LAURA SILVA DE ASSIS

OTIMIZAÇÃO DE ALOCAÇÃO DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Campinas
2014

Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Laura Silva de Assis

OTIMIZAÇÃO DE ALOCAÇÃO DE CHAVES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese de doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Automação.

Orientador: Christiano Lyra Filho
Co-orientador: Celso Cavelluci

Esse exemplar corresponde a versão final da tese defendida pela a aluna Laura Silva de Assis, e orientada pelo Prof. Dr. Christiano Lyra Filho.

Campinas
2014

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

As76o

Assis, Laura Silva de, 1983-
Otimização de alocação de chaves em redes de distribuição de energia elétrica. / Laura Silva de Assis. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Christiano Lyra Filho.
Coorientador: Celso Cavellucci.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Otimização combinatória. 2. Distribuição de energia elétrica. 3. Otimização multiobjetivo. 4. Memética. I. Lyra Filho, Christiano,1951-. II. Cavellucci, Celso,1951-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Optimization of switch allocation in power distribution networks.
Palavras-chave em inglês:
Combinatorial optimization
Distribution of electricity
Multiobjective optimization
Memetic
Área de concentração: Automação
Titulação: Doutora em Engenharia Elétrica
Banca examinadora:
Christiano Lyra Filho [Orientador]
Alexandre Pinto Alves da Silva
Ivan Marques de Toledo Camargo
Romis Attux
André Luis Morelato França
Data de defesa: 21-02-2014
Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidata: Laura Silva de Assis

Data da Defesa: 21 de fevereiro de 2014

Título da Tese: "Otimização de alocação de chaves em redes de distribuição de energia elétrica"

Prof. Dr. Christiano Lyra Filho (Presidente): _____

Prof. Dr. Alexandre Pinto Alves da Silva: _____

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo: _____

Prof. Dr. Romis Ribeiro de Faissol Attux: _____

Prof. Dr. André Luiz Morelato França: _____

Resumo

Grande parte das falhas em sistemas elétricos de potência ocorrem por consequência de falhas permanentes nas redes de distribuição. Agências reguladoras definem índices de confiabilidade para quantificar e avaliar a qualidade da distribuição de energia. A violação dos limites estabelecidos podem resultar em multas significativas para a distribuidora de energia.

Um dos objetivos ao se realizar a instalação de chaves em redes de distribuição é criar a possibilidade de re-energizar a maior quantidade de clientes no menor tempo possível através da transferência de carga para sistemas que não tiveram seu fornecimento de energia interrompido. Esta tese estuda o problema de alocação de chaves (PAC) em sistemas radiais de distribuição de energia elétrica e propõe a instalação otimizada desses dispositivos em locais apropriados das redes, a fim de melhorar a confiabilidade do sistema pela redução do período que os consumidores ficam sem energia.

Uma metodologia baseada nos conceitos de algoritmo memético juntamente com uma população estruturada é proposta neste trabalho para alocar chaves seccionadoras e de manobra, manuais e automáticas, com diferentes capacidades. A função objetivo utilizada busca minimizar o custo de alocação das chaves e o custo da energia não distribuída sob restrições de confiabilidade e fluxo de carga em todos os componentes da rede. É apresentado também um estudo multiobjetivo para o PAC, que procura alocar chaves minimizando simultaneamente os custos de instalação das chaves e da energia não distribuída e maximizando a confiabilidade da rede, sob restrições de fluxos. A abordagem proposta para resolver o PAC monobjetivo também foi utilizada no PAC multiobjetivo, juntamente com o método do ε-restrito. A metodologia proposta tem o seu bom desempenho confirmado por diferentes estudos de casos com redes reais de grande porte localizadas no estado de São Paulo.

Palavras-chave: Otimização combinatória. Confiabilidade em redes de distribuição de energia. Estimativa da confiabilidade. Alocação de chaves. Algoritmo memético. População estruturada. Otimização multiobjetivo.

Abstract

Most failures in electric power systems occur as a result of permanent faults in distribution networks. Regulatory agencies establish reliability standards indices for quantify and evaluate the quality of power distribution. The infringe of established limits can result in costly fines for the utility suppliers.

One of the aim when perform the switches allocation in distribution networks is the possibility of re-energize the largest amount of customers in the shortest possible time by transferring load to other power systems which don't had their energy supply interrupted. This thesis studies the switch allocation problem (SAP) in radial systems of electrical power distribution and proposes an optimized installation of these devices in appropriate locations of network, in order to improve the reliability system by the reducing of the period that consumers remains without power.

A methodology based on the concepts of memetic algorithm with a structured population is proposed in this thesis to allocate sectionalizing and tie switches of different capacities, with manual or automatic operation schemes. The objective function used seeks to minimize the switches allocation and the energy not supplied costs under constraints of reliability and load flow. A Multiobjective study for SAP is presented, to perform the switches allocation seeks minimize simultaneously the switches installation and energy not supplied costs and maximize the network reliability, under constraints of load flow. The proposed approach to solve the SAP monocriteria was also used in SAP multicriteria along with the ε-constraint method. The proposed methodology has its good performance confirmed by several case studies with real large networks located in the state of São Paulo.

Key-words: Combinatorial optmization. Distribution system reliability. Reliability estimation. Switch allocation. Memetic algorithm. Structured population. Multicriteria optmization.

Sumário

1 Introdução **1**

2 Trabalhos Relacionados **5**

3 Apresentação do Problema **11**
3.1 Caracterização 11
3.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica 13
3.3 Componentes e Funcionalidades do SDE 14

4 Avaliação da Confiabilidade de Redes de Distribuição de Energia Elétrica **17**
4.1 Indicadores de Confiabilidade 18
4.1.1 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora 19
4.1.2 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora 19
4.1.3 Energia Não Distribuída 20
4.1.4 Tempo de Falta de Suprimento 20
4.1.5 Taxa de Falhas 20
4.1.6 Carga de Energia 20
4.2 Avaliação do Impacto das Falhas no Sistema 21
4.2.1 Tempo de Restauração 21
4.2.2 Ação do Disjuntor da Subestação 23
4.2.3 Ação do Religador 24
4.2.4 Ação das Chaves Seccionadoras 25
4.2.5 Ação das Chaves de Manobra 27

5 Formulação do Problema de Alocação Ótima de Chaves (PAC) **31**
5.1 Apresentação Descritiva 31
5.2 Modelo Matemático 32
5.3 Discussão 35

6 Metodologia de Solução **37**
6.1 Técnica de Avaliação da Confiabilidade 37
6.2 Otimizador - Algoritmo Memético 42

6.2.1 Definições . . . 43
6.2.2 Geração da População Inicial . . . 46
6.2.3 Função de Avaliação . . . 47
6.2.4 Seleção . . . 48
6.2.5 *Crossover* . . . 48
6.2.6 Mutação . . . 49
6.2.7 Factibilização . . . 50
6.2.8 Ordenação da População . . . 51
6.2.9 Critério de Parada . . . 51
6.2.10 Busca Local . . . 52
6.3 Cálculo do DEC_{lim} . . . 54
6.4 Pós-Processamento . . . 56

7 Estudos de Casos **59**
7.1 Características das Redes . . . 60
7.2 Experimentos . . . 61
7.2.1 Cenário 1: Otimização da Rede Completa . . . 61
7.2.2 Cenário 2: Otimização Parcial da Rede com Melhorias Incrementais na Confiabilidade . . . 68
7.2.3 Cenário 3: Otimização Local com Expansão da Rede . . . 78
7.3 Discussão . . . 84

8 Análise Multiobjetivo para o PAC **89**
8.1 Problemas de Otimização Multiobjetivo . . . 89
8.2 Métodos de Solução . . . 92
8.2.1 Métodos a Priori . . . 92
8.2.2 Métodos a Posteriori . . . 93
8.2.3 Métodos Interativos . . . 94
8.3 Problema Multiobjetivo de Alocação de Chaves . . . 95
8.3.1 Formulação . . . 96
8.3.2 Método Multiobjetivo . . . 97
8.4 Estudos de Caso . . . 97
8.4.1 Descrição das redes . . . 97
8.4.2 Geração do Conjunto de Soluções . . . 99
8.4.3 Comparação com a Solução Existente . . . 100
8.4.4 Estudo de Soluções Alternativas . . . 102

9 Considerações Finais **113**

Bibliografia **116**

Com todo carinho...
- Aos meus amados pais.
- Aos meus queridos irmãos.
- Ao meu eterno companheiro.

Agradecimentos

"É absolutamente impossível que um homem alcance qualquer realização sem levar outros consigo."

Agradeço de todo o coração...

A Deus, pela oportunidade, saúde, cuidado, proteção, força e conforto em todos momentos durante esses anos.

Aos meus pais Maria e Geraldo, pelo amor incondicional, pelo ensino e incentivo.

Aos meus irmãos, Márcio, Flávio e Keila, pelo carinho, preocupação, parceria, cumplicidade e auxílio em todos os momentos que precisei.

Aos meus sobrinhos Lili e Hecttor, pela alegria que me proporcionam a cada momento ao lado deles.

Ao meu noivo e eterno companheiro, Jurair Rosa, pelo carinho, compreensão, paciência, companheirismo, ajuda em diversos momentos críticos durante o desenvolvimento da pesquisa. Para você me faltam palavras de gratidão.

Aos meus amigos do GEA pelas reuniões, amizade e momentos compartilhados.

Ao meu orientador, professor Christiano Lyra, pela orientação, paciência, incentivo e amizade acima de tudo.

Ao meu co-orientador Celso pelo auxílio, disposição, aprendizado e amizade.

Ao pessoal da FEEC: Priscila, Juliana, Solange, Noêmia, Márcia, Mazé, Adriana, Edson pelo apoio e disponibilidade em todo momento.

Aos amigos do LABORE: Fábio, José, Hugo, Luciana, Eduardo, André, Alan Caio, não somente pela amizade, mas também pelo aprendizado, sugestões e momentos de descontração compartilhados.

Aos professores da banca: Professores Ivan Camargo, Alexandre da Silva, Romis Attux e André França pela atenção, tempo disponibilizado e preciosas sugestões.

À UNICAMP pela infra-estrutura.

À Capes, CNPq e a CPFL Energia, pelo apoio financeiro.

Enfim, meu sincero obrigada a todos.

“A sabedoria que vem do alto é antes de tudo pura, depois pacífica, amável, compreensiva, cheia de misericórdia e de bons frutos, imparcial e sincera."
Tiago 3:17.

Lista de Figuras

3.1 Sistema elétrico brasileiro. 13
3.2 Sistema de distribuição de energia elétrica. 14
3.3 Redes primária e secundária. 14

4.1 Tempo total de restauração. 22
4.2 Diagrama simplificado dos setores de uma rede de distribuição. 23
4.3 Unifilar de um alimentador simples ligado ao disjuntor da subestação. 24
4.4 Ação do religador na presença de falhas. 25
4.5 Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção e chave NF. . 26
4.6 Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção e chave NF. . 27
4.7 Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção, chaves NF e NA. 28
4.8 Impossibilidade de realização da transferência de carga. 29

5.1 Exemplo de uma rede de distribuição radial. 33

6.1 Exemplo de cálculo do tempo de restauração da rede. 38
6.2 Representação do cromossomo a partir do grafo. 44
6.3 Representação de população estruturada com 13 indivíduos. 45
6.4 Crossover em 1-ponto. 48

7.1 Redes de estudo. 62
7.2 Dispositivos de proteção presentes na rede R_2. 64
7.3 Dispositivos de proteção presentes na rede R_3. 64
7.4 Dispositivos de proteção presentes na rede R_4. 65
7.5 Dispositivos de proteção presentes na rede R_6. 65
7.6 R_2 - Solução de referência versus Solução AM. 69
7.7 R_2 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala. 70
7.8 R_3 - Solução de referência versus Solução AM. 71
7.9 R_4 - Solução de referência versus Solução AM. 72
7.10 R_4 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala. 73
7.11 R_6 - Solução de referência versus Solução AM. 74
7.12 R_6 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala. 75
7.13 Compromisso entre Custo e DEC para rede R_3. 77
7.14 Compromisso entre Custo e DEC para rede R_6. 77
7.15 Soluções do PAC para a rede R_3 - Cenário 2. 79

7.16 Soluções do PAC para a rede R_6 - Cenário 2. 80
7.17 Dispositivos de proteção presentes na rede R_1. 81
7.18 Dispositivos de proteção presentes na rede R_5. 81
7.19 Dispositivos de proteção presentes na rede R_7. 82
7.20 Comparação da rede R_1 antes e após a expansão. 85
7.21 Comparação da rede R_5 antes e após a expansão. 86
7.22 Comparação da rede R_7 antes e após a expansão. 87

8.1 Conjunto de soluções *Pareto-ótimas*. 91
8.2 Dominância de Pareto. 92
8.3 Redes de estudo. 98
8.4 Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 1. 99
8.5 Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 2. 100
8.6 Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 3. 100
8.7 Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 4. 101
8.8 Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 1. 102
8.9 Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 2. 102
8.10 Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 3. 103
8.11 Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 4. 103
8.12 Alocação de chaves das soluções de referência. 104
8.13 Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 1. 105
8.14 Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 2. 105
8.15 Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 3. 106
8.16 Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 4. 106
8.17 Comparação de soluções para a rede 1. 109
8.18 Comparação de soluções para a rede 2. 110
8.19 Comparação de soluções para a rede 3. 111
8.20 Comparação de soluções para a rede 4. 112

Lista de Tabelas

5.1 Notação utilizada no modelo matemático. 34

6.1 Parâmetros utilizados no modelo analítico. 39

7.1 Informações gerais das chaves. 59
7.2 Parâmetros complementares. 60
7.3 Informações gerais das redes R_1 a R_4. 61
7.4 Informações gerais das redes R_5 a R_7. 61
7.5 Otimização para a rede R_2. 66
7.6 Otimização para a rede R_3. 66
7.7 Otimização para a rede R_4. 66
7.8 Otimização para a rede R_6. 67
7.9 Reduções de custos alcançadas pelas metodologias propostas. 68
7.10 Número de chaves seccionadoras e de manobra presente nas soluções. 68
7.11 Melhoria na confiabilidade para rede $R3$. 76
7.12 Melhoria na confiabilidade para rede $R6$. 76
7.13 Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_1. 81
7.14 Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_5. 82
7.15 Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_7. 83

8.1 Informações gerais das redes de estudo usadas no PACM. 99
8.2 Comparação de soluções para as redes em estudo. 108

Lista de Siglas

ACS	-	*Ant colony system*
AES	-	*American Electrical Systems*
AG	-	Algoritmo genético
AM	-	Algoritmo memético
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BL	-	Busca local
DEC	-	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	-	Duração equivalente de interrupção individual por unidade consumidora
END	-	Energia não distribuída
FC	-	Fator de Carga
FEC	-	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FF	-	*First found*
FIC	-	Frequência equivalente de interrupção individual por unidade consumidora
HC	-	Heurística construtiva
NF	-	Normalmente fechada
NA	-	Normalmente aberta
PAC	-	Problema de alocação de chaves
PACM	-	Problema de alocação de chaves multiobjetivo
PLIM	-	Programação linear inteira mista
POM	-	Problema de otimização multiobjetivo
PRS	-	Problema de restauração de serviço
RCS	-	*Remote controlled switches*
SDE	-	Sistema de distribuição de energia
SE	-	Subestação
SEs	-	Subestações
SPO	-	Solução(ões) Pareto Ótima(s)

Capítulo 1

Introdução

A energia elétrica é produzida e entregue aos consumidores através do sistema composto por usinas de geração, redes de transmissão e redes de distribuição. É estimado que cerca de 70% do tempo de interrupção total do sistema de potência está associado às contingências no sistema de distribuição (Billinton & Allan 1996), o que justifica o considerável esforço dedicado à redução da energia não fornecida nas redes de distribuição de energia elétrica.

Na década de 90, devido às leis de concessão estabelecidas para gerar competitividade no setor elétrico, as concessionárias implantaram procedimentos para acompanhar os índices de confiabilidade, sendo que esses índices não deveriam ultrapassar valores estabelecidos pelo órgão regulamentador (no Brasil, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica).

