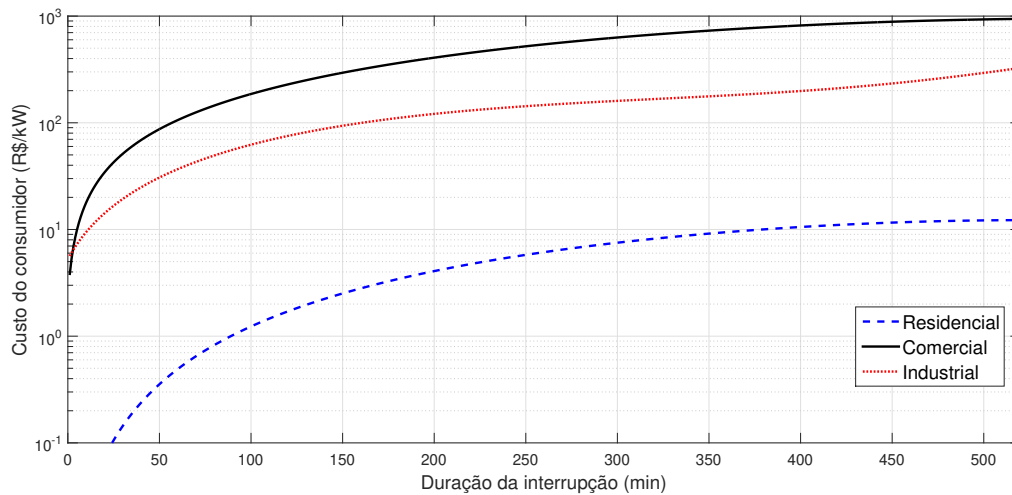
$$f_R(\gamma) = 1,089 \times 10^{-5} \gamma^2 + 0,02058 \gamma - 0,3277 \quad (20)$$

$$f_C(\gamma) = -6,116 \times 10^{-6} \gamma^3 + 0,003715 \gamma^2 + 1,529 \gamma + 2,208 \quad (21)$$

$$f_I(\gamma) = 1,653 \times 10^{-8} \gamma^4 - 1,347 \times 10^{-5} \gamma^3 + 0,002971 \gamma^2 + 0,392 \gamma + 5,247 \quad (22)$$

As expressões (20), (21) e (22) são as funções de dano obtidas para os consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, expressas em R\$/kW. Na Figura 12 são apresentadas as curvas das funções de custo. Essas funções servem para o cálculo do CICV da equação (13).

Figura 12 - Custos de dano de consumidores residenciais, comerciais e industriais



Fonte: Elaboração própria.

## 5.5 CALIBRAÇÃO DOS PARÂMETROS DE CONTROLE DO NSGA-II

O NSGA-II foi implementado usando o IDE Microsoft Visual Studio em linguagem C# e executado em um computador com processador Intel®Core<sup>TM</sup> i7-4770 de 3,4 GHz e 16 GB de RAM. Para a calibração do algoritmo escolhe-se o primeiro caso de aplicação, porém pode-se

escolher o caso de aplicação dois ou se é desejado, pode-se calibrar diferentemente para cada caso. Os parâmetros de controle do algoritmo são calibrados realizando várias execuções, os melhores resultados são obtidos com os valores de 1 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 2, 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 obtidas são mostradas na Figura 13, e observa-se que à medida que é incrementada a quantidade de indivíduos da população, a fronteira de Pareto obtida possui uma maior quantidade de soluções não dominadas e de melhor qualidade. Da mesma forma, distingue-se que as soluções nos cenários #2, #3 e #4 representadas por pontos pretos, vermelhos e verdes, respectivamente, tem algumas soluções sobrepostas, significando que a qualidade das soluções é semelhante. O número de soluções eficientes obtidas nesses cenários é muito próximo, portanto, conclui-se que uma população com 200 indivíduos é suficiente para obter uma boa quantidade de soluções. Também destaca-se que o incremento no tamanho da população já não melhora a qualidade das soluções obtidas, então deve-se determinar o melhor número de gerações do algoritmo.