Com a regulamentação do setor elétrico, se estabeleceu padrões de qualidade definindo limites diferenciados por concessionárias. Algumas das exigências implicam na necessidade de as empresas buscarem a sistematização de métodos de análise dos indicadores de confiabilidade, procurando a melhora desses índices constantemente. Uma forma eficaz de melhorar esses índices são por meio de ações de manutenção no sistema de distribuição. Contribuições relacionadas a este assunto podem ser encontradas em (Sittithumwata, Soudib & Tomsovic 2004), (Reis 2007), (Usberti, Lyra, Cavellucci & González 2012), (Bacalhau, Usberti, Lyra & Cavellucci 2012) e (Bacalhau, Usberti & Lyra 2013).

Uma outra alternativa é obter melhorias por meio de obras de melhoramento da rede, como: instalação de novos equipamentos, realocação dos equipamentos presentes na rede para locais onde se produzirá maior impacto na confiabilidade e ações visando a automação do sistema de distribuição. Essas operações, quando realizadas de forma otimizada, podem levar a melhorias significativas na rede.

A confiabilidade em sistemas de distribuição de energia implica no fornecimento de energia elétrica aos consumidores sem interrupção. Estudos têm sido desenvolvidos devido à oportunidade de incorporar custos ou perdas na análise global do sistema em consequência de falhas na distribuição.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica contêm um conjunto de componentes que estão sujeitos a falhas, incluindo cabos, postes, disjuntores, interruptores, transformadores, capacitores,

reguladores de tensão, dentre outros. Durante uma contingência, partes da rede são desconectadas da subestação até que uma equipe de manutenção seja capaz de rastrear a origem da falha e reparar o(s) componente(s) defeituoso(s).

Quando um defeito ocorre em algum componente da rede, todos os clientes, associados ao mesmo circuito elétrico, terão sua energia interrompida até que o defeito seja reparado. Se existem equipamentos na rede que permitem isolar o defeito, após seu isolamento, parte da rede pode ser energizada através das chaves existentes na rede.

A instalação de chaves seccionadoras (normalmente fechadas - NF) e de manobras (normalmente abertas - NA) busca melhorar os índices de confiabilidade do sistema de distribuição, como duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC), duração equivalente de interrupção individual por unidade consumidora (DIC) e energia não distribuída (END) (Billinton & Allan 1996).

A seleção de quantidade, tipos e localização de chaves deve seguir critérios operacionais e econômicos, visando contribuir para a melhoria dos índices que medem a confiabilidade do sistema de distribuição, com o menor custo possível. As chaves seccionadoras possuem a capacidade de reduzir a duração da interrupção por meio do isolamento dos clientes à montante da falha. Quando a abertura de uma chave NF é combinada com o fechamento de uma chave NA, o tempo de duração da interrupção pode ser reduzido através da transferência de cargas dos clientes interrompidos à jusante da falha para sistemas energizados adjacentes.

A demanda crescente para melhorar a qualidade do fornecimento de energia em sistemas de distribuição aumenta a importância de automação da rede, incluindo investimentos em chaves automatizadas (*Remote Controlled Switches* - RCS). A possibilidade de acionamento remoto das chaves automatizadas contribui para reduzir o tempo de realização das operações de abertura e fechamento de chaves, abreviando dessa forma o tempo de isolar o defeito e de transferir cargas.

O problema de alocação de chaves (PAC) consiste em determinar a melhor quantidade, locais e tipos mais apropriados de chaves que devem ser instalados na rede de distribuição, procurando aumentar a confiabilidade do sistema de distribuição e obter benefícios econômicos para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, através do acréscimo no faturamento e possíveis reduções nos custos. Um dos principais benefícios que podem ser alcançados através da alocação de chaves de forma otimizada é a redução na duração média das interrupções, que reflete na melhoria da qualidade global do fornecimento de energia, além de prevenir multas contratuais referentes à violação de níveis mínimos de confiabilidade.

O problema de alocação de chaves em uma rede de distribuição pertence à família de problemas de otimização combinatória (Garey & Johnson 1979), os quais podem ser muito difíceis de serem resolvidos de maneira ótima usando técnicas de programação matemática, especialmente para instâncias de grande porte. Resolver o PAC utilizando um método eficaz é muito importante para as concessionárias de distribuição de energia, uma vez que este problema está intimamente ligado à restauração da rede e relacionado aos índices de confiabilidade. Além disso, o PAC possui um problema subjacente de restauração de serviço que consiste na escolha de qual chave deve ser aberta

ou fechada para minimizar a região sem fornecimento de energia após o isolamento de uma falha. Existem restrições elétricas que devem ser consideradas, tais como a radialidade da rede restaurada, as capacidades dos cabos e das subestações e a queda de tensão máxima permitida. Para uma única subestação, o problema de restauração do serviço pode ser modelado como sendo o de encontrar uma árvore geradora minimizando a energia não fornecida sujeito a restrições elétricas; esse problema é NP-difícil (Benavides, Ritt, Buriol & França 2013), (Augugliaro, Dusonchet & Sanseverino 2000) e (Miu, Chiang, Yuan & Darling 1998).

Neste trabalho foram tratados duas abordagens para o problema de alocação de chaves: mono-objetivo e multiobjetivo. A abordagem mono-objetivo pode ser utilizada em estudos operacionais da rede de distribuição. Os estudos multiobjetivo são importantes para o planejamento da confiabilidade do sistema.

Esta tese propõe uma metaheurística baseada nos conceitos de algoritmos meméticos e utiliza uma população estruturada para alocação de chaves seccionadoras e de manobra, automáticas e manuais com diferentes capacidades. Para avaliar a confiabilidade da rede, o algoritmo proposto usa principalmente dois índices de confiabilidade: DEC e END. A principal contribuição deste trabalho é a união de um conjunto de técnicas que permitem resolver o PAC em redes de porte real, com dimensões e generalidades ainda não tratadas na literatura da área.

A tese está organizada em mais oito capítulos. Uma revisão bibliográfica sobre técnicas propostas para resolver o problema de alocação de chaves, em diferentes abordagens, é realizada no Capítulo 2. O Capítulo 3 apresenta as principais características do PAC. A avaliação da confiabilidade, forma de cálculo dos índices e alguns parâmetros de referência são definidos no Capítulo 4. Uma formulação matemática para o problema de alocação de chaves é apresentada no Capítulo 5. O Capítulo 6 descreve o algoritmo memético proposto. Estudos de caso com redes de distribuição urbanas de tamanho real são apresentados no Capítulo 7, mostrando os benefícios da abordagem proposta. No Capítulo 8, é proposta uma abordagem multiobjetivo para o PAC e são discutidos alguns estudos de caso. O Capítulo 9 apresenta as considerações finais.

Capítulo 2

Trabalhos Relacionados

A confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica pode ser definida pelo fornecimento de energia para os consumidores em um padrão adequado, sem interrupção no serviço de distribuição e a custos justos. O posicionamento adequado de chaves automáticas e manuais é uma das alternativas para melhorar a confiabilidade das redes de distribuição. Esta tese concentra-se no problema de alocação ótima de chaves (PAC), no qual o objetivo é encontrar a configuração para a quantidade, os tipos e a localização de chaves que otimize os índices que caracterizam confiabilidade e/ou custos.

O problema de alocação ótima de chaves em uma rede de distribuição operada radialmente pertence à família de problemas de otimização combinatorial. Esses problemas podem ser difíceis de se resolver otimamente usando técnicas de programação matemática, especialmente para instâncias de grande porte. Entretanto, soluções próximas à ótima podem ser obtidas por meio de heurísticas. A literatura tem mostrado que esses métodos possuem um bom desempenho em média, principalmente para problemas que são intratáveis através de abordagens exatas (Garey & Johnson 1979).

Os estudos de otimização da alocação de chaves são relativamente recentes, sendo Levitin, Mazal-Tov & Elmakis (1995) uma das primeiras referências nesta área. Nesse trabalho, os autores propõem um algoritmo genético (AG) para alocação de chaves em um sistema de distribuição de energia (SDE) radial. O algoritmo proposto possui o objetivo de minimizar o custo total anual da energia não fornecida causada por falhas na rede e o investimento com a instalação de chaves. Os autores consideram duas abordagens diferentes do problema de alocação de chaves:

- Na primeira abordagem, o algoritmo realiza a alocação de um número específico de chaves seccionadoras quando as chaves de manobra já estão alocadas no sistema;
- Na segunda abordagem, é realizada a alocação de uma quantidade fixa de chaves de manobra e seccionadoras.

No trabalho de (Levitin et al. 1995), não são considerados os limites de capacidade dos cabos ao realizar transferências de carga. Os autores supõem que as chaves são 100% confiáveis e a

probabilidade de falhas simultâneas em diferentes seções da rede é muito pequena, sendo essa probabilidade descartada. Os autores implementam e comparam dois algoritmos genéticos, um padrão (AG) e um modificado (AGM). O primeiro pode realizar a geração de soluções infactíveis durante o processo de otimização, as quais são descartadas posteriormente. O segundo foi elaborado com o objetivo de manter as soluções factíveis durante todo processo de otimização.

Para geração dos resultados e comparação dos dois algoritmos genéticos, foi utilizada uma rede de distribuição com 96 seções, 52 nós (pontos de carga) e 40,55 km. Comparando os dois algoritmos, o custo da energia não distribuída é menor utilizando o AGM quando se propõe a instalação de uma chave de manobra, porém, com 2 e 3 chaves de manobra, os valores obtidos para esse índice são muito próximos.

Em Haghifam (2004), também é proposto um algoritmo genético, mas para resolver um subproblema de alocação de chaves que considera apenas a alocação de chaves de manobra (chaves NA). Os autores procuram minimizar a energia não distribuída ponderada pela importância da carga, caracterizada por uma função *fuzzy*. Foram realizados alguns estudos de caso modificando parâmetros como o custo de interrupção para os pontos de carga e custo de instalação das chaves de manobra. A rede testada possui 24 nós e três alimentadores. Os resultados mostram a importância de instalação das chaves de manobra na rede para redução da energia não distribuída.

Billinton & Jonnavithula (1996) apresentam uma formulação para o problema de alocação de chaves seccionadoras considerando interrupção, manutenção e o custo de investimento. Uma metodologia baseada na técnica de otimização *Simulated Annealing* é proposta pelos autores para resolver o PAC. A função objetivo utilizada busca minimizar a energia não distribuída através da minimização do custo de interrupção, de instalação de chaves e de manutenção em uma rede de distribuição radial.

São consideradas redes com diferentes tipos de consumidores (residencial, comercial, pequenas indústrias, governamental, grandes indústrias, rural, escritórios). Para avaliar o desempenho do algoritmo proposto, são realizados experimentos com duas redes:

- Uma rede que possui uma típica configuração urbana, com clientes residenciais, industriais e comerciais com 38 nós, 7 alimentadores e pico de carga de 40 MW;
- Uma rede tipicamente rural/urbana, com clientes residenciais, instalações agrícolas, comércio e pequenas indústrias, com 40 nós, 2 alimentadores e pico de carga de 20 MW.

O custo de manutenção anual considerado foi 2% do custo de investimento anual, o período de vida útil das chaves utilizado foi de 20 anos e a taxa de juros de 8% ao ano. Os resultados alcançados pela metodologia reduziram o custo total das chaves para os dois tipos de sistema utilizados nos testes, comparados ao custo de uma configuração original de chaves.

Um algoritmo de programação dinâmica foi apresentado por Celli & Pilo (1999) para encontrar a solução ótima do problema de alocação de chaves seccionadoras automáticas em redes de distribuição

radial e cíclica. O procedimento proposto é baseado no princípio de otimalidade de Bellmann (Bellman 2003), mas é aplicável apenas para redes de pequeno porte. Os autores propõem a aplicação de algumas regras lógicas derivadas do conhecimento de mecanismos de gestão da falha, com o objetivo de reduzir o espaço de busca e, consequentemente, reduzir o esforço computacional.

Para avaliação do método proposto foram examinados dois casos, o primeiro com uma rede radial existente e o segundo com uma rede cíclica. As redes possuem 41 e 50 nós respectivamente. Um pré-processamento procura diminuir o espaço de busca, considerando o benefício de se alocar uma única chave na rede em cada posição candidata. Os locais candidatos que possuem um benefício menor que o custo da chave deixam de ser candidatos a receber chaves. O algoritmo proposto é aplicado em estudos para alocação de 1, 2, 3 ou 4 chaves na rede, sendo que os locais candidatos após o pré-processamento correspondem a aproximadamente 17 (nós). Os resultados obtidos reduziram o custo da energia não distribuída em $40,51\%$.

Teng e Liu propõem um algoritmo baseado na heurística de colônia de formigas (ACS) com o objetivo de resolver o problema de realocação de chaves seccionadoras (Teng & Liu 2003). Neste problema, são consideradas as chaves que estão presentes na rede e a heurística verifica se existe uma configuração melhor que a atual, buscando reduzir o custo de interrupção sem acrescentar investimentos com novas chaves. Os autores apresentam uma formulação para este problema no qual o objetivo é minimizar o custo da interrupção no fornecimento de energia.

A avaliação da abordagem proposta utiliza duas redes, a primeira com 47 e a segunda com 178 nós. A quantidade de chaves para instalação é fixada em 5, sendo que todo nó é candidato a receber uma chave. O desempenho do algoritmo proposto foi avaliado em comparação com um algoritmo genético básico. Para este estudo, a maior parte das soluções encontradas pelo ACS foram melhores que aquelas obtidas pelo AG.

Um algoritmo baseado em enxame de partículas é proposto por Moradi & Fotuhi-Firuzabad (2008) para resolver o PAC alocando chaves seccionadoras e disjuntores num sistema de distribuição radial. Na primeira fase do algoritmo, cada local candidato a receber chave é inicializado aleatoriamente em um dos três estados possíveis (seccionadora, disjuntor, sem chave). O algoritmo proposto é aplicado a dois sistemas:

- Uma rede com 38 nós, 3 alimentadores e carga máxima de $40MW$;
- Um alimentador padrão do IEEE denominado *123-node feeder bus* em uma voltagem de $4.16kv$;

Os resultados encontrados mostram que o algoritmo teve um bom desempenho para as redes utilizadas, reduzindo o custo em torno de 30%.

Abordagens multiobjetivo também foram propostas para resolver o problema de alocação de chaves. Em (Tippachon & Rerkpreedapong 2009), é apresentada uma metodologia de otimização baseada na heurística ACS para realizar a alocação de chaves seccionadoras e dispositivos de proteção (chave fusível e religadores) em uma rede de distribuição de energia. Nesse trabalho, o objetivo é

minimizar o custo total dos equipamentos e, simultaneamente, melhorar dois índices de confiabilidade da rede: o FEC e o DEC.

Os experimentos foram realizados com um alimentador de uma rede real, a maior parte da qual é formada por clientes residenciais e uma pequena parcela por indústrias de pequeno porte. Esta rede possui 51 seções, 44 pontos de carga (nós), 54 trechos candidatos (arcos) a receber chaves seccionadoras, 24 trechos candidatos a receber chaves fusíveis e 8 trechos para os religadores. Nenhuma restrição de capacidade foi considerada ao tentar realizar transferência de carga entre alimentadores. A solução encontrada reduziu aproximadamente 50% no valor dos índices de confiabilidade.

No trabalho apresentado por Falaghi, Haghifam & Singh (2009), também é proposto um algoritmo inspirado em colônia de formigas para resolver o problema multiobjetivo de alocação e realocação de chaves seccionadoras, considerando geração distribuída. Os autores propõem melhorar a confiabilidade da rede e minimizar os custos com as chaves propostas. O índice de confiabilidade usado para avaliar a rede foi o END. As formulações multiobjetivo tem por base uma abordagem *fuzzy* com duas funções de pertinência: uma considerando o END e a outra o custo das chaves. O método da ponderação dos objetivos é utilizado, agrupando as duas funções em uma única função objetivo.

Para avaliação do algoritmo, foram executados alguns estudos de caso utilizando uma rede de distribuição rural, com 23 nós e $4,81$ MW de média total de carga. Foi realizado um estudo de análise da sensibilidade do parâmetro de ponderação entre as duas funções objetivos e também da capacidade da geração distribuída. Os resultados obtidos com a abordagem ACS proposta foram comparados com um algoritmo genético básico, apresentado resultados semelhantes. Um segundo teste similar foi realizado com uma rede de $20kV$, com 53 seções e 25 nós, cada um com 100 kw. Nos testes não foram consideradas as chaves de manobra. O resultado da alocação de chaves nesta rede mostrou uma melhora de $19,51\%$ comparado com a configuração em operação.

A automação das redes de distribuição de energia elétrica é importante devido à perspectiva de ganhos de tempo em processos de restauração do sistema. O tempo de isolamento de defeitos pode ser reduzido se uma chave seccionadora automática for alocada. Quando uma chave de manobra é alocada, o tempo de reconfiguração pode ser reduzido. Porém, a automação das chaves deve ser realizada de forma otimizada, pois esses equipamentos possuem custo elevado.

Carvalho, Ferreira & da Silva (2005) tratam do problema de alocação de chaves de manobra automáticas em rede de distribuição de energia. Nesse trabalho, os autores propõem uma heurística que resolve o problema em três estágios:

1. Avaliação do benefício de cada chave alocada na rede através do END;

2. Divisão da rede em subconjuntos independentes através de um algoritmo de particionamento polinomial;

3. Resolução do PAC em cada um dos subconjuntos utilizando programação dinâmica.

A formulação proposta é baseada em um vetor binário que indica onde as chaves automáticas serão alocadas (1) ou não (0). O objetivo é maximizar o END considerando o custo da alocação das chaves.

O algoritmo foi aplicado a uma rede urbana real com 15kV, considerando 11 trechos candidatos a receber chaves de manobra (arcos), selecionando arcos com altas taxas de falha e que representam lugares de difícil acesso. A redução da rede permitiu diminuir em média 97% a quantidade de avaliações necessárias.

Bernardon et al. desenvolveram um algoritmo para resolver o problema de alocação de chaves automáticas com múltiplos objetivos: FEC, DEC e END (Bernardon, Sperandio, Garcia, Canha, da Rosa Abaide & Daza 2011). Os autores propõem um processo analítico hierárquico a fim de melhorar os índices de confiabilidade do sistema de distribuição e utilizam o método da ponderação para obter uma função objetivo composta pelos três objetivos considerados. O algoritmo proposto trata um subconjunto de chaves candidatas, a partir do qual procura por pares de chaves (seccionadoras e de manobra) que podem ser automatizadas. Para cada par de chaves candidatas, são calculados os índices de confiabilidade. Os valores das funções objetivo são ponderados, considerando a importância de cada objetivo. O algoritmo proposto seleciona a melhor opção de par de chaves para automação.

O método proposto foi aplicado a uma rede real da AES sul, com 10 alimentadores, 1050 equipamentos de proteção e chaves seccionadoras, 60 chaves de manobra e 3000 transformadores. No trabalho, os autores consideram a possibilidade de automatizar 5 chaves (2 seccionadoras e 3 de manobra). Os resultados alcançados mostraram uma redução de aproximadamente 30% no valor anual do DEC.

Bernardon et al. apresentam um segundo trabalho com uma abordagem multiobjetivo para selecionar pares de chaves automáticas, utilizando funções de pertinência no contexto de lógica *fuzzy* (Bernardon, Sperandio, Garcia, Russi, Canha, Abaide & Daza 2011). Assim como no trabalho anterior, o melhor par de chaves NF e NA é determinado por melhorar simultaneamente o conjunto de índices de confiabilidade considerado. A ideia de considerar pares de chaves foi a alternativa encontrada para resolver o problema de alocação de chaves para redes reais de grande porte.

Observando a literatura disponível, métodos de otimização para resolver o problema de alocação de chaves sinalizam para reduções de custo que variam entre 30% e 50% em média. Esses métodos, quando bem aplicados, podem levar a melhorias significativas na confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. É importante ressaltar que os métodos apresentados previamente são frequentemente avaliados com instâncias muito pequenas. Em alguns casos, quando as redes são maiores, a abordagem proposta é limitada a um número pré-definido de locais candidatos a receber uma chave, o que reduz consideravelmente o espaço de soluções.

O problema de alocação de chaves tem recebido atenção de diversos pesquisadores e, até recentemente, os artigos dedicados a esse complexo problema exemplificavam seus métodos propostos usando redes de pequeno porte, ou subconjunto de redes maiores que não eram superiores a 123 nós. Somente estudos recentes ((Bernardon, Sperandio, Garcia, Canha, da Rosa Abaide & Daza 2011) e (Bernardon, Sperandio, Garcia, Russi, Canha, Abaide & Daza 2011)) desenvolveram

uma metaheurística que é aplicável a redes maiores com até 873 nós, que foi possível ao adotar algumas simplificações para reduzir o esforço computacional.

A metaheurística proposta neste trabalho utiliza estruturas de dados selecionadas adequadamente possibilitando encontrar soluções de boa qualidade para redes reais de grande porte. A abordagem proposta amplia as pesquisas anteriores pois considera a alocação de chaves seccionadoras e de manobra, manuais e automáticas com diferentes capacidades e tempos de operação em uma única metodologia de solução, além de utilizar redes com tamanhos ainda não tratados na literatura.Essa generalidade faz com que a comparação de desempenho com outras metaheurísticas seja impraticável, pois nenhuma das abordagens anteriores resolvem o PAC com a generalidade da metodologia proposta neste trabalho, tão pouco em redes com dimensões tão grandes.

Capítulo 3

Apresentação do Problema

A formulação do problema de alocação de chaves em redes primárias de sistemas de distribuição de energia elétrica, proposta neste trabalho, tem o objetivo de determinar a quantidade, os tipos e os lugares mais apropriados onde as chaves devem ser alocadas na rede, a fim de melhorar a confiabilidade do sistema. O processo de alocação de chaves, realizado por uma metodologia de otimização, proporciona para as concessionárias de energia elétrica benefícios econômicos como aumentar o faturamento, reduzir possíveis multas contratuais relacionadas à níveis mínimos de confiabilidade, aumentar a satisfação do cliente e melhorar a quantidade de energia disponível para o desenvolvimento de atividades comerciais e industriais.

3.1 Caracterização

Os sistemas de energia elétrica são responsáveis pela produção, transporte e distribuição de energia elétrica e podem ser divididos em três grandes subsistemas distintos: geração, transmissão e distribuição. Este trabalho desenvolve uma metodologia para melhorar a confiabilidade de redes de distribuição de energia, aqui também denominadas de sistemas de distribuição.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são responsáveis por levar energia aos consumidores finais. No Brasil, os sistemas de distribuição são operados por 63 concessionárias e 26 permissionários, distribuídos por todo país, atendendo mais de 64 milhões de unidades consumidoras (ANEEL 2008).

As concessionárias de energia elétrica adotam várias ações para se adequarem ao cenário regulamentado pela ANEEL. Entre estas ações, encontra-se o planejamento de instalação, realocação e automação de chaves. A instalação de chaves, em sistemas de distribuição, busca melhorar principalmente os índices de confiabilidade DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora), DIC (duração equivalente de interrupção individual por unidade consumidora) e END (energia não distribuída).

As chaves de proteção têm a função de monitorar os estados dos sistemas e na presença de

correntes de curto-circuito, seccionar a rede. As chaves podem ser seccionadoras ou chaves de manobras, e exercem funções específicas no sistema. As chaves seccionadoras isolam setores da rede com defeitos. As chaves de manobra podem transferir cargas entre alimentadores adjacentes, reenergizando áreas que ficam sem energia após a falha.

Na ocorrência de uma falha em um setor do sistema de distribuição, os dispositivos de controle e proteção possibilitam reduzir o tempo de interrupção do serviço de fornecimento de energia elétrica. Se as chaves forem acionadas adequadamente, permitem reduzir o tempo de localizar e isolar os defeitos e, quando possível, atuar para a redução no tempo de restauração do serviço em áreas não atingidas diretamente pela falha. Portanto, a seleção do tipo de equipamento e sua localização devem seguir critérios operacionais e econômicos específicos, contribuindo para melhorar os índices de confiabilidade do sistema de distribuição.

A operação dos dispositivos de proteção e controle depende do estado da rede de distribuição. No *estado normal*, os limites operacionais estão garantidos. Na presença de alguma contingência, o sistema de distribuição é conduzido ao *estado de emergência*. Neste estado, os dispositivos de proteção, coordenados adequadamente, detectam a falha. No caso de falhas temporárias, a rede é restaurada sem a necessidade da intervenção do operador para retornar ao *estado normal*. Se a falha é permanente, o dispositivo de proteção interrompe o fluxo de corrente automaticamente, desenergizando parte da rede.

Os operadores de rede buscam identificar o local do defeito. Após sua identificação, através da operação de chaves seccionadoras, procuram isolá-lo, abrindo as chaves na sequência apropriada e conduzindo a rede ao *estado de restauração*. Em seguida, os operadores elaboram um plano para restaurar o fornecimento de energia aos setores da rede que foram interrompidos e que estão em condições de receber energia. Através da operação das chaves de manobra, busca-se transferir a maior quantidade de cargas possível para circuitos alternativos, restabelecendo o serviço nestes setores do sistema. A possibilidade de acionamento remoto contribui para reduzir o tempo de operação das chaves (abertura e fechamento) e, consequentemente, o tempo de isolar o defeito e realizar a transferência de cargas.

No planejamento de sistemas de distribuição, o tipo, a quantidade e a localização de dispositivos de controle e proteção podem contribuir para aumentar a confiabilidade do sistema. Esses dispositivos são equipamentos de alto custo, em particular as chaves automatizadas, o que exige do planejador a busca pela melhor solução de compromisso entre investimentos e benefícios a serem alcançados; este é o problema de alocação ótima de chaves (PAC), tema central desse trabalho. Encontrar a melhor estratégia para o PAC é um problema de otimização combinatória de difícil solução, como já observado na discussão da literatura da área realizada no Capítulo 2.

3.2 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Um sistema de distribuição é a parte de um sistema elétrico de potência destinada ao transporte de energia a partir do barramento secundário de uma subestação de distribuição (onde termina a subtransmissão), até o ponto de entrega na unidade consumidora. A conexão e o atendimento ao consumidor, qualquer que seja seu porte, são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica através de sua rede de distribuição; assim, as distribuidoras são empresas que funcionam como elo entre a geração e transmissão de energia elétrica e a sociedade. Suas instalações recebem das companhias de transmissão quase todo o suprimento destinado à distribuição de energia no país.

A figura 3.1 ilustra um sistema elétrico típico[1].

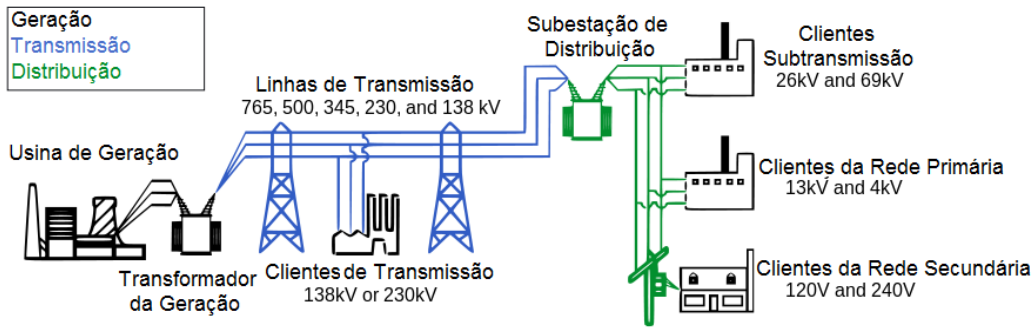


Figura 3.1: Sistema elétrico brasileiro.

Os sistemas de distribuição tipicamente iniciam-se em uma subestação de distribuição, que é alimentada por uma ou mais linhas de subtransmissão. Cada subestação de distribuição fornece energia a um ou mais alimentadores primários. Na grande maioria dos sistemas de distribuição, os alimentadores são radiais, o que significa que existe apenas um caminho para a energia seguir da subestação de distribuição até o usuário (Kersting 2002). Este trabalho abordará a alocação de chaves e análise da confiabilidade para redes radiais.

As redes de distribuição de energia elétrica são normalmente divididas em redes primárias e redes secundárias. As redes primárias iniciam no barramento dos transformadores das subestações de distribuição e se estendem até os transformadores de distribuição. Essas redes geralmente operam com níveis de tensão entre $10kV$ e $25kV$ (grandes consumidores podem estar ligados diretamente às redes primárias). As redes secundárias operam em baixa tensão (entre $110V$ e $220V$, no Brasil) e tem seu início nos transformadores de distribuição, terminando nos medidores dos consumidores (González 2011). A Figura 3.2 ilustra uma rede de distribuição de energia elétrica e seus principais componentes. A Figura 3.3 exemplifica uma rede de distribuição, destacando os setores de consumidores delimitados por equipamentos de proteção, a rede primária e a rede secundária.

Os direitos e obrigações das companhias de distribuição são estabelecidos no contrato de concessão que é celebrado com a união para a exploração do serviço público. No Brasil, o cumprimento

[1]Fonte: Departamento de Energia dos Estados Unidos.

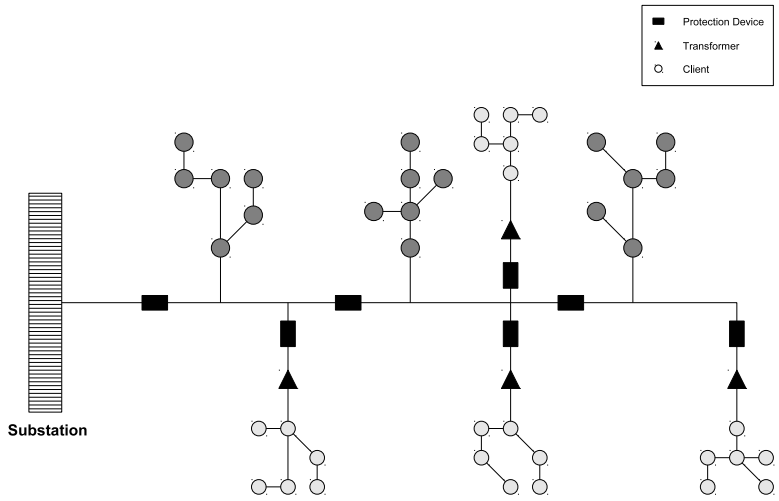


Figura 3.2: Sistema de distribuição de energia elétrica.

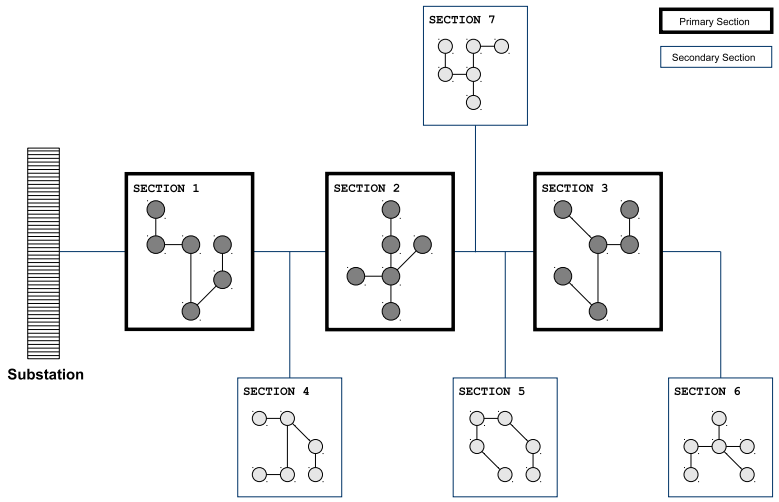


Figura 3.3: Redes primária e secundária.

dos contratos de concessão e as atividades desenvolvidas são reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que possui o objetivo de assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade, assim como garantir à distribuidora o equilíbrio econômico-financeiro necessário ao cumprimento do contrato de concessão.

Entre as variáveis reguladas pela ANEEL estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado, tanto do ponto de vista técnico, quanto do atendimento ao consumidor.

3.3 Componentes e Funcionalidades do SDE

Um sistema de distribuição típico é formado por uma ou mais subestações de distribuição (SE), compostas por um ou vários alimentadores, redes primárias (redes de distribuição de média tensão) e redes secundárias (redes de distribuição de baixa tensão). A rede secundária é formada por condutores,

estruturas de suporte, fixação e, eventualmente, outros equipamentos. Alguns equipamentos presentes na rede primária são: condutores, postes, estruturas de suporte, equipamentos de proteção, reguladores de tensão, capacitores, chaves e transformadores de distribuição.

Os componentes das redes de distribuição considerados neste trabalho são relacionados a seguir (Kagan, Oliveira & Robba 2005).

- **Subestação:** Geralmente, a subestação de distribuição está localizada perto dos consumidores finais e é responsável pela transformação da tensão de subtransmissão para a de distribuição primária. Existem vários arranjos de subestações (SEs) possíveis, variando com a potência instalada. A SE possui um barramento que pode direcionar a energia para várias cargas. Normalmente, são instalados disjuntores e chaves que possibilitam desconectar a SE da rede de transmissão ou mesmo desligar linhas que saem da subestação de distribuição, quando necessário.