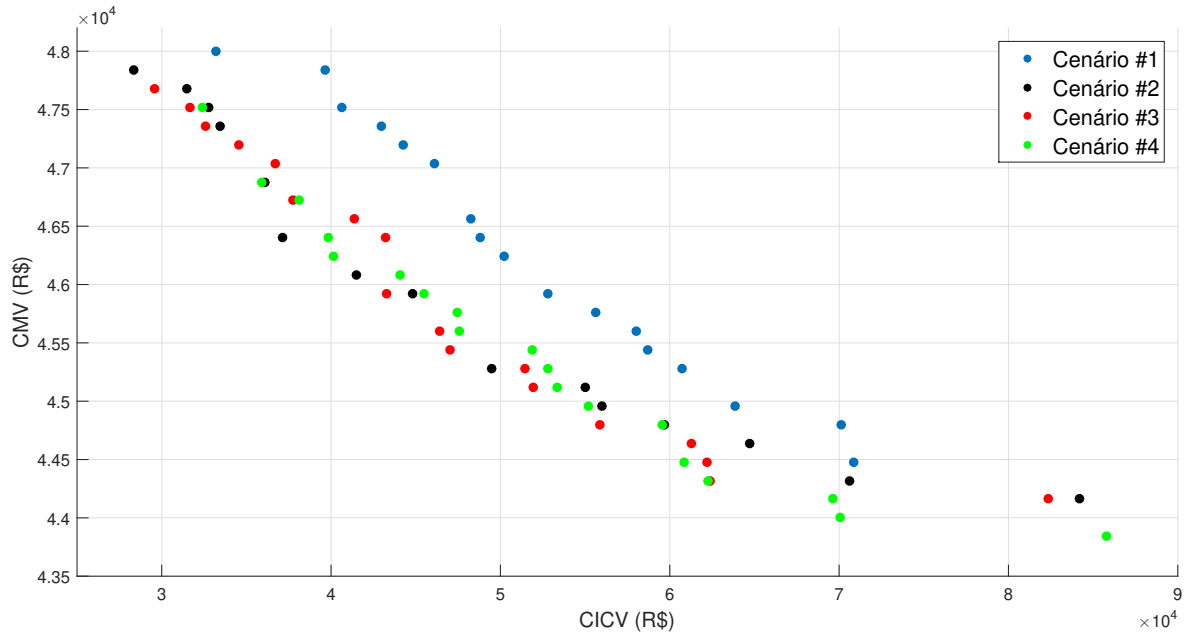
Tabela 2 - Dados dos cenários de teste

| <b>Cenários</b> | <b>Nro. indivíduos</b> | <b>Tempo de execução (s)</b> | <b>Nro. soluções eficientes</b> |
|-----------------|------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| <b>#1</b>       | 30                     | 31                           | 17                              |
| <b>#2</b>       | 100                    | 47                           | 15                              |
| <b>#3</b>       | 200                    | 77                           | 18                              |
| <b>#4</b>       | 300                    | 109                          | 19                              |

Fonte: Elaboração própria.

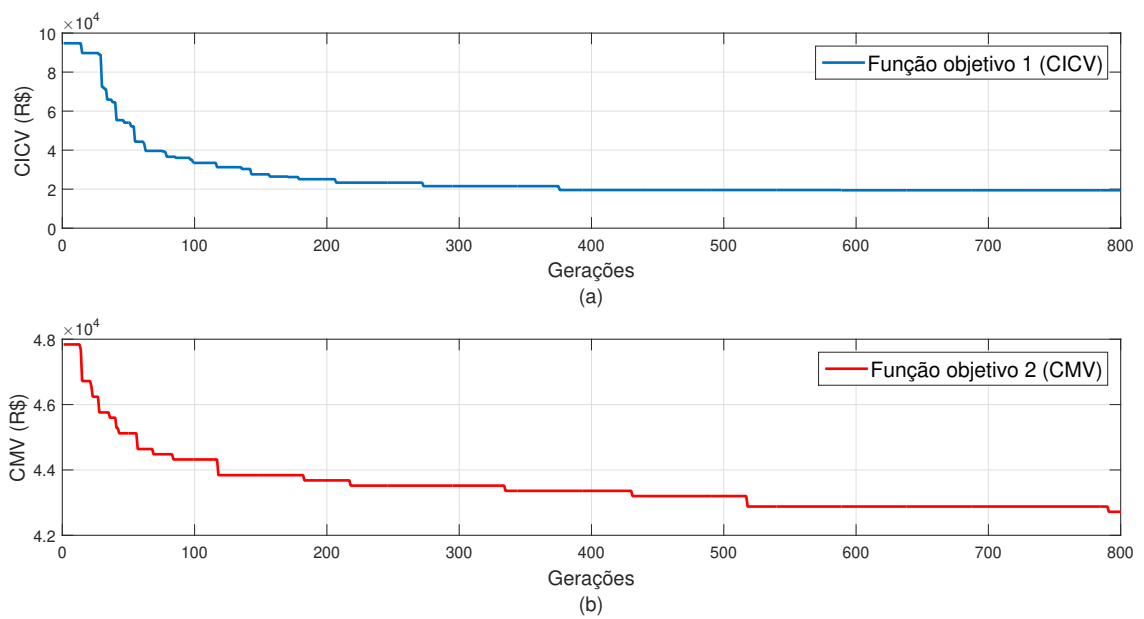
Para determinar o número de gerações necessárias para a convergência do algoritmo, fixa-se a população em 200 indivíduos e o limite de gerações em 800, assim obtêm-se os valores mínimos de cada função objetivo nas iterações ao longo do ciclo geracional. Esses valores são apresentados na Figura 14 (a) e (b). Verifica-se que ocorrem variações significativas nos valores mínimos nas primeiras 600 gerações aproximadamente e, após essas gerações, o valor mínimo das soluções geradas se estabiliza para ambas funções objetivo. Portanto, a partir de 600 gerações considera-se suficiente para obter uma quantidade e qualidade aceitável de soluções.

Figura 13 - Fronteiras de Pareto para cada cenário



Fonte: Elaboração própria.

Figura 14 - Valores mínimos das funções objetivo



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 3, são apresentados os parâmetros de controle do NSGA-II obtidos do procedimento de calibração mostrado anteriormente.