- **Alimentador:** É a conexão entre o terminal de saída das SEs de distribuição e o terminal de entrada das redes secundárias. O alimentador de distribuição geralmente deixa a subestação a partir de um disjuntor ou religador. Na ocorrência de uma falha, o disjuntor abrirá preservando o alimentador. Religadores automáticos podem ser instalados com o objetivo de proteger os alimentadores e, assim, reduzir o impacto das falhas temporárias.

- **Disjuntor:** É designado para proteger um circuito elétrico de danos causados por sobrecarga ou curto circuito. Sua função básica é detectar uma condição de falha, interromper o circuito e isolar equipamentos.

- **Religador:** Também conhecido como auto-religador, é um disjuntor equipado com um mecanismo que permite fechá-lo automaticamente depois de ter sido aberto devido a ocorrência de uma falha. Religadores são usados em sistemas de distribuição aéreos com o objetivo de detectar e interromper falhas momentâneas, melhorando dessa forma a continuidade do serviço, pela restauração automática da energia.

- **Dispositivos de Proteção:** São equipamentos presentes na rede com o objetivo de detectar condições anormais e iniciar uma ação corretiva apropriada, evitando maiores danos ao sistema elétrico.

- **Chaves Seccionadoras:** São chaves de controle, normalmente fechadas (NF), que podem ser acionadas (abertas) quando uma falha ocorre. Seu objetivo é isolar a falha para o menor número de clientes possível e possibilitar a restauração da energia para a região da rede a montante da falha.

- **Chaves de manobra:** São chaves de controle, normalmente abertas (NA), que podem ser acionadas (fechadas) com o objetivo de energizar setores da rede que podem ser isolados do

defeito. Atuando em conjunto com chaves NF, são capazes de realizar a transferência de carga para os clientes situados a jusante do local onde ocorreu a falha.

- **Cabos:** São condutores de energia elétrica. Existem vários tipos de cabos. Podem ser construídos por materiais como o alumínio ou o cobre, e podem ter diferentes bitolas, que definem suas capacidades.

Três desses componentes podem ser destacados para a caracterização do problema de alocação ótima de chaves: os alimentadores, os cabos e as chaves.

Uma informação importante sobre os alimentadores é sua capacidade (em termos de carga). Após a alocação das chaves, pode-se restabelecer parte da rede com a execução de manobras, ou seja, abertura e fechamento de chaves NF e NA, respectivamente. Para saber se a manobra é factível, é preciso conhecer a demanda da região que será restaurada para verificar se a capacidade do novo alimentador é suficiente para supri-la. Os cabos possuem uma corrente admissível, que deve ser respeitada nas condições normais de operação da rede. As manobras na rede podem resultar na elevação do fluxo em alguns trechos; logo, é necessário verificar se as novas correntes totais não ultrapassam os valores admissíveis dos cabos.

As chaves de seccionamento e manobra, objetos de estudo da metodologia proposta, são importantes para redução do tempo de restauração dos clientes interrompidos por alguma contingência na rede. Essas chaves podem ser automáticas ou manuais. As chaves automáticas são relativamente caras, mas têm tempos de operação significativamente menores. As chaves manuais são de menor custo, porém exigem tempos de operação maiores. As chaves, assim como os cabos, possuem capacidades máximas para os fluxos de correntes que precisam ser respeitadas.

Capítulo 4

Avaliação da Confiabilidade de Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Este capítulo aborda de forma sucinta os tópicos mais importantes para o estudo da confiabilidade de sistemas de distribuição. discutindo princípios, modelos e estratégias adotadas.

A confiabilidade nos sistemas de energia pode ser definida como a capacidade do sistema de executar as funções a ele designadas, de acordo com as condições operacionais estipuladas.

Até o início dos anos 90, a atenção dada ao planejamento da confiabilidade era proporcional à tensão de operação das companhias, sendo que a prioridade estava no estudo da confiabilidade na geração e transmissão. Este cenário começou a mudar quando estudos revelaram que aproximadamente 70% das interrupções dos clientes ocorrem devido a problemas no sistema de distribuição (Billinton & Allan 1996).

A confiabilidade dos sistemas de distribuição é avaliada através dos índices de confiabilidade, os quais podem ser calculados usando uma variedade de métodos. As duas principais abordagens são as técnicas analíticas e por simulações. A grande maioria das técnicas de avaliação da confiabilidade são baseadas em métodos analíticos, enquanto que as baseadas em simulação são usadas em aplicações especializadas. Técnicas analíticas representam e avaliam os índices de confiabilidade por variáveis e modelos matemáticos, usando soluções numéricas. Os métodos de simulação, em particular métodos de Monte Carlo, estimam os índices simulando o comportamento aleatório do sistema; assim, avaliam a confiabilidade através de uma série de experimentos computacionais (Billinton & Allan 1992).

Existem vantagens e desvantagens em ambos métodos. Geralmente, as técnicas e modelos analíticos fornecem soluções com um tempo computacional consideravelmente menor do que as técnicas de simulação, e são suficientes para o provimento de soluções aos planejadores. Os métodos de simulação, por outro lado, requerem maior esforço computacional, mas possuem maior capacidade de lidar com a incerteza dos parâmetros e com o comportamento aleatório do sistema. As técnicas de simulação, teoricamente, podem considerar um maior número de tipos de contingências, como eventos dependentes e enfileiramento de falhas.

As técnicas analíticas irão sempre fornecer a mesma resposta a cada execução do algoritmo, para um mesmo sistema elétrico, com uma mesma condição inicial e a mesma configuração de parâmetros. Os métodos de simulação podem levar a valores diferentes de índices a cada execução, devido à natureza estocástica presente no próprio método de avaliação. As simplificações, generalizações e aproximações realizadas nas técnicas analíticas podem conduzir a aproximações nos resultados. Os métodos de simulação podem avaliar uma quantidade maior de características do sistema, desde que haja recursos computacionais para viabilizar a simulação.

Nenhuma das duas abordagens pode ser consideradas superior à outra. A escolha do modelo utilizado para avaliação da confiabilidade do sistema deve estar baseada no tipo de resultado de que se espera obter, na precisão e no tempo de resposta desejados. É necessário levar também em consideração a disponibilidade de informações sobre o sistema elétrico e a sua dimensão. Independentemente da abordagem usada, os resultados da análise de confiabilidade serão também influenciados pelo modelo adotado para o sistema, pela adequação das técnicas escolhidas e pela qualidade dos dados utilizados.

Este trabalho propõe um método analítico para avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição, utilizado no processo de otimização para a alocação de chaves na rede. O método proposto é capaz de tratar problemas de alocação de chaves para sistemas de distribuição de energia elétrica de grande porte.

4.1 Indicadores de Confiabilidade

O modelo analítico elaborado neste trabalho considera os sistemas de distribuição de energia elétrica radiais representados por um conjunto de componentes em série, incluindo linhas, barramentos, cabos, dispositivos de proteção, chaves seccionadoras e chaves de manobras. Para que o sistema consiga atender às demandas dos consumidores, um consumidor conectado a qualquer ponto de carga do sistema precisa que todos os componentes entre este cliente e o ponto de fornecimento de energia estejam em operação. A falha de um desses componentes causa a interrupção do fornecimento de energia e, consequentemente, a redução dos indicadores de confiabilidade do sistema.

A confiabilidade dos sistemas é avaliada por um conjunto de índices, que fornecem informações de médias, em geral, com base anual, obtida de dados estatísticos, definidos para um certo conjunto de consumidores, cargas atendidas e componentes de rede. Três índices de confiabilidade amplamente adotados são utilizados neste trabalho: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e energia não distribuída (END). Para o cálculo desses índices, usa-se o conceito de setor da rede, definido como um conjunto de pontos de carga interligados, delimitados por dispositivos de proteção ou chaves.

As próximas seções apresentam uma breve caracterização dos índices de confiabilidade adotados neste trabalho. É importante ressaltar que os índices de confiabilidade não são valores determinísticos,

mas uma esperança de uma distribuição de probabilidade.

4.1.1 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

A frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) é caracterizada pela razão entre o número total de consumidores interrompidos, em cada um dos setores, pelo número total de consumidores atendidos na rede, durante um determinado período considerado. Analiticamente, o índice FEC é definido pela Equação 4.1,

$$FEC = \frac{\sum_{k \in S} \lambda_k N_k}{\sum_{k \in S} N_k}, \tag{4.1}$$

sendo S o conjunto de setores da rede; λ_k a taxa de falhas no setor k e N_k o número de consumidores atendidos no setor k. Analisando a Equação 4.1, nota-se que, se a quantidade de consumidores for mantida, a única forma de reduzir o valor do FEC é através da melhoria (i.e. redução) da taxa de falhas nos setores, ou seja, reduzindo o número de interrupções.

O índice FEC expressa a frequência média de interrupção dos consumidores durante um ano, período utilizado neste trabalho. Ao longo do trabalho, o FEC é utilizado nos procedimentos de ajuste dos parâmetros e na avaliação da confiabilidade da rede descritos na Seção 6.1, e não é utilizado no processo de otimização.

4.1.2 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

A duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) é definida pela razão entre a duração total esperada de falta de suprimento de energia para consumidores atendidos em cada setor k, pela quantidade total de consumidores presentes da rede. Matematicamente, o índice DEC é determinado pela Equação (4.2).

$$DEC = \frac{\sum_{k \in S} U_k N_k}{\sum_{k \in S} N_k}. \tag{4.2}$$

sendo S o conjunto de setores da rede; U_k a duração total esperada de interrupções para cada setor $k \in S$ (Eq. 4.4), considerando as falhas no setor k e em todos os outros setores que causam interrupção de energia no setor k, e N_k o número de consumidores do setor $k \in S$. O DEC expressa a duração média de falta de suprimento de energia na rede durante o período de um ano.

Para um mesmo sistema de distribuição, a confiabilidade é melhorada quando o valor do DEC é reduzido. Se o número de consumidores for mantido constante, pode-se reduzir o valor do DEC tanto através da redução da taxa de falhas dos setores, quanto por uma redução na duração das interrupções. Uma das formas de reduzir a duração das interrupções é através da alocação otimizada de chaves na

rede.

4.1.3 Energia Não Distribuída

A energia não distribuída (END) é definida pela Equação (4.3).

$$END = \sum_{k \in S} U_k L_k, \tag{4.3}$$

sendo S o conjunto de setores da rede, U_k a duração total esperada de interrupções para cada setor $k \in S$ (Eq. 4.4) e L_k a carga média anual do setor $k \in S$ (Eq. 4.6). O END representa o total de energia não distribuída na rede ao longo de um ano.

4.1.4 Tempo de Falta de Suprimento

O tempo total esperado de falta de suprimento, ou seja a duração total esperada de interrupções ao longo de um período, para cada setor k, é definido pela Equação (4.4):

$$U_k = \sum_{l \in S} \lambda_l t_{kl}, \tag{4.4}$$

sendo λ_l a taxa de falhas no setor $l \in S$. A variável t_{kl} é a duração esperada de interrupção no setor k causada por falhas no setor l. A determinação do valor da variável t_{kl} é exemplificado com mais detalhes na Seção 4.2.

4.1.5 Taxa de Falhas

A taxa média de falhas anuais (λ_l) para um determinado setor de carga l é determinada pela Equação (4.5):

$$\lambda_l = \sum_{i \in V_l} \lambda_i, \tag{4.5}$$

sendo V_l um subconjunto de nós presentes no setor $l \in S$ e λ_i a taxa de falhas de cada um dos componentes $i \in V_l$. A taxa de falha λ_l de um determinada setor l é dada pela soma das taxas de falhas de todos os seus componentes, medida em número médio de falhas por ano.

4.1.6 Carga de Energia

A carga média anual de um setor k é formalmente definida pela Equação (4.6):

$$L_k = fc \sum_{i \in k} L_i, \tag{4.6}$$

sendo L_i a demanda máxima no ponto de carga i e fc o fator de carga do sistema de distribuição.

4.2 Avaliação do Impacto das Falhas no Sistema

O tempo de restabelecimento de sistemas de distribuição de energia elétrica devido à ocorrência de falhas é calculado em função do processo de localização da falha, da operação dos dispositivos de proteção e da existência, ou não, de chaves seccionadoras e de manobras, que permitem realizar o isolamento da falha, de forma a atingir o menor número possível de clientes, e efetuar a transferência de cargas, quando essa ação for praticável.

Analisando as ações dos dispositivos de proteção e as possibilidades de operação do sistema na presença de falhas, pode-se avaliar o tempo de restabelecimento do sistema, através do cálculo da duração média da interrupção em cada setor e da energia não distribuída para os consumidores atingidos.

Os tópicos a seguir apresentarão a classificação dos setores afetados, de alguma forma, pela ocorrência de uma falha e a definição dos tempos de restauração associados às falhas no sistema. São analisadas situações de ocorrências de falhas com diferentes configurações de rede e detalhado o cálculo dos tempos necessários para o restabelecimento em cada um dos casos, de acordo com os tipos de equipamentos alocados na rede e suas localizações em relação à falha.

4.2.1 Tempo de Restauração

Para obter o valor do tempo total de falta de suprimento de energia após a ocorrência de uma falha, U, é necessário determinar o valor da duração esperada de interrupção, t_{kl}, (Eq. (4.7)) para cada setor da rede.

A duração de uma interrupção pode ser decomposta em três intervalos de tempos distintos: tempo de localização da falha (t_1), tempo de transferência de carga (t_2) e o tempo de reparo (t_3). Essas três parcelas de tempo devem ser determinadas para cada setor, após a ocorrência de uma falha, possibilitando o cálculo do tempo total de restauração do sistema. A Figura 4.1 mostra o diagrama temporal desses intervalos de tempo.

As parcelas de tempo que compõem a duração média de interrupção podem ser definidas da seguinte forma:

- **Tempo de localização (t_1) –** É o tempo médio de preparação da equipe de manutenção, adicionado ao tempo para identificar o local onde ocorreu a falha e ao tempo de isolar o defeito, através da abertura da chave seccionadora localizada a montante do local onde ocorreu a falha na rede;

- **Tempo de transferência (t_2) –** É o tempo médio para restabelecer o fornecimento de energia para os consumidores que podem ser energizados através da operação de uma chave de manobra,

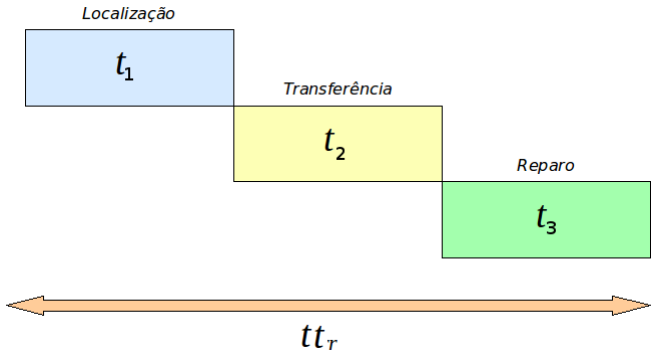


Figura 4.1: Tempo total de restauração.

em atuação conjunta com uma chave seccionadora (i.e. o tempo para realizar a transferência das cargas);

- **Tempo de reparo** (t_3) **–** É o tempo médio de reparo dos componentes da rede afetados diretamente pela falha.

Neste trabalho, a rede de distribuição é divida em setores. Ocorrida uma falha no setor l, os demais setores da rede podem ser classificados de acordo com as condições para o seu restabelecimento (Silva, Manhães, Oliveira & Joly 1992). A Equação (4.7) mostra como determinar o valor de t_{kl}, dado que λ_l é a taxa de falha do setor l.

$$t_{kl} = \begin{cases} 0 & \text{(caso 1)} \\ \lambda_l t_1 & \text{(caso 2)} \\ \lambda_l (t_1 + t_2) & \text{(caso 3)} \\ \lambda_l (t_1 + t_2 + t_3) & \text{(caso 4)} \end{cases} \tag{4.7}$$

Os casos apresentados na Equação (4.7) são definidos como se segue:

- **caso 1 –** A falha no setor l não interrompe o fornecimento de energia no setor k. Este caso acontece quando o setor k está localizado a montante do setor l e existe um dispositivo de proteção entre estes dois setores; o setor k é classificado como *Não Atingido*;

- **caso 2 –** O setor k está a montante do setor l e existe uma chave seccionadora separando estes setores; assim que essa chave for aberta, o que requer uma duração média de t_1, o fornecimento de energia é restabelecido no setor k; o Setor k é denominado *Restabelecível*;

- **caso 3 –** O setor k está localizado a jusante do setor l, existe uma chave seccionadora após o setor l e uma chave de manobra em algum lugar da rede a jusante do setor k; assim que a chave seccionadora for aberta e a chave de manobra for fechada, procedimento que tem duração média de $t_1 + t_2$, o fornecimento de energia é restabelecido no setor k; neste caso, o setor k é chamado de *Transferível*;

- **caso 4 –** Este caso é o pior cenário para o setor k, acontece quando $k = l$, ou quando k está a jusante do setor l e não existe nenhuma forma factível de energizar o setor k através de uma transferência de carga; neste caso, a reenergização é possível somente após o reparo da falha ocorrida no setor l; esses setores são chamados *Permanentemente Interrompidos*.

A Figura 4.2 ilustra uma parte da rede de distribuição dividida em setores. Quando ocorre uma falha no setor 3, por exemplo, o mesmo é classificado como *"permanentemente interrompido"*, os setores 1, 2 e 4 são classificados como *"restabelecíveis"* e o setor 5 é classificado como *"transferível"*.

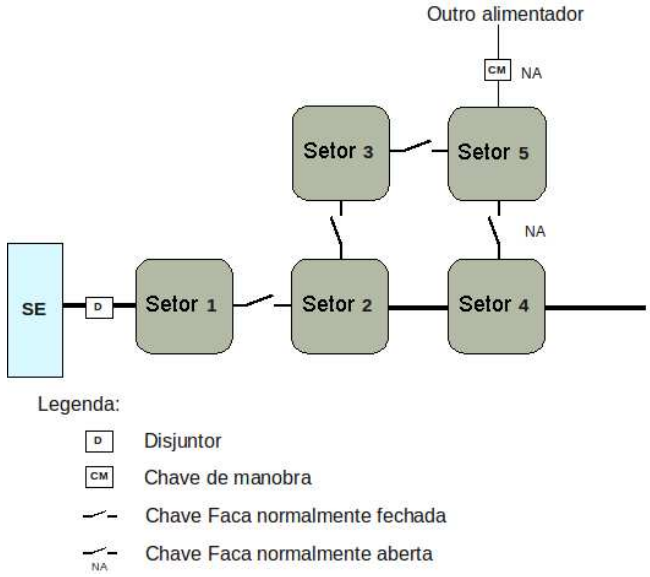


Figura 4.2: Diagrama simplificado dos setores de uma rede de distribuição.

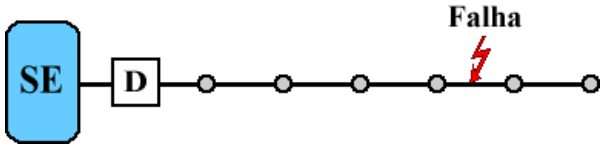
A presença de diferentes equipamentos na rede e sua atuação na ocorrência de uma falha serão discutidos nos próximos tópicos. Nos exemplos apresentados a seguir, serão explicitados apenas os equipamentos analisados na discussão. Os círculo representados nas figuras correspondem aos pontos de carga na rede.

4.2.2 Ação do Disjuntor da Subestação

Quando ocorre uma falha no sistema, o disjuntor abre buscando isolar o defeito e proteger a subestação. As Figuras 4.3(a) e 4.3(b) ilustram, respectivamente, o estado da rede no momento da falha e os setores de carga sem energia devido a abertura do disjuntor. Os pontos de carga (nós da rede) que estão energizados são representados por círculos preenchidos na cor vermelha.

Neste caso, o fornecimento de energia será interrompido para todos os setores ao longo do alimentador, pois não existe a presença de chaves ou dispositivos de proteção ao longo da rede. Então, não há como isolar o defeito, ou realizar a transferência de carga(s). A Equação (4.8) mostra o tempo total de restauração.

(a) Alimentador com disjuntor.



(b) Operação do disjuntor na presença de falhas.

Figura 4.3: Unifilar de um alimentador simples ligado ao disjuntor da subestação.

$$\begin{aligned} tt_r &= \sum_{k \in S} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l (t_1 + t_2 + t_3), \end{aligned} \tag{4.8}$$

sendo S o conjunto de setores da rede.

Como, neste exemplo, não temos nenhum dispositivo de proteção e/ou chaves instaladas ao longo do alimentador, a rede possui somente um setor. O exemplo recai sobre o caso 4, apresentado na Equação (4.7).

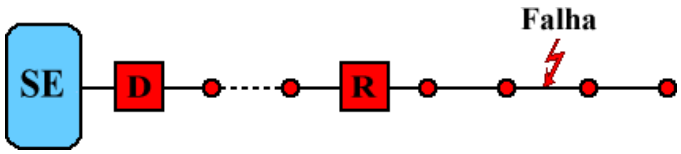
4.2.3 Ação do Religador

Para exemplificar a ação do religador na rede, é considerada a existência desse equipamento entre o local da falha e o disjuntor da subestação. Na presença da corrente de curto-circuito, o religador abre, isolando o defeito para uma região reduzida da rede. Portanto, os setores de carga localizados a jusante do religador ficam sem energia, enquanto que os localizados a montante permanecem energizados, pois o religador impede a propagação da falha. As Figuras 4.4(a) e 4.4(b) mostram o estado da rede, antes e depois da ocorrência da falha.

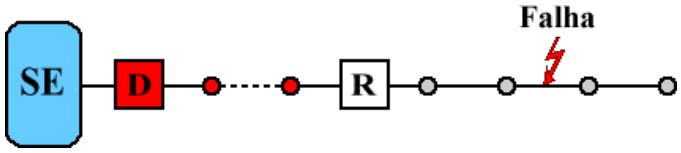
Neste exemplo, a rede possui 2 setores:

- **Setor 1 –** localizado entre o disjuntor e o religador;
- **Setor 2 –** localizado após o religador.

O tempo de restauração dos clientes situados no setor 1 é determinado pela Equação (4.9), sendo que o cálculo de tt_{r1} enquadra-se no caso 1 da Eq. 4.7, ou seja, uma falha no setor 2 não causa interrupção de energia no setor 1 pois seus clientes estão localizados antes do dispositivo de proteção (Religador). O tempo de restauração dos clientes localizados no setor 2, denominado neste exemplo de tt_{r2}, é calculado pela Equação (4.8).



(a) Alimentador com religador.



(b) Operação do religador.

Figura 4.4: Ação do religador na presença de falhas.

$$tt_{r1} = 0. \tag{4.9}$$

O tempo total de restabelecimento do sistema para este estudo, é dado por:

$$tt_r = tt_{r1} + tt_{r2}. \tag{4.10}$$

4.2.4 Ação das Chaves Seccionadoras

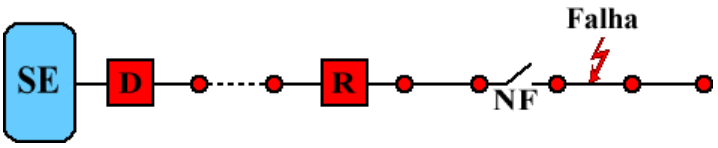
Esta seção mostra o comportamento do sistema na ocorrência de uma falha quando existe uma chave secionadora a jusante do dispositivo de proteção. Inicialmente, o religador abre devido à presença da corrente de curto circuito e desenergiza os setores de carga a jusante, de forma semelhante ao apresentado na Seção 4.2.3. A chave seccionadora (NF) será aberta após a localização do defeito, isolando da falha os setores de carga a montante da chave secionadora até o religador. Assim, permite a continuidade do fornecimento de energia nessa área.

A Figura 4.5 mostra o alimentador no seu estado normal indicando onde a falha ocorrerá (4.5(a)), a ação do religador (4.5(b)) e o estado da rede após a abertura da chave seccionadora (4.5(c)).

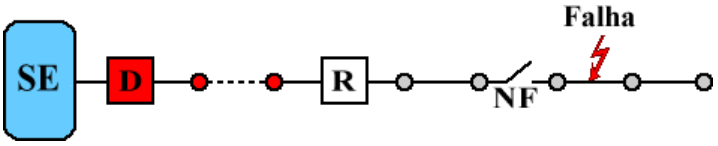
Este exemplo apresenta 3 setores:

- **Setor 1 –** localizado entre o disjuntor e o religador ;
- **Setor 2 –** localizado entre o religador e a chave NF ;
- **Setor 3 –** localizados após a chave NF.

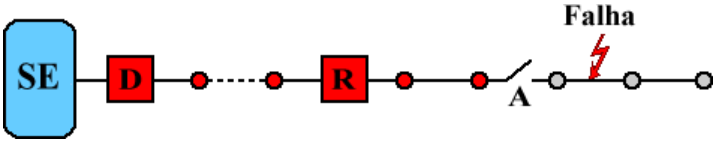
Para este exemplo de configuração, existem dois momentos. O primeiro quando o religador abre desenergizando todos os setores de carga a jusante desse dispositivo de proteção (setor 2 e 3). A ação do religador (abertura) é automática quando reconhece a corrente de curto circuito na rede. Esse



(a) Alimentador com religador e chave seccionadora.



(b) Estado da rede após a ação do religador.



(c) Estado da rede após a ação da chave NF.

Figura 4.5: Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção e chave NF.

primeiro momento foi exemplificado na Figura (4.4), e o tempo de restauração dos clientes localizados no setor 1 é calculado pela Equação 4.9 (tt_{r1} - caso 1 da Eq. 4.7). Em seguida, com a abertura da chave seccionadora e fechamento do religador, o tempo de restabelecimento para o setor 2 pode ser calculado, como mostrado na Equação (4.11) (tt_{r2} - caso 2 da Eq. 4.7). A reenergização dos consumidores localizados no setor 3 ocorrerá após o reparo dos componentes defeituosos; o tempo pode ser calculado como mostrado na Equação (4.12) (tt_{r3} - caso 4 da Eq. 4.7). O tempo total de restauração da rede é dado pela soma dos tempos parciais tt_{r_i} como apresentado na Equação (4.13).

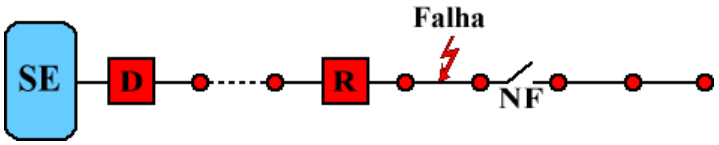
$$\begin{aligned} tt_{r2} &= \sum_{k \in S_s} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l t_1. \end{aligned} \tag{4.11}$$

$$\begin{aligned} tt_{r3} &= \sum_{k \in S_s} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l (t_1 + t_2 + t_3). \end{aligned} \tag{4.12}$$

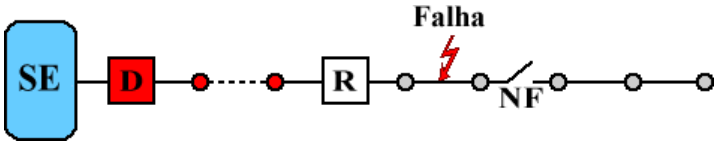
$$tt_r = tt_{r1} + tt_{r2} + tt_{r3}. \tag{4.13}$$

As falhas podem ocorrer em qualquer trecho da rede. O tempo total de restauração após a falha depende de sua localização e dos dispositivos de proteção e controle envolvidos. Supondo que a ocorrência da falha seja a montante da chave secionadora como mostrado na Figura 4.6(a), o efeito desta falha na duração da interrupção é semelhante ao mostrado na Seção 4.2.3; o isolamento do defeito fica sob responsabilidade do dispositivo de proteção a montante da chave secionadora

(Figura 4.6(b)). Apesar de existirem 3 setores na rede, os dois últimos são classificados como permanentemente interrompidos, pois não existe nenhuma forma de energizar seus consumidores antes de realizar o reparo dos equipamentos defeituosos.



(a) Falha a montante da chave secionadora.



(b) Isolamento do defeito realizado pelo religador.

Figura 4.6: Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção e chave NF.

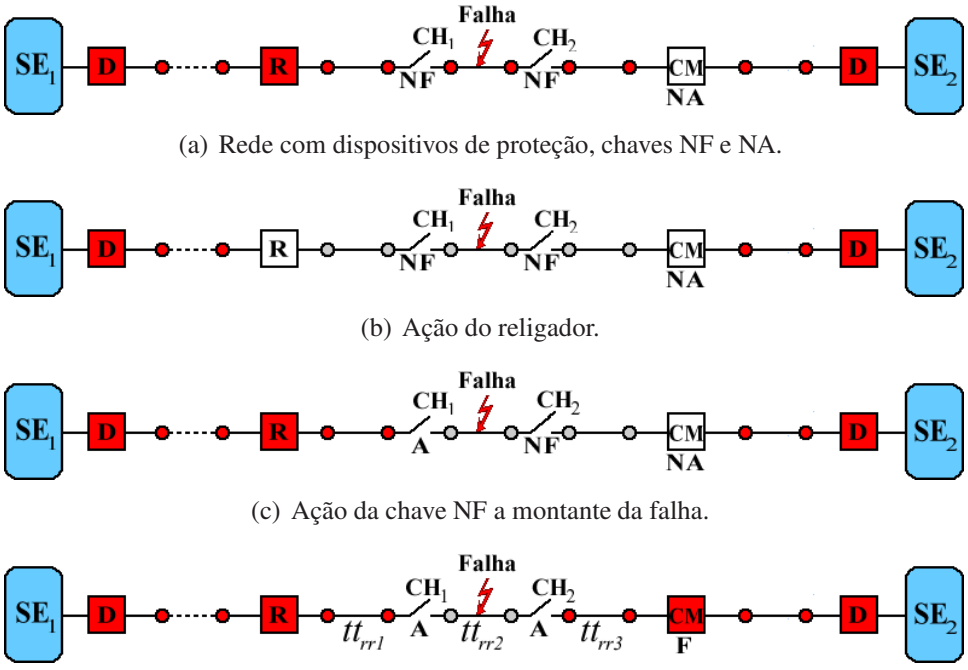
Neste caso, os tempos de restauração de energia para todos os consumidores de carga situados a montante do religador (setor 1) são calculados como mostrado na Equação (4.9). Para os consumidores situados a jusante do religador (setor 2 e 3), os tempos de restauração são calculados pela Equação (4.8).

4.2.5 Ação das Chaves de Manobra

A presença da chave de manobra a jusante do local da falha permite transferir a carga localizada após o setor que falhou para outro alimentador, quando este alimentador suporta a quantidade de carga que se deseja transferir. Esta ação reduz o tempo total de restauração da interrupção para os setores que podem ser energizados pela operação de manobra. Para exemplificar, a Figura 4.7 mostra o estado inicial da rede, uma configuração contendo dispositivos de proteção, chaves normalmente fechadas, NF, e normalmente abertas, NA, e duas subestações. A figura ilustra o processo de restauração de cada setor da rede que pode ser energizado sem a necessidade de esperar o reparo dos componentes afetados pela falha, pela operação de chaves de seccionamento ou de manobra.

A rede apresentada neste exemplo possui 5 setores:

- **Setor 1 –** localizado entre o disjuntor da SE_1 e o religador;
- **Setor 2 –** localizado entre o religador e a primeira chave NF (CH_1);
- **Setor 3 –** localizado entre as duas chaves NF (CH_1 e CH_2);
- **Setor 4 –** localizado entre a segunda chaves NF (CH_2) e a chave de manobra (NA);



(a) Rede com dispositivos de proteção, chaves NF e NA.

(b) Ação do religador.

(c) Ação da chave NF a montante da falha.

(d) Transferência da carga não atingida por meio da operação das chaves NF e NA.

Figura 4.7: Processo de restauração da rede na presença de dispositivos de proteção, chaves NF e NA.

- **Setor 5 –** localizado entre a chave de manobra (NA) e o disjuntor da SE_2.