Tabela 3 - Parâmetros de controle do algoritmo NSGA-II

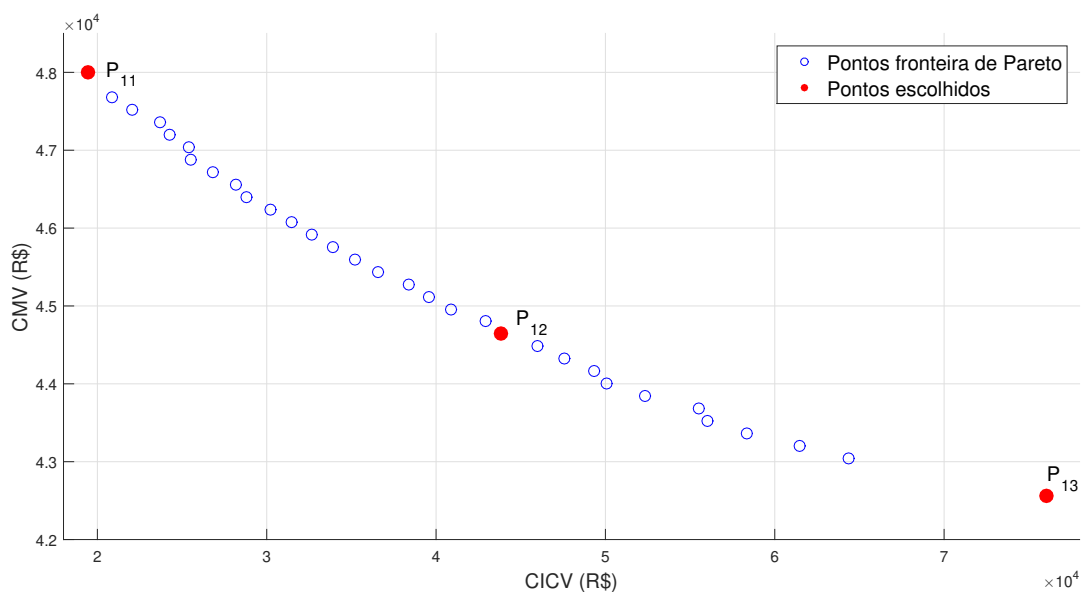
| Taxa de recombinação | Taxa de mutação | Tamanho da população | Limite de gerações |
|----------------------|-----------------|----------------------|--------------------|
| 1                    | 0,09            | 200                  | 600                |

Fonte: Elaboração própria.

## 5.6 RESULTADOS DO CASO DE APLICAÇÃO 1

Executa-se o algoritmo para o caso de aplicação 1, com os parâmetros apresentados na Tabela 3. O tempo computacional demandado é de 7 minutos. Na Figura 15, apresenta-se a fronteira de Pareto resultante formada por 32 soluções não dominadas diferentes. Pode-se verificar a natureza conflitante das duas funções objetivo, pois conforme o CICV vai aumentando o CMV diminui, e vice-versa. Desta maneira, evidencia-se a viabilidade do modelo de otimização multiobjetivo proposto para o problema de planejamento da manutenção da vegetação. Para analisar essas soluções, são escolhidos três pontos eficientes ( $P_{11}$ ,  $P_{12}$ ,  $P_{13}$ ). Os subíndices indicam o número do caso de aplicação e o plano de manutenção nessa ordem. O ponto  $P_{11}$  tem o valor mínimo da função objetivo 1, o  $P_{12}$  apresenta um equilíbrio dentre os dois objetivos e o  $P_{13}$  tem o valor mínimo da função objetivo 2.

Figura 15 - Fronteira de Pareto obtida pelo NSGA-II no caso 1



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 4 são apresentadas as informações das três soluções analisadas. O plano P<sub>11</sub> prioriza minimizar os custos de interrupção por meio de um baixo valor da taxa de falha do conjunto, o que resulta em maior quantidade de árvores podadas e altos custos de manutenção. No plano P<sub>12</sub>, tem-se uma compensação entre as duas funções objetivo, provocando um valor médio da taxa de falha e da quantidade de podas. O plano P<sub>13</sub> estabelece a minimização dos custos de manutenção, isto leva a maiores valores de custo de interrupção e da taxa de falha, e a uma menor quantidade de árvores podadas.

Tabela 4 - Dados dos planos de manutenção analisados no caso 1

| Soluções                       | P <sub>11</sub> | P <sub>12</sub> | P <sub>13</sub> |
|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>CICV (R\$)</b>              | 19437,725       | 43809,174       | 76044,189       |
| <b>CMV (R\$)</b>               | 48000           | 44640           | 42560           |
| $\lambda_v$ (interrupções/ano) | 0,464           | 0,836           | 1,026           |
| <b>Nro. de árvores podadas</b> | 300             | 279             | 266             |

Fonte: Elaboração própria.

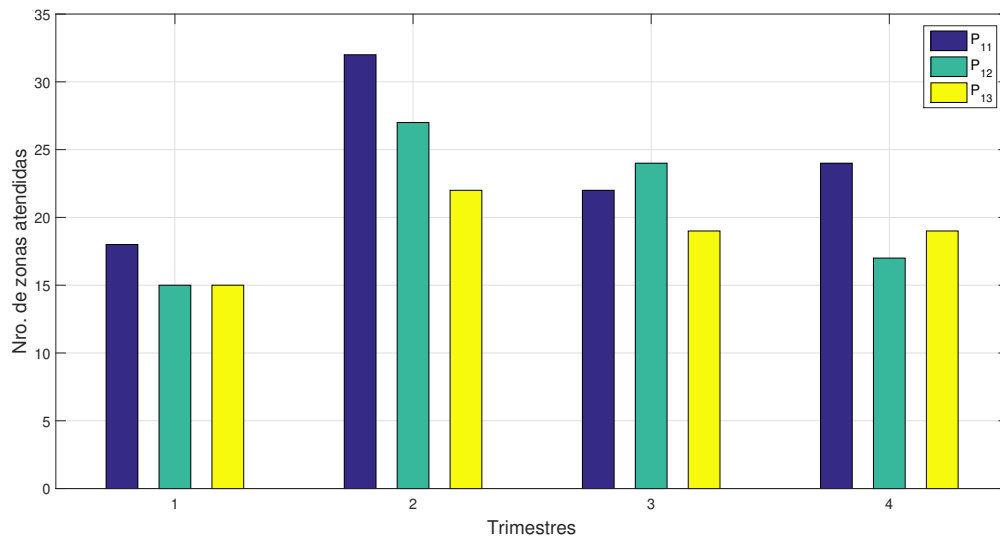
A Tabela 5 mostra a quantidade de zonas atendidas e não atendidas. No plano de manutenção P<sub>11</sub>, tem-se poucas zonas que não vão receber manutenção. No P<sub>12</sub> uma quantidade média de zonas sem manutenção e no plano P<sub>13</sub> tem a maior quantidade de zonas sem manutenção. Na Figura 16 mostra-se a quantidade de manutenções por trimestre em cada plano de manutenção analisado. O P<sub>11</sub> estabelece uma maior quantidade de podas nos trimestres 2 e 4, enquanto o plano de manutenção P<sub>12</sub>, apresenta uma maior quantidade de seções podadas nos trimestres 2 e 3, ou seja, no meio do ano. O P<sub>13</sub> tem maiores manutenções nos trimestres 2, 3 e 4. Os três planos possuem poucas manutenções no primeiro trimestre do ano e um maior número de podas a realizar aproximadamente na metade do ano. Isto ocorre porque o valor do  $FEC_{ind}$  do ano 2019 é um valor baixo, significando que foram realizadas manutenções recentes na vegetação, pois o conjunto elétrico experimentou poucas interrupções provocadas pela vegetação. Igualmente, uma grande quantidade de podas realizadas no começo e final do ano podem provocar um maior tempo para o crescimento da vegetação e, por conseguinte, maiores valores de CICV.