Como apresentado anteriormente, o religador abre devido a presença do curto-circuito. Assim, todos os setores a jusante do religador e a montante da chave NA ficam sem energia, neste exemplo os setores 2, 3 e 4, como mostra a Figura 4.7(b). Quando uma chave secionadora a montante do local da falha é aberta e o religador é fechado, é possível isolar a falha e restabelecer a energia para os consumidores situados a montante da chave secionadora até o religador (setor 2), como mostra a Figura 4.7(c). Para realizar a transferência de carga dos setores não atingidos, é necessária a existência de uma chave secionadora e uma chave de manobra a jusante do local da falha. Com a operação destas duas chaves, a abertura da chave secionadora e o fechamento da chave de manobra, a transferência da carga é realizada para o setor 4, como mostra a Figura 4.7(d). Os consumidores que permanecem sem energia, após o processo descrito (no exemplo os consumidores situados no setor 3) , necessitam esperar pelo reparo dos componentes da rede atingidos pela falha. Após o reparo, é possível restabelecer o fornecimento de energia para esses consumidores.

Nestas operações são caracterizados três[1] tempos principais para o restabelecimento de energia:

1. Para todos os setores localizados a montante da chave secionadora CH_1 até o religador (tt_{r1});

2. Para os setores situados entre as chaves secionadoras CH_1 e CH_2 (tt_{r2});

[1] A operação do religador não foi apresentada neste exemplo, já que a mesma foi explicada em seções anteriores e o seu tempo de restauração é igual a zero.

3. Para os setores de carga a jusante da chave secionadora CH_2 e a montante da chave de manobra CM (tt_{r3}).

Estes tempos são definidos pelas Equações (4.14), (4.15) e (4.16), respectivamente, sendo o tempo total de restauração do sistema a soma dos tempos de cada setor (Equação 4.13):

$$\begin{aligned} tt_{r1} &= \sum_{k \in S_s} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l t_1. \end{aligned} \tag{4.14}$$

$$\begin{aligned} tt_{r2} &= \sum_{k \in S_s} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l (t_1 + t_2 + t_3). \end{aligned} \tag{4.15}$$

$$\begin{aligned} tt_{r3} &= \sum_{k \in S_s} t_{kl}, \\ t_{kl} &= \lambda_l (t_1 + t_2). \end{aligned} \tag{4.16}$$

Se, na configuração da rede, não existir uma chave seccionadora a jusante do local da falha e a montante da chave de manobra, é impossível realizar a transferência de carga pela operação da chave de manobra. Neste caso, como ilustrado na Figura 4.8, a restauração da rede seria equivalente à mostrada na Seção 4.2.4.

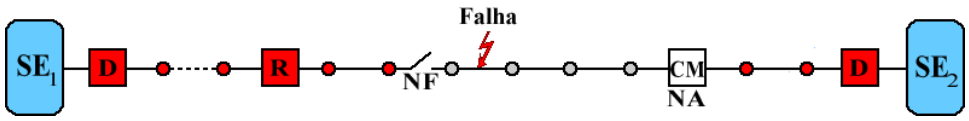


Figura 4.8: Impossibilidade de realização da transferência de carga.

Para esta configuração, o tempo total de restauração dos clientes localizados entre as chaves seccionadora e de manobra é calculado pela Equação (4.15).

Capítulo 5

Formulação do Problema de Alocação Ótima de Chaves (PAC)

O objetivo deste capítulo é apresentar a formulação matemática para o PAC, cuja solução deve fornecer as melhores posições para localização de chaves nas redes de distribuição de energia elétrica, bem como os tipos e capacidades das chaves a serem instaladas. Sua formulação adota como objetivo a ser minimizado o custo da energia não distribuída na rede (END), juntamente com o custo de alocação das chaves propostas. Ressalta-se, no entanto, que este critério não é único, podendo ser adotados outros critérios sem necessidade de grandes modificações na arquitetura da metodologia proposta neste trabalho.

Inicialmente, é feita uma apresentação descritiva do modelo. E em seguida, é apresentada a formulação matemática e são discutidos os aspectos mais significativos do modelo.

5.1 Apresentação Descritiva

O principal objetivo da metodologia é definir as melhores posições, tipos e capacidades de chaves para alcançar melhorias na confiabilidade. Na metodologia proposta, a confiabilidade é avaliada pelo número de consumidores não atendidos e a quantidade de energia não distribuída (END) durante um certo tempo.

Os principais resultados esperados são:

- Melhoramento nos valores dos índices de confiabilidade das redes de distribuição;
- Maximização do número de clientes que podem ser restaurados após a ocorrência de falhas.

Esses resultados podem ser obtidos pela procura das melhores relações custo-benefício com a alocação de chaves nas redes, incluindo chaves automáticas e não-automáticas (manuais), de seccionamento e de manobra.

O problema de alocação de chaves envolve os componentes discutidos a seguir:

- **Função objetivo –** Representa o prejuízo, as despesas e os investimentos, que podem ser assim caracterizados:
  - **Prejuízos:** Energia não distribuída (END);
  - **Despesas:** Gastos com alocação/realocação de chaves;
  - **Investimentos:** Aquisição e automação de chaves.
- **Variáveis de decisão –** Representam os locais para instalação, os tipos (manual, automática, seccionadora e de manobra) e as capacidades das chaves;
- **Restrições do Problema –** Caracterização da topologia da rede, conservação de fluxos, limites estabelecidos para os fluxos e valores máximos permitidos para o DEC.

5.2 Modelo Matemático

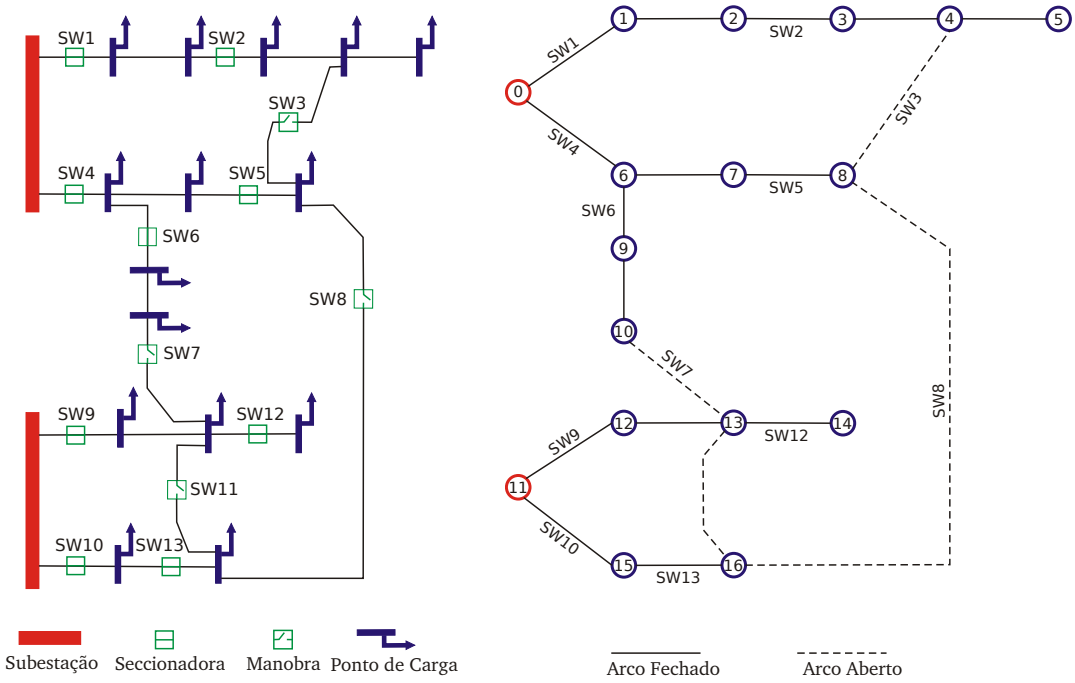
O problema de alocação de chaves para uma rede de distribuição de energia elétrica radial pode ser adequadamente formulado como um problema de otimização combinatória (Nemhauser & Wolsey 1999).

Usando a terminologia de teoria de grafos, um sistema de distribuição de energia operado radialmente pode ser modelado como uma árvore direcionada e conectada $T(V,A)$, enraizada na subestação da rede, onde V é o conjunto dos n nós e A é o conjunto das m arestas (Ahuja, Magnanti & Orlin 1993). Cada nó $i \in V$ representa uma ponto de ramificação ou a localização de um cliente (ponto de carga com demanda energética) e cada aresta $(i, j) \in A$, com $i \in V$, $j \in V$, corresponde a um trecho da rede, sendo locais candidatos para instalação de chaves.

Chaves e dispositivos de proteção são equipamentos associados às arestas. Os segmentos de rede separados por esses equipamentos conectam subárvores, denominados setores da rede. Cada setor $k \in S$ (conjunto de setores da rede) contém um subconjunto de nós $V_k \subset V$, uma quantidade de clientes N_k e uma carga L_k associada a ele. Quando uma falha ocorre em um setor, todos os seus clientes têm o fornecimento de energia interrompido. Além disso, a falha propaga-se para todos os setores a jusante do local da falha e a montante até encontrar o dispositivo de proteção mais próximo. Dessa forma, todos os setores a jusante desse dispositivo de proteção terão o seu fornecimento de energia interrompido.

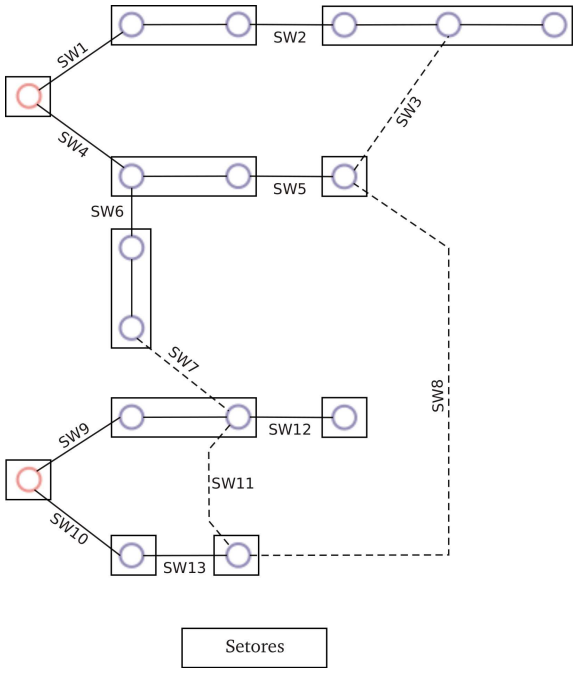
A função das chaves é permitir, após a ocorrência da falha, reduzir a quantidade de clientes que permanecerão sem energia, até o reparo dos equipamentos diretamente afetados. Essa redução pode ser efetuada através do isolamento do setor defeituoso.

A Figura 5.1(a) exemplifica uma rede de distribuição radial com duas subestações. Seu grafo associado é apresentado na Figura 5.1(b). A representação da rede dividida em setores é mostrada na Figura 5.1(c).



(a) Rede de distribuição radial.

(b) Representação da rede por grafo.



(c) Divisão do grafo em setores.

Figura 5.1: Exemplo de uma rede de distribuição radial.

Uma solução do PAC define as arestas que devem receber chaves, qual tipo de chave deve ser alocado (manual, automático, seccionadora, manobra) e suas capacidades. A alocação de dispositivos de proteção não é tratada no conteúdo desta tese. Entretanto, o modelo proposto considera a existência destes dispositivos na rede, que definem os setores juntamente com as chaves e influenciam na avaliação da confiabilidade da rede.

A Tabela 5.1 sintetiza a notação adotada no modelo matemático.

Tabela 5.1: Notação utilizada no modelo matemático.

c_e	Custo da energia ($R\$$).
c_s	Custo de cada tipo de chaves $s \in SW$ ($R\$$).
f_{ij}	Energia passante no arco $(i,j) \in A$ (pu).
F_s	Capacidade de fluxo da chave do tipo s (A).
SW	Conjunto de tipos de chave.
X	Conjunto de variáveis de decisão representando as chaves seccionadoras.
Y	Conjunto de variáveis de decisão representando as chaves de manobra.
DEC_{lim}	Valor máximo permitido para o DEC ($horas/consumidor/ano$).
$END(X,Y)$	END estimado em função das chaves alocadas (KWh).
$DEC(X,Y)$	DEC estimado em função das chaves alocadas ($horas/consumidor/ano$).

O custo c_s das chaves é anualizado e inclui o custo de aquisição, instalação e manutenção. O modelo tem as variáveis de decisão, $x_{ij}^s \in X$ e $y_{ij}^s \in Y$, representando os tipos e locais para instalação de chaves seccionadoras (NF) e de manobra (NA). Essas variáveis são definidas a seguir.

$$x_{ij}^s = \begin{cases} 1, \text{ se uma chave seccionadora do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A; \\ 0, \text{ caso contrário.} \end{cases}$$

$$y_{ij}^s = \begin{cases} 1, \text{ se uma chave de manobra do tipo } s \in SW \text{ for alocada ao trecho } (i,j) \in A; \\ 0, \text{ caso contrário.} \end{cases}$$

O conjunto SW representa todos os tipos de chave, definidos por seus custos, capacidades e recursos operacionais (manual ou automática). O modelo proposto utiliza a energia não distribuída na rede juntamente com o custo das chaves como função objetivo a ser minimizada.

Usando as definições apresentadas na Tabela 5.1, o PAC pode ser formulado matematicamente da seguinte forma:

(PAC)

$$\min \quad c_e \cdot END(X,Y) + \sum_{(i,j)\in A} \sum_{s\in SW} c_s \cdot (x_{ij}^s + y_{ij}^s) \tag{5.1}$$

$s.a.$

$$DEC(X,Y) \leqslant DEC_{\lim} \tag{5.2}$$

$$x_{ij}^s + y_{ij}^s \leqslant 1 \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall\, s \in SW \tag{5.3}$$

$$f_{ij}x_{ij}^s + f_{ij}y_{ij}^s \leqslant F_s \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall\, s \in SW \tag{5.4}$$

$$x_{ij}^s, y_{ij}^s \in \{0,1\} \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall\, s \in SW \tag{5.5}$$

$$f_{ij} \geq 0 \tag{5.6}$$

A função objetivo (5.1) minimiza os custos de energia não distribuída, de aquisição, instalação e manutenção de chaves na rede. A restrição (5.2) garante que o valor do índice de confiabilidade DEC seja limitado por $DEC_{\lim}$. O problema é factível apenas se o DEC_{lim} está contido no intervalo $[DEC_{min}, DEC_{max}]$, sendo o DEC_{min} o valor da confiabilidade obtida atribuindo uma chave automática em cada arco da rede e DEC_{max} o valor da confiabilidade sem nenhuma chave alocada na rede. A restrição (5.3) garante que, no máximo, uma chave pode ser instalada em um arco. A restrição (5.4) garante que as chaves alocadas em um arco possuem uma capacidade igual ou superior ao fluxo de potência passante neste arco. A natureza binária das variáveis de decisão e a não negatividade dos fluxos são representadas pelas restrições (5.5) e (5.6).

O espaço de solução para o PAC apresentado é delimitado pelo número de alocações possíveis, referindo-se às posições e aos tipos das chaves. Sendo $|A|$ a quantidade de arestas do grafo e $|SW|$ o número de tipos de chaves disponíveis para alocação, então a dimensão do problema proposto consiste em um arranjo com repetição de $|SW|$ elementos em $|A|$ posições, o que significa que o espaço de busca tem $|SW|^{|A|}$ soluções em potencial.

5.3 Discussão

O problema de alocação de chaves tem um subproblema embutido que é denominado problema de restauração de serviço (PRS). Esse problema consiste em escolher quais chaves devem ser abertas e fechadas, após a ocorrência de uma falha na rede, a fim de minimizar a região que ficou sem energia.

Existem algumas restrições elétricas que devem ser consideradas ao buscar uma solução para esse subproblema, tais como a radialidade da rede restaurada, as capacidades dos cabos e das subestações e a queda de tensão máxima permitida. A solução proposta precisa considerar que a rede restaurada deve permanecer radial, assim como as capacidades do cabos e das subestações, e a queda de tensão máxima permitida. Considerando uma única subestação, o PRS pode ser modelado como encontrar

uma árvore geradora que minimiza a energia não distribuída sujeito a restrições elétricas. O problema de encontrar essa árvore geradora é NP-difícil (Benavides et al. 2013), (Augugliaro et al. 2000) e (Miu et al. 1998).

É importante ressaltar que os índices de confiabilidade, DEC e END, utilizados na avaliação das redes de estudo são expressos no modelo como funções não-lineares em função das chaves alocadas na rede. Essa não linearidade é referente ao impacto na confiabilidade ao se alocar uma nova chave na rede, o que depende das chaves que já foram instaladas. A formulação apresentada não representa um modelo de programação linear inteira mista (PLIM). Na verdade, acredita-se que modelar o PAC como um PLIM não é uma tarefa fácil dado alguns aspectos desafiadores que devem ser considerados:

- Os índices de confiabilidade (DEC e END) são funções não-lineares que dependem das chaves alocadas na rede;
- O impacto na confiabilidade ao se alocar e/ou remover chaves em redes de distribuição de energia elétrica depende das chaves que já foram alocadas. Para modelar o PAC como um PLIM, essa dependência entre as chaves deve ser modelada através de restrições lineares e esta tarefa não parece ser trivial;
- O problema de restauração de serviço é um subproblema do PAC, como já mencionado. É necessário resolver o PRS para avaliar a confiabilidade de uma solução para o problema de alocação de chaves. O PRS é NP-difícil.

Por isso, este trabalho propõe uma metaheurística, baseada nos conceitos de algoritmos meméticos apoiados pelos fundamentos bem estabelecidos de algoritmos genéticos e procedimentos de otimização de busca local. A metodologia proposta também inclui melhorias como uma heurística construtiva aleatória gulosa e uma estrutura populacional hierárquica (Gendreau & Potvin 2010), (Moscato & Norman 1992), (Moscato 1989), (França, Mendes & Moscato 2001) e (Mendes, França, Lyra, Pissarra & Cavellucci 2005). As estruturas de dados foram selecionadas adequadamente para tornar possível a busca por soluções otimizadas para o PAC em redes de grande porte.

Além de testes iniciais mostrarem que a utilização do algoritmo memético juntamente com uma população hierárquica estruturada é uma metodologia promissora para solução do PAC, a escolha desta metaheurística também ocorreu devido a trabalhos anteriores, para solucionar problemas de otimização em redes de distribuição, terem obtido bons resultados. Dentre esses trabalhos pode-se destacar aplicações como: localização de capacitores (Mendes et al. 2005), otimização de recursos para manutenção do sistema (Usberti et al. 2012), redução de perdas elétricas (Queiroz & Lyra 2009).

Capítulo 6

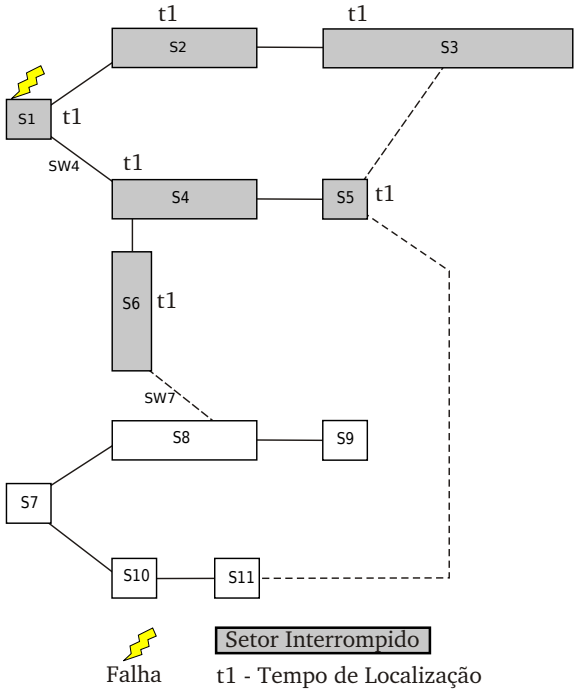
Metodologia de Solução

O método de solução desenvolvido para o PAC pode ser dividido em duas partes: a avaliação da confiabilidade e o processo de otimização. A avaliação é composta por procedimentos analíticos para calcular os índices de confiabilidade da rede. O otimizador é uma metodologia de busca aplicada ao problema, visando identificar soluções ótimas ou mais apropriadas para o PAC. Neste trabalho, propõe-se um algoritmo memético (Moscato & Norman 1992), uma técnica populacional combinada com buscas locais para realizar a exploração do espaço de soluções. Foi utilizada uma população hierárquica estruturada, que agiliza o processo de otimização na busca por melhores soluções.

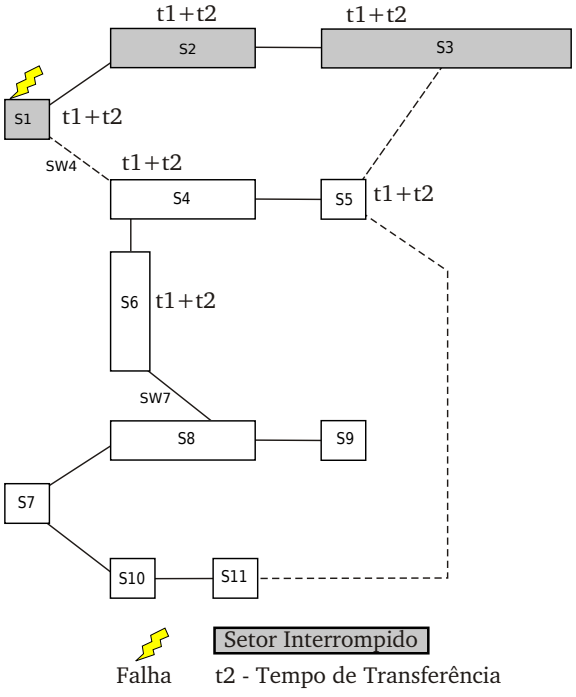
6.1 Técnica de Avaliação da Confiabilidade

O modelo analítico de avaliação da confiabilidade realiza o ajuste da taxa de falhas (λ) e do tempo de restauração (t_r) a partir de valores históricos dos índices de confiabilidade. Depois de efetuar o ajuste, a simulação de uma falha é realizada em cada setor dos alimentadores em estudo, determinando os tempos de localização (t_1), transferência (t_2) e reparo (t_3) para cada setor da rede. Após determinar t_1, t_2 e t_3, o tempo total de restauração do sistema e os valores do DEC e END são calculados. A Figura 6.1 ilustra o processo de cálculo do tempo de restauração quando uma falha ocorre em um setor específico da rede.

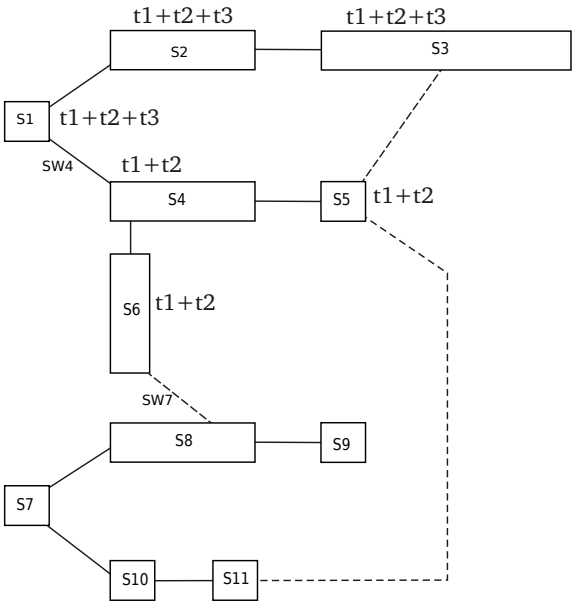
Na Figura 6.1, quando uma falha ocorre no setor $S1$, todos os consumidores dos setores em cinza ficam sem o fornecimento de energia, adicionando um tempo de localização (t_1) aos setores $S1$ ao $S6$ (Figura 6.1(a)). É possível realizar a operação de chaves a fim de transferir carga e energizar alguns setores, a operação de transferência demora um tempo t_2 para ser executada (Figura 6.1(b)). Com a abertura da chave NF $SW4$ e o fechamento da chave NA $SW7$, os setores $S4$, $S5$ e $S6$ podem ser energizados. Os consumidores presentes nos setores $S1$, $S2$ e $S3$ precisam esperar o reparo dos componentes defeituosos para terem sua energia restabelecida, operação que leva um tempo t_3 para ser realizada (Figura 6.1(c)). Este trabalho não considera operações de transferência de cargas simultâneas.



(a) Adição do tempo de localização.



(b) Adição do tempo de transferência.



(c) Adição do tempo de reparo.

Figura 6.1: Exemplo de cálculo do tempo de restauração da rede.

O modelo analítico de avaliação da confiabilidade utiliza alguns parâmetros, os quais são apresentados na Tabela 6.1. Os vetores possuem a cardinalidade de acordo com o número de alimentadores da rede de distribuição avaliada.

Tabela 6.1: Parâmetros utilizados no modelo analítico.

λ^{km}	Vetor de taxas de falhas por quilômetro.
μ	Vetor de médias do tempo de restauração das interrupções.
FEC_{hist}	Vetor de FEC histórico.
DEC_{hist}	Vetor de DEC histórico.

O vetor λ^{km} armazena a taxa de falha por quilômetro de cada alimentador, os vetores FEC_{hist} e DEC_{hist} armazenam o FEC e o DEC para todos os alimentadores, valores obtidos pelo histórico de confiabilidade do sistema, e μ é o vetor que armazena as médias de tempo de restauração de interrupções para cada alimentador. Os algoritmos 1 e 2 apresentam o pseudocódigo do ajuste dos parâmetros, λ e t_r respectivamente.

Algoritmo 1: Ajuste da taxa de falhas.

Entrada: $T = (V,A)$, λ_{km}, FEC_{hist}.
Saída: λ - vetor de taxa de falhas ajustado por km por alimentador.

início
  para cada alimentador j **faça**
    $\lambda_j \leftarrow$ CalculaFalhaInicial(λ_j^{km});
    repita
      $FEC_j \leftarrow CalculaFEC(\lambda_j)$;
      $\lambda_j \leftarrow \lambda_j \frac{FEC_j^{hist}}{FEC_j}$;
    até $|FEC_j - FEC_j^{hist}| < \varepsilon$;

Algoritmo 2: Ajuste do tempo de restauração.

Entrada: $T = (V,A)$, DEC_{hist}, μ.
Saída: t_r - vetor de tempo de reparo ajustado por alimentador.

início
  para cada alimentador j **faça**
    $t_{rj} \leftarrow$ CalculaTempoRestauracaoInicial(μ_j);
    repita
      $DEC_j \leftarrow CalculaDEC(t_{rj})$;
      $t_{rj} \leftarrow t_{rj} \frac{DEC_j^{hist}}{DEC_j}$;
    até $|DEC_j - DEC_j^{hist}| < \varepsilon$;

As funções que calculam o valor do FEC e do DEC para cada alimentador da rede são definidas nos Algoritmos 3 e 4.

Algoritmo 3: CalculaFEC().

Entrada: $T = (V,A)$, j.
Saída: FEC_j.

```
1  início
2      para cada setor k do alimentador j faça
3          Seja d o dispositivo a montante do setor k;
4          Seja o conjunto S_s = {setor : setor ∈ subárvore de d};
5          para cada setor ∈ S_s faça
6              numInterrupcoes_setor ← numInterrupcoes_setor + λ_ij;
7      total ← 0;
8      para cada setor k do alimentador j faça
9          total ← total + numInterrupcoes_k × N_kj;
10     FEC_j ← total / N_j;
```

Algoritmo 4: CalculaDEC().

Entrada: $T = (V,A)$, j.
Saída: DEC_j.

```
1  início
2      para cada setor k do alimentador j faça
3          Calcula t_rkj;
4      total ← 0;
5      para cada setor k do alimentador j faça
6          total ← total + t_rkj × N_kj;
7      DEC_j ← total / N_j;
```

Tem-se que N_j é a quantidade de clientes presentes no alimentador j e N_{kj} é a quantidade de clientes presentes no setor k do alimentador j. O pseudocódigo que mostra o cálculo da energia não distribuída é apresentado no Algoritmo 5.

Algoritmo 5: CalculaEND().

Entrada: $T = (V,A)$, j.
Saída: END_j.

```
1  início
2      END_j ← 0;
3      para cada setor k do alimentador j faça
4          para cada setor l ∈ S faça
5              END_j ← λ_l × t_kl × L_k;
```

Nele λ_l é a taxa de falhas do setor l, t_{kl} é a duração esperada de interrupção no setor k causada por falhas no setor l e L_k é a carga do setor k (ver seção 4.1). O λ_l é calculado a partir da taxa de falha por quilômetro multiplicada pelo tamanho do setor, essa medida representa uma aproximação do apresentado na Equação 4.5. Essa simplificação foi adotada devido à dificuldade de obter informações da taxa de falha para cada componente da rede.

A confiabilidade do sistema de distribuição é calculada para cada um dos alimentadores da rede. O Algoritmo 6 mostra o pseudocódigo geral do modelo analítico proposto para avaliação da confiabilidade do sistema.

Algoritmo 6: Confiabilidade do Sistema de Distribuição.

Entrada: $T = (V,A)$, λ_{km}, μ, DEC_{hist}, FEC_{hist}, $ajuste$.
Saída: FEC, DEC, END.

```
1  início
2      se ajuste = true então
3          λ ← AjusteTaxaFalha(T, λ_km, FEC_hist);
4          t_r ←AjusteTempoReparo(T, μ, DEC_hist);
5      senão
6          λ ← λ_km;
7          t_r ← μ;
8      para cada alimentador j ∈ T faça
9          FEC_j ←CalculaFEC(T, j);
10         DEC_j ←CalculaDEC(T, j);
11         END_j ←CalulaEND(T, j);
12         FEC ← FEC + (N_j · FEC_j);
13         DEC ← DEC + (N_j · DEC_j);
14         END ← END + END_j;
15     FEC ← FEC/N_total;
16     DEC ← DEC/N_total;
```

No Algoritmo 6, *ajuste* é uma variável binária que indica se o algoritmo irá ajustar os valores de λ e t_r, N_{total} é o número total de consumidores da rede em estudo. O índice de confiabilidade FEC

é usado somente no avaliador no processo de ajuste de parâmetros, já o DEC e o END são usados também no processo de otimização.

O fluxo de carga nos arcos é determinado pelo método *backward-forward sweep* em uma fase de pós-processamento, considerando a configuração da rede de referência contendo as chaves seccionadoras, chaves de manobra e os dispositivos de proteção existentes na rede. Uma descrição detalhada deste método pode ser encontrada em (Kersting 2002).

Em suma, o método de avaliação é composto principalmente pela junção dos algoritmos apresentados e, é executado diversas vezes dentro da metodologia de otimização proposta. A cada nova solução sugerida pela metodologia, ou seja, a cada nova configuração de chaves, o avaliador percorre toda a rede verificando as chaves que podem ser abertas e fechadas com o objetivo de restaurar a maior quantidade de clientes possível. Dessa forma é possível estimar os tempos de localização, transferência e reparo e assim calcular a confiabilidade da rede.

6.2 Otimizador - Algoritmo Memético

O princípio dos métodos heurísticos e metaheurísticos é de prover uma solução de qualidade para o problema, sendo a melhor possível em “tempo aceitável". Estes métodos procuram um compromisso entre a rapidez em obter uma solução e sua qualidade. A qualidade de uma solução fornecida por um método heurístico é medida pela distância entre o valor encontrado e o valor da solução ótima, mas dependendo do tamanho e da complexidade do problema, este muitas vezes é desconhecido. Soluções de alta qualidade, não necessariamente ótimas, podem ser encontradas usando metaheurísticas. Essas técnicas não garantem a obtenção da solução ótima, embora estudos empíricos mostram que elas possuem um desempenho muito bom na prática.

A origem dos algoritmos meméticos (AM) se deu no final dos anos 80, por meio dos esforços de Moscato e Norman em uma época em que o campo da computação evolutiva estava começando a se firmar de maneira sólida (Moscato & Cotta 2003), (Moscato & Norman 1992). O AM também é conhecido como algoritmo genético híbrido, pois, além de permitir a realização de operações genéticas, utiliza operador(es) de busca local com o intuito de reforçar o processo de melhoria das soluções. A ideia básica que sustenta os algoritmos meméticos é combinar conceitos e estratégias de diferentes metaheurísticas procurando unir suas vantagens.

A denominação “memético"surgiu a partir do termo em inglês *meme* como o análogo de *gene*, que está relacionado à evolução genética, no contexto da evolução cultural. A partir deste termo, surge a ideia central dos algoritmos meméticos: aperfeiçoamentos individuais das soluções de cada um dos agentes com processos cooperativos e de competições do tipo populacional (Moscato & Cotta 2003).