Tabela 5 - Manutenções realizadas em cada plano analisado no caso 1

| Soluções              | Nro. de zonas atendidas por trimestre |    |    |    | Nro. de zonas sem manutenção |
|-----------------------|---------------------------------------|----|----|----|------------------------------|
|                       | 1                                     | 2  | 3  | 4  |                              |
| <b>P<sub>11</sub></b> | 18                                    | 32 | 22 | 24 | 13                           |
| <b>P<sub>12</sub></b> | 15                                    | 27 | 24 | 17 | 26                           |
| <b>P<sub>13</sub></b> | 15                                    | 22 | 19 | 19 | 34                           |

Fonte: Elaboração própria.

Figura 16 - Quantidade de manutenções por zona em cada plano analisado no caso 1

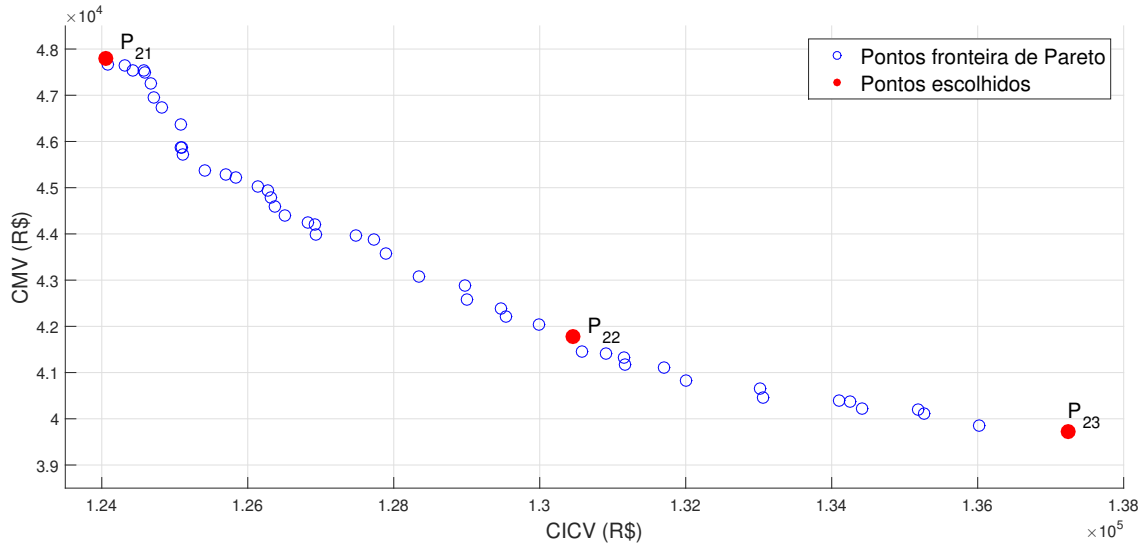


Fonte: Elaboração própria.

## 5.7 RESULTADOS DO CASO DE APLICAÇÃO 2

Com os mesmos parâmetros de controle obtidos para o caso 1 e com os pressupostos da Seção 5.3, executa-se o algoritmo para o caso 2. O tempo computacional de execução é de 36 minutos, evidencia-se que é notavelmente maior do que no caso de aplicação 1, isto é devido ao aumento da quantidade de zonas consideradas nos planos de manutenção que neste caso de aplicação são 674. Deste modo, o vetor que representa cada proposta de solução tem uma maior quantidade de elementos. Também a  $\lambda_v$  é atribuída a todas as zonas do conjunto elétrico, e assim o tempo de obtenção dos valores das funções objetivo e restrições aumenta consideravelmente. Na Figura 17, mostra-se a fronteira de Pareto obtida, que possui um total de 49 soluções eficientes. Para comparar os planos de podas obtidos nos dois casos de aplicação, escolhe-se os três pontos não dominados ( $P_{21}$ ,  $P_{22}$ ,  $P_{23}$ ), destacados com cor vermelho. Os subíndices representam os números do caso de aplicação e do plano escolhido respectivamente.

Figura 17 - Fronteira de Pareto obtida pelo NSGA-II no caso 2



Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 6, mostram-se as informações dos planos de manutenção escolhidos. Evidencia-se que os valores dos CICV são maiores do que no caso 1, dado que para o cálculo do custo de interrupção são consideradas todas as zonas do sistema de teste. Apesar que neste caso para cada zona as taxas de falha são menores, o tempo de interrupção é o mesmo para cada uma delas, produzindo maiores valores de CICV. Os valores dos CMV são semelhantes nos dois casos de aplicação. Com relação a  $\lambda_v$  do conjunto elétrico, este caso apresenta maiores valores para os planos  $P_{21}$  e  $P_{22}$  em comparação com os planos obtidos no caso 1, isto pode ser por causa dos multiplicadores das taxas de falha que dependendo do nível de manutenção, afetam a todas as zonas com o mesmo valor. Enquanto que para o ponto  $P_{23}$  seu valor da taxa de falha é mais próximo do plano  $P_{13}$ .

Tabela 6 - Dados dos planos de manutenção analisados no caso 2

| Soluções                                  | $P_{21}$   | $P_{22}$   | $P_{23}$   |
|---|------------|------------|------------|
| <b>CICV (R\$)</b>                         | 124057,278 | 130457,764 | 137234,779 |
| <b>CMV (R\$)</b>                          | 47798,375  | 41786,152  | 39732,994  |
| $\lambda_v$ (interrupções/ano)            | 0,922      | 1,012      | 1,04       |
| <b>Distância total de manutenção (km)</b> | 98,869     | 86,433     | 82,186     |

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 7 mostra a quantidade de zonas atendidas e não atendidas para cada plano de manutenção analisado. Na Figura 18, mostra-se a quantidade de manutenções por trimestre em

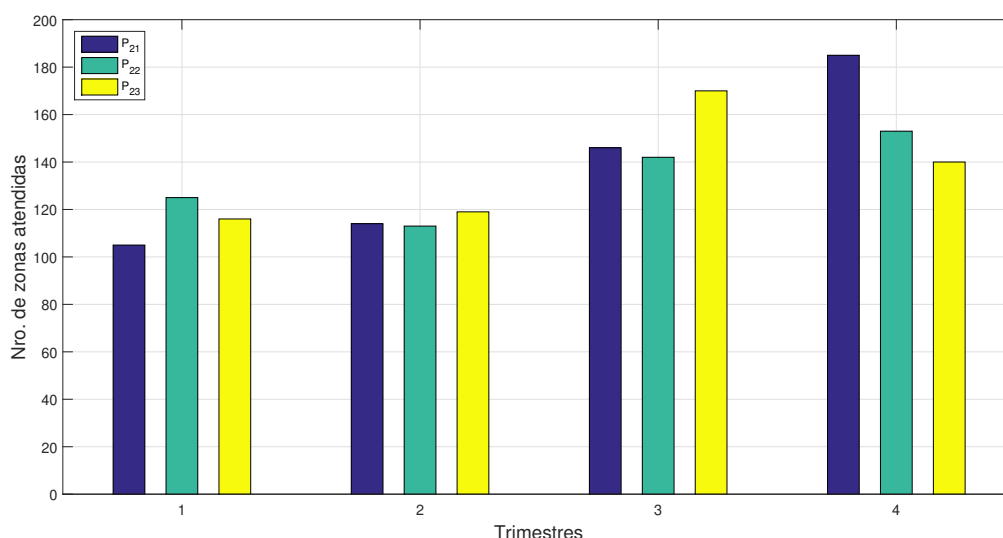
cada plano de manutenção. Os três planos apresentam uma maior quantidade de zonas podadas quase ao final do ano, ou seja, nos trimestres 3 e 4. Da mesma maneira ao caso 1, os planos do caso 2 determinam uma menor quantidade de manutenções no primeiro trimestre do ano.

Tabela 7 - Manutenções realizadas em cada plano analisado no caso 2

| Soluções        | Nro. de zonas atendidas por trimestre |     |     |     | Nro. de zonas sem manutenção |
|-----------------|---------------------------------------|-----|-----|-----|------------------------------|
|                 | 1                                     | 2   | 3   | 4   |                              |
| P <sub>21</sub> | 105                                   | 114 | 146 | 185 | 124                          |
| P <sub>22</sub> | 125                                   | 113 | 142 | 153 | 141                          |
| P <sub>23</sub> | 116                                   | 119 | 170 | 140 | 129                          |

Fonte: Elaboração própria.

Figura 18 - Quantidade de manutenções por zona em cada plano analisado no caso 2



Fonte: Elaboração própria.

A partir dos resultados de ambos casos de aplicação apresentados, nota-se que no primeiro caso os resultados obtidos parecem estar mais adequados com a realidade, sobretudo os valores dos custos de interrupção. Com relação às taxas de falha do conjunto elétrico nos dois casos de aplicação são distintas. É realmente difícil determinar qual caso tem o valor mais adequado. Como esse parâmetro depende das taxas de crescimento e dos multiplicadores de taxas de falha adotados, cuja determinação dos valores é bastante complexa, dado que tem relação com as datas das últimas podas e com fatores climáticos, espaciais e temporais.

Uma vez que neste problema de otimização o conjunto ótimo de Pareto é desconhecido, não é possível compará-lo com o conjunto de soluções eficientes encontrado pelo NSGA-II.