Algoritmos meméticos são abordagens baseadas em população e em busca heurística, podendo ser utilizados para resolver problemas de otimização combinatória. Simplificadamente, esses algoritmos combinam heurísticas de busca local com operadores genéticos, podendo também ser caracterizados

por uma combinação de algoritmo genético com heurísticas construtivas ou com métodos exatos.

Este trabalho propõe uma metodologia de solução baseada emalgoritmo memético, os quais são sustentados pelos conceitos bem estabelecidos de algoritmos genéticos e procedimentos de busca local. No método proposto, o algoritmo genético é utilizado para executar uma exploração abrangente do espaço de soluções, enquanto processos de busca local são utilizados para melhorar localmente a qualidade das soluções. A metodologia proposta também apresenta algumas melhorias, como uma heurística construtiva gulosa e uma estrutura populacional hierárquica. Uma característica importante da população estruturada é acelerar o processo de exploração do espaço de solução, na busca por soluções de alta qualidade, comparado à populações convencionais.

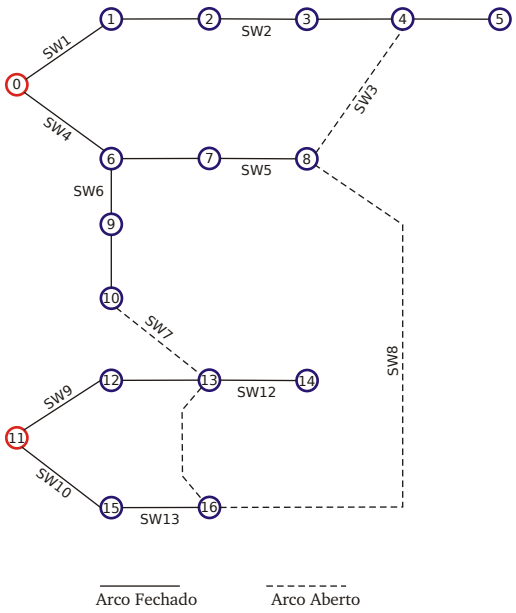
6.2.1 Definições

Assim como nos algoritmos genéticos, os algoritmos meméticos também são métodos populacionais, sendo que cada indivíduo da população representa uma solução para o problema tratado. Na representação computacional desses algoritmos, é utilizada uma terminologia específica. Uma solução candidata para o problema, não necessariamente factível, é representada por um cromossomo de um indivíduo da população. Cada cromossomo é modelado por uma cadeia de genes que codifica uma possível solução. Essa codificação é definida especificando os valores possíveis (alelos) para cada uma das posições do cromossomo (locus) e organizando-as em uma estrutura adequada ao problema.

Cada indivíduo pode ser observado sob dois aspectos, pelo seu código genético, denominado genótipo, e suas expressões comportamentais, o fenótipo. O genótipo fornece um mecanismo para armazenar informações hereditárias dos indivíduos e o fenótipo as condições ambientais baseados na estrutura do genótipo.

Na abordagem proposta neste trabalho, cada indivíduo da população é uma solução para o problema de alocação de chaves, o qual é representado por um cromossomo. Cada cromossomo é modelado por dois vetores de números inteiros, sendo que o primeiro determina a alocação de chaves seccionadoras e o segundo a alocação de chaves de manobra. Cada posição do cromossomo representa uma aresta (trecho da rede) candidata a receber chave, as quais podem ser atribuídos valores que variam no intervalo $[0, |SW|]$. Quando um alelo recebe o valor 0 significa que não existe chave alocada na aresta correspondente, os demais valores indicam o tipo de chave que está alocada. A Figura 6.2 exemplifica o cromossomo (Figura 6.2(b)) associado ao grafo (Figura 6.2(a)) que representa uma rede de distribuição. Neste exemplo, todas as chaves alocadas são do tipo 1. O tamanho de cada vetor do cromossomo depende da quantidade de trechos de rede que estão disponíveis para alocação de chaves seccionadoras (arcos fechados) e de manobra (arcos abertos), respectivamente.

Um algoritmo memético com população estruturada (Moscato & Norman 1992, França et al. 2001, Moscato & Cotta 2003) organiza os indivíduos em uma estrutura de árvore n-ária com n níveis. A literatura da área mostra que a estrutura da população em árvores com $n = 3$ apresenta



(a) Grafo.

	(0,1)	(0,6)	(1,2)	(2,3)	(3,4)	(4,5)	(6,7)	(6,9)	(7,8)	(9,10)	(11,12)	(11,15)	(12,13)	(13,14)	(15,16)
Arcos fechados	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1

	(4,8)	(8,16)	(10,13)	(13,16)
Arcos abertos	1	1	1	0

(b) Cromossomo.

Figura 6.2: Representação do cromossomo a partir do grafo.

um bom compromisso entre o esforço computacional e a qualidade das soluções. Neste trabalho, foi utilizada uma população estruturada organizando os indivíduos em uma árvore ternária com 3 níveis, portanto definindo uma população contendo 13 indivíduos. Nesta estrutura, a população é organizada hierarquicamente por indivíduos líderes e subordinados. Esta classificação é feita de acordo com o valor da solução (*fitness*) que cada indivíduo representa. A hierarquia adotada neste trabalho define que todo nó líder possui o valor de *fitness* melhor que seus nós subordinados, observando que o nó líder sempre está em um nível superior ao de seus subordinados.todo nó filho deve ter um *fitness* menor ou igual comparado ao *fitness* de seu nó pai.

A Figura 6.3 ilustra essa estrutura de dados, em que o indivíduo 1 apresenta a melhor solução presente na população com $fitness = 20$, sendo líder dos indivíduos 2, 3 e 4 os quais possuem $fitness$ igual a 15, 18 e 13, respectivamente. O indivíduo 2 é líder dos indivíduos $5, 6$ e 7 que possuem $fitness$ igual a 14, 9 e 10, respectivamente, e assim sucessivamente.

A construção da árvore que armazena a popoulação hierárquica é realizada com o auxílio do Algoritmo 8. Os indivíduos são gerados e armazenados inicialmente em sequência na estrutura da árvore, dessa forma o primeiro indivíduo gerado é armazenado na primeira posição da árvore (no topo), o segundo é armazenado na segunda posição e assim sucessivamente. Após a geração dos 13 indivíduos da população o Algoritmo 11 é executado para garantir a hierarquia entre os indivíduos. A

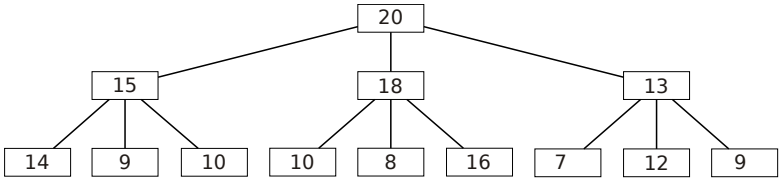


Figura 6.3: Representação de população estruturada com 13 indivíduos.

hierarquia da população utilizada neste trabalho garante que todo nó pai possui um *fitness* melhor que o de seus nós filhos, mas não regulamenta nada sobre nós tios e sobrinhos.

No problema de alocação de chaves, o cálculo do *fitness* corresponde à avaliação da confiabilidade da rede, operação que exige grande esforço computacional. Portanto a ideia de utilizar essa estrutura de população é realizar um número menor de avaliações do *fitness* sem perder a capacidade de exploração do método mantendo a qualidade da solução final. O Algoritmo 7 mostra o pseudocódigo de um algoritmo memético com população estruturada.

Algoritmo 7: Algoritmo Memético - População Estruturada

```
1  início
2      t ← 0;
3      P(t) ← GeraPopulacaoInicial();
4      enquanto Critério de parada não for satisfeito faça
5          CalculaFitness(P(t));
6          P(t) ← OrdenaPop(P(t));
7          para Cada par (lider, subordinado) ∈ P(t) faça
8              offspring ← Crossover(lider, subordinado);
9              R ← Random(0,1);
10             se R ≤ p_m então
11                 offspring ← Mutacao(offspring);
12             se Infactivel(offspring) = true então
13                 offspring ← Factibiliza(offspring);
14             se Fitness(offspring) > Fitness(subordinado) então
15                 subordinado ← offspring;
16         i ← Random(1, |P|);
17         BuscaLocal(P(t)_i);
18         t ← t + 1;
```

No Algoritmo 7 a variável t controla as gerações, P é a população estruturada contendo todos os indivíduos da mesma, $p_m \in (0,1)$ é um parâmetro que controla a intensidade da mutação e $Random(0,1)$ é uma função que fornece um número aleatório de uma distribuição uniforme no intervalo [0, 1].

6.2.2 Geração da População Inicial

A geração da população inicial é realizada por uma heurística construtiva gulosa. Cada arco candidato a receber uma chave é classificado de acordo com o benefício B_{ij}^{s} estimado através da alocação de uma chave do tipo s no arco (i, j). Essa decisão é estocástica, sendo que arestas com maior benefício possuem maior probabilidade de serem escolhidas para receber uma chave. O benefício B_{ij}^{s} é definido pela Equação (6.1).

$$B_{ij}^{s} = \frac{1}{|A|}\left(\frac{DEC_{\max} - DEC_{ij}^{s} + 1}{DEC_{\max} - DEC_{\min} + 1} + 1\right), \tag{6.1}$$

sendo $|A|$ o número de arcos presentes na rede e DEC_{ij}^{s} a avaliação do DEC para a rede contendo uma única chave alocada no arco (i, j), sendo essa do tipo s. Uma chave s somente pode ser escolhida para um determinado trecho se esta possui capacidade suficiente para suportar o fluxo passante neste trecho. B_{ij}^{s} fornece uma medida de benefício alcançável por cada alocação possível e o valor do benefício varia entre $1/|A| < B_{ij} \leqslant 2/|A|$, e é proporcional à redução no DEC obtida pela alocação da chave. Sendo assim, a probabilidade de a heurística selecionar uma chave com o melhor benefício é aproximadamente o dobro da probabilidade de selecionar uma chave com o pior benefício.

O Algoritmo 8 mostra o pseudocódigo do processo de geração da população inicial. A heurística construtiva inicia com uma população vazia e, a cada iteração do *loop* principal (linhas 3-14), constrói um indivíduo factível. Cada individuo começa sem nenhuma chave alocada a ele (linha 2); no *loop* interno (linhas 7-13), são realizados testes em cada arco, para tentar alocar uma chave. Uma chave do tipo s é alocada no arco (i, j) com uma probabilidade B_{ij}^{s} (linha 9). A heurística é executada até que 13 indivíduos factíveis sejam gerados.

Algoritmo 8: GeraPopulacaoInicial()

Entrada: P: população inicial vazia.

Saída: P: população inicial.

```
1  início
2      P ← 0;
3      enquanto |P| ≤ 13 faça
4          I ← 0;
5          CalculaFitness(I) ;
6          enquanto DEC(I) > DEC_lim faça
7              para ∀(i, j) ∈ A, ∀s ∈ SW faça
8                  R ← Random(0, 1) ;
9                  se R ⩽ B^s_ij então
10                     I_ij ← s;
11                     CalculaFitness(I);
12                 se (DEC(I) ⩽ DEC_lim) então
13                     exit for;
14         P ← P ∪ {I};
15     retorna P;
```

No Algoritmo 8, I é um indivíduo da população (cromossomo) representando uma solução como descrito na Seção 6.2.1 e $Random(0,1)$ é uma função que fornece um número aleatório de distribuição uniforme no intervalo [0, 1].

6.2.3 Função de Avaliação

A avaliação do *fitness* é feita utilizando uma função que possui o objetivo de fornecer uma medida de aptidão de cada indivíduo, indicando a qualidade do indivíduo na população corrente. Essa função é utilizada pelo algoritmo memético para guiar o processo de busca por soluções de boa qualidade. Seguindo a teoria da evolução proposta por Darwin, quanto maior for o *fitness*, mais adaptado será o indivíduo, e portanto, conterá maior probabilidade de sobreviver e se reproduzir deixando descendentes que herdarão bons atributos de seu progenitor. Como estamos tratando um problema de minimização, neste trabalho, a função de *fitness* adotada foi o inverso da função objetivo:

$$\frac{1}{c^e END(X,Y) + \sum_{s \in SW} \sum_{(i,j) \in A} c^s (x^s_{ij} + y^s_{ij})} \tag{6.2}$$

Essa função reflete o benefício em termos de custo, associado à alocação das chaves automáticas e manuais na rede.

6.2.4 Seleção

O processo de seleção em algoritmos genéticos busca escolher os melhores indivíduos para a reprodução. A seleção é baseada na aptidão dos indivíduos: geralmente, os mais aptos têm maior probabilidade de serem escolhidos para reprodução (Eiben & Smith 2003).

Devido à utilização da população estruturada, a seleção de indivíduos é realizada, neste trabalho, de acordo com a estrutura definida (Seção 6.2.1), na qual todos os pares de indivíduos líderes e subordinados são selecionados para participar do *Crossover*.

6.2.5 *Crossover*

O *crossover* é o principal operador genético, conhecido também como operador de reprodução, cruzamento ou recombinação. A operação de *crossover* combina as informações genéticas de dois indivíduos progenitores para gerar um novo indivíduo descendente. Neste trabalho, o crossover de 1 ponto é realizado entre todo par de indivíduos líder e subordinado: uma posição do cromossomo é escolhida de forma aleatória determinando um ponto de corte nesta estrutura, dividindo o cromossomo em duas partes distintas. Esse ponto deve estar presente no intervalo $[0, t_c]$ para ser factível, sendo t_c o tamanho do cromossomo. Dessa forma, o descendente gerado é formado pela cópia da primeira parte do indivíduo líder e pela cópia da segunda parte do indivíduo subordinado. A Figura 6.4 ilustra esse operador.

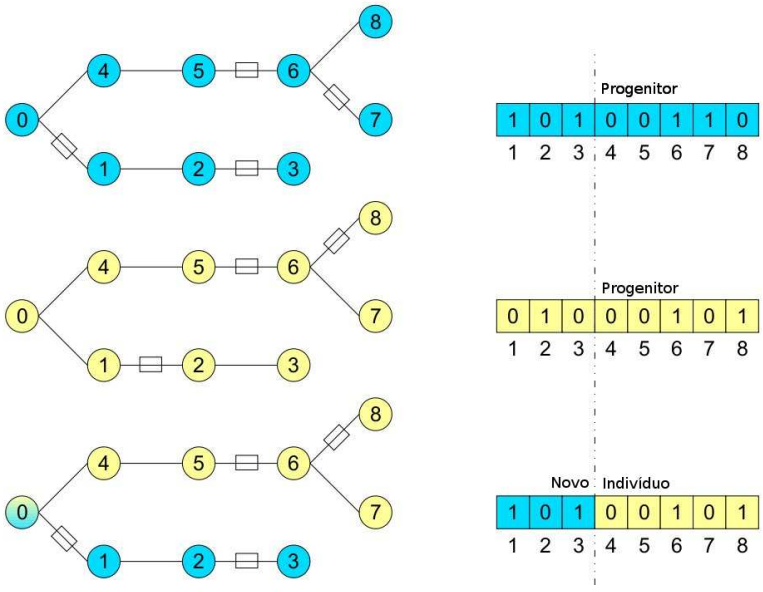


Figura 6.4: Crossover em 1-ponto.

O procedimento que realiza o *crossover* recebe um par de indivíduos, sendo um líder e o outro subordinado, (I_l e I_s), e retorna o indivíduo gerado (I_o). Outros dois parâmetros de entrada recebidos são a taxa de crossover (p_c), que indica a probabilidade de ocorrência do cruzamento, e o tamanho do cromossomo (t_c). O Algoritmo 9 apresenta o pseudocódigo desse processo.

Algoritmo 9: *Crossover()*

Entrada: (I_l, I_s): progenitores; t_c: tamanho cromossomo; p_c: taxa de crossover.
Saída: I_o: Individuo recombinado.

```
1  início
2      R ← Random(0,1);
3      se R > p_c então
4          retorna ∅; // não houve recombinação.
5      p_corte ← Random(1,t_c); // numero discreto aleatório ∈ [1,t_c]
6      para i ← 1 to p_corte faça
7          I_o[i] ← I_l[i];
8      para i ← p_corte + 1 to t_c faça
9          I_o[i] ← I_s[i];
10     retorna I_o;
```

No Algoritmo 9, a variável p_{corte} armazena a informação da posição na qual será efetuado o corte nos indivíduos progenitores.

6.2.6 Mutação

O operador de mutação, que adiciona diversidade à população através da mudança ou troca de um ou mais alelos do cromossomo de forma aleatória. Ele