A partir dos cronogramas de poda de árvores encontrados, o plano de manutenção final deve ser selecionado pelo tomador de decisão considerando sua experiência, os critérios técnicos e econômicos além das necessidades da companhia distribuidora no momento do planejamento.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 6.1 CONCLUSÕES

1. A resolução do problema do planejamento da manutenção da vegetação nos sistemas de distribuição, determina quando se deve realizar a poda de árvores para cada seção/zona pertencente a um conjunto de alimentadores, minimizando os custos envolvidos no planejamento.
2. A metodologia proposta para obter os melhores cronogramas de poda de árvores sob redes elétricas de distribuição, é uma ferramenta útil que pode ser aplicada às concessionárias que adotam um intervalo fixo de manutenção e realizam a poda em toda a extensão do alimentador.
3. Como foi demonstrado, a formulação proposta pode ser ajustada facilmente a diferentes casos de aplicação dependendo da disponibilidade da informação. Também é adaptável a diferentes horizontes de planejamento e intervalos de manutenção como mensal ou quinzenal.
4. O NSGA-II fornece 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.
5. O procedimento apresentado, além de auxiliar no planejamento das atividades de manutenção preventiva, pode ser estendido para avaliar o impacto de projetos de melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição, como por exemplo, a instalação de cabos protegidos.
6. Uma recomendação para as concessionárias é tentar caracterizar e conhecer a vegetação sob as redes de distribuição, isto permitiria ter modelos de taxas de falha e de crescimento da vegetação mais precisos, capazes de quantificar o impacto da manutenção da vegetação na confiabilidade das redes de distribuição de energia elétrica.
7. É de vital importância o planejamento apropriado da arborização urbana. O plantio inadequado de espécies arbóreas, ou seja, de médio e grande porte com crescimento e rebrota rápidos, pode produzir conflitos dentre a rede elétrica e a vegetação, prejudicando a continuidade no serviço de energia elétrica.

## 6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões de trabalhos futuros propõem-se os seguintes assuntos.

1. Melhorar o processo de obtenção das taxas de falha de vegetação nas seções dos alimentadores por meio de um modelo preditivo confiabilidade que determina os índices de confiabilidade dos consumidores com base na topologia da rede, dados do histórico de interrupções do sistema e parâmetros de confiabilidade dos equipamentos. Também podem-se utilizar os sistemas de informação geográficos para incorporar análises espaciais e temporais.
2. Realizar a modelagem matemática da formulação proposta e resolvê-la utilizando um *solver* de otimização comercial. Isto permitira comparar os resultados do algoritmo NSGA-II com os resultados conseguidos utilizando o *solver*.
3. Verificar a validade da metodologia proposta mediante um estudo de caso real, comparando os custos obtidos pelo modelo de otimização com os custos calculados usando o processo tradicional de manutenção preventiva da vegetação seguido pela distribuidora.

## REFERÊNCIAS

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL. *PRODIST Módulo 1 – Introdução*. 2016. 55 p. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M\%C3\%B3dulo1\\_Revis\%C3\%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M\%C3\%B3dulo1_Revis\%C3\%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13). Acesso em: 20 jan. 2021.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL. *PRODIST Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. 2019. 89 p. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M\%C3\%B3dulo8\\_Revis\%C3\%A3o\\_11/d1f58668-ab9f-5e0a-e171-5394351ef374](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M\%C3\%B3dulo8_Revis\%C3\%A3o_11/d1f58668-ab9f-5e0a-e171-5394351ef374). Acesso em: 20 jan. 2021.
- APOLINÁRIO, L. A. V.; MANTOVANI, S. Modelo de Programação Matemática para Controle do Crescimento da Vegetação Sob Redes de Distribuição de Energia Elétrica. *Revista Controle & Automação*, Campinas, v. 22, n. 3, p. 284–295, 2011. Disponível em: [https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-17592011000300006](https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592011000300006). Acesso em: 20 jan. 2021.
- ARIAS, A. *et al.* Optimal scheduling of vegetation maintenance underneath overhead power distribution lines. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 6., 2012, Montevideo. *Proceedings of the [...]*. Montevideo: IEEE, 2012. p. 1–6.
- ARIAS, L. A.; HINCAPIÉ, R. A.; GRANADA, E. M. Integrated methodology between metaheuristic techniques for optimal vegetation maintenance in distribution systems. In: IEEE PES T&D CONFERENCE AND EXPOSITION, 2014, Chicago. *Proceedings of the [...]*. Chicago: IEEE, 2014. p. 1–5.
- BERTLING, L.; ALLAN, R.; ERIKSSON, R. A reliability-centered asset maintenance method for assessing the impact of maintenance in power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 1, p. 75–82, 2005.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. *Reliability evaluation of power systems*. [S.l.]: Plenum, 1990. 432 p. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=MEsBnwEACAA>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- BILLINTON, R.; WANGDEE, W. Approximate methods for event-based customer interruption cost evaluation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 20, n. 2, p. 1103–1110, 2005.
- BROWN, R. *Electric power distribution reliability*. Florida: CRC Press, 2017. 504 p. (Power Engineering (Willis)). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=CVNW8qW3ggwC>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- BROWN, R. *et al.* Automated primary distribution system design: reliability and cost

optimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 12, n. 2, p. 1017–1022, 1997.

BROWN, R. E.; OCHOA, J. R. Distribution system reliability: default data and model validation. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 13, n. 2, p. 704–709, 1998.

BUENO, E. A. *Redução de Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis*. 2005. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/261734>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CELESC, D. S. *Critérios Para Utilização De Redes De Distribuição*. 2012. 12 p. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/arquivos/normas-tecnicas/instrucao-normativa/i3130021.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2021.

CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. *Power distribution system reliability: practical methods and applications*. New York: Wiley, 2011. 560 p. (IEEE Press Series on Power Engineering). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=3WQO0ceRA60C>. Acesso em: 20 jan. 2021.

COELLO, C.; LAMONT, G.; VELDHUIZEN, D. van. *Evolutionary algorithms for solving multi-objective problems*. London: Springer US, 2007. 800 p. (Genetic and Evolutionary Computation). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=rXluAMw3lGAC>. Acesso em: 20 jan. 2021.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS -CEMIG. *Manual de Arborização*. Belo Horizonte: [s.n.], 2011. 112 p. Disponível em: [https://www.cemig.com.br/sites/imprensa/pt-br/Documents/Manual\\_Arborizacao\\_Cemig\\_Biodiversitas.pdf](https://www.cemig.com.br/sites/imprensa/pt-br/Documents/Manual_Arborizacao_Cemig_Biodiversitas.pdf). Acesso em: 20 jan. 2021.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS -CEMIG. *ND - 3.1 - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas*. 2014. 124 p.

CRUZ, M. P. *Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia*. 2007. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. Disponível em: <http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/90264>. Acesso em: 20 jan. 2021.

DEB, K. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*. New York: Wiley, 2001. 518 p. (Wiley Interscience Series in Systems and Optimization). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=OSTn4GSy2uQC>. Acesso em: 20 jan. 2021.

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

DOKIC, T.; KEZUNOVIC, M. Predictive risk management for dynamic tree trimming scheduling for distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Piscataway, v. 10, n. 5, p. 4776–4785, 2018.

ELEKTRO. *Guia Elektro de manejo da arborização*. 2018. 28 p. Disponível em: [https://www.elektro.com.br/Media/Default/pdf/guia{\\\_}manejo{\\\_}arborizacao.p](https://www.elektro.com.br/Media/Default/pdf/guia{\_}manejo{\_}arborizacao.p). Acesso em:

20 jan. 2021.

ELETROBRÁS, C. D. D. *Desempenho de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus, 1982. v. 3. (Coleção distribuição de energia elétrica, v. 3).

ELETROBRÁS, C. D. D. *Manutenção e operação de sistemas de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus, 1982. v. 4. (Coleção distribuição de energia elétrica, v. 4).

ELETROBRÁS, C. D. D. *Proteção de sistemas aéreos de distribuição*. Rio de Janeiro: Campus, 1986. (Coleção distribuição de energia elétrica). Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=D3-kAAAACAAJ>. Acesso em: 20 jan. 2021.

ENEL DISTRIBUIÇÃO GOIÁS. *Guia de podas manejo da vegetação junto às redes elétricas*. Goiânia: [s.n.], 2020. 105 p. Disponível em: <https://fgm-go.org.br/wp-content/uploads/2018/10/Guia-de-Podas-ENEL-2.pdf>. Acesso em: 20 jan. 2021.

GONEN, T. *Electric power distribution engineering*. 3. ed. New York: Taylor & Francis, 2014. 1061 p. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=cRzIAgAAQBAJ>. Acesso em: 20 jan. 2021.

GUIKEMA, S. D.; DAVIDSON, R. A.; LIU, H. Statistical models of the effects of tree trimming on power system outages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 21, n. 3, p. 1549–1557, 2006.

JEN-HAO TENG; CHAN-NAN LU. Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 17, n. 1, p. 254–259, 2002.

JEWELL, W. *et al.* *Risk-based resource allocation for distribution system maintenance (RBM)*. [S.l.]: Power Systems Engineering Research Center, 2006. 106 p.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 2005. 328 p.

KUNTZ, P. A. *Optimal reliability centered vegetation maintenance scheduling in electric power distribution systems*. 1999. 152 f. Tese (Doutorado) — University of Washington, Washington, 1999.

KUNTZ, P. A.; CHRISTIE, R. D.; VENKATA, S. S. Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 17, n. 4, p. 1164–1169, 2002.

LEITE, J. B. *et al.* The impact of time series-based interruption cost on online risk assessment in distribution networks. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION: LATIN AMERICA CONFERENCE AND EXPOSITION (T&D-LA), 2016, Morelia. *Proceedings of the [...]*. Morelia: IEEE, 2016. p. 1–6.

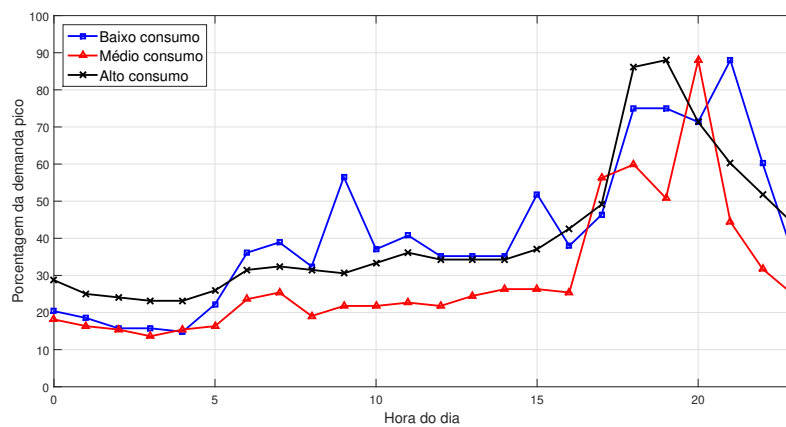
LEITE, J. B. *et al.* Failure probability metric by machine learning for online risk assessment in distribution networks. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE-LATIN AMERICA (ISGT LATIN AMERICA), 2017, Quito. *Proceedings of the [...]*. Quito: IEEE, 2017. p. 1–6.

- LEITE, J. B. *et al.* Resiliency assessment in distribution networks using gis-based predictive risk analytics. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 34, n. 6, p. 4249–4257, 2019.
- MISARI, A. R. *et al.* Reliability-Centered Maintenance Task Planning for Overhead Electric Power Distribution Networks. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, New York, v. 31, n. 5, p. 1278–1287, 2020.
- PAIVA, R. R. D. C. *Planejamento da expansão de curto prazo de redes de distribuição considerando geração distribuída e confiabilidade*. 2016. 98 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em: <http://hdl.handle.net/11449/148649>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- PREFEITURA DE SÃO PAULO. *Manual Técnico De Poda De Árvores*. São Paulo: [s.n.], 2017. 72 p.
- RADMER, D. T. *et al.* Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Piscataway, v. 17, n. 4, p. 1170–1175, 2002.
- REIS, P. A. *Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2007. 85 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/258866>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- SHORT, T. *Electric power distribution handbook*. 2. ed. New York: Taylor & Francis, 2014. 898 p. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=fOsxAwAAQBAJ>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- SHORT, T. *Distribution reliability and power quality*. Florida: CRC Press, 2018. 288 p. Disponível em: <https://books.google.to/books?id=wHrLBQAAQBAJ>. Acesso em: 20 jan. 2021.
- SITTITHUMWAT, A.; SOUDI, F.; TOMSOVIC, K. Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information. *Electric Power Systems Research*, Amsterdam, v. 68, n. 3, p. 208–220, 2004.
- SOUZA, E. D.; MANTOVANI, J. R. S.; PENTADO, A. d. A. Modelo matemático multiobjetivo binário para a manutenção da vegetação em um sistema de distribuição de energia elétrica. In: SBPO, 45., 2013, Natal. *Anais [...]*. Natal: SOBRAPO, 2013. p. 1009–1020.
- TENG, J.-H.; LIU, Y.-H. A novel acs-based optimum switch relocation method. *IEEE Transactions on Power Systems*, Piscataway, v. 18, n. 1, p. 113–120, 2003.

## APÊNDICE A - CURVAS DE CARGA

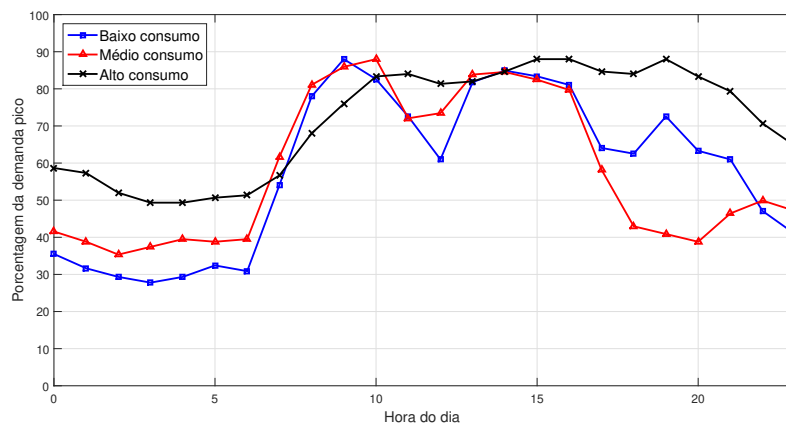
As Figuras 19, 20 e 21 ilustram os perfis de demanda típicos dos consumidores residenciais, comerciais e industriais utilizadas neste trabalho.

Figura 19 - Curvas de demanda típicas para consumidores residenciais



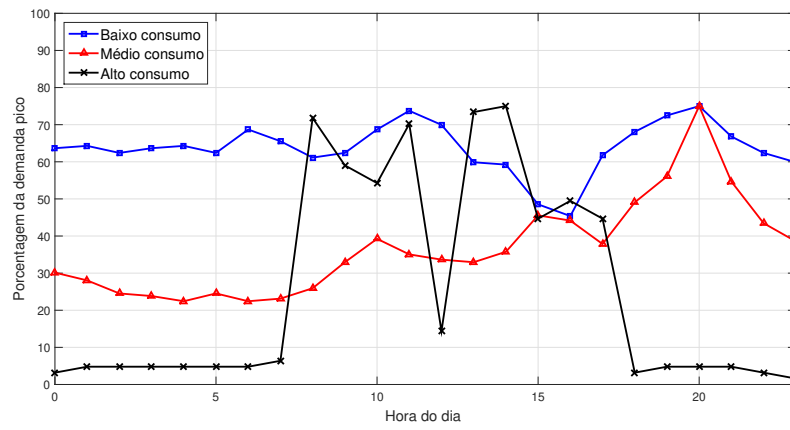
Fonte: Elaboração própria.

Figura 20 - Curvas de demanda típicas para consumidores comerciais



Fonte: Elaboração própria.

Figura 21 - Curvas de demanda típicas para consumidores industriais



Fonte: Elaboração própria.

## **APÊNDICE B - TRABALHO SUBMETIDO EM ANAIS DE CONGRESSO**

BRIAN DANIEL JARAMILLO LEÓN; JÔNATAS BOÁS LEITE. Otimização multiobjetivo para planejamento da manutenção preventiva em redes de distribuição considerando índices de confiabilidade e crescimento da vegetação. In: *ANAIS DO LII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 2020, João Pessoa. Anais eletrônicos... Campinas, Galoá, 2020.*. Disponível em:<<https://proceedings.science/sbpo-2020/papers/otimizacao-multiobjetivo-para-planejamento-da-manutencao-preventiva-em-redes-de-distribuicao-considerando-indices-de-con>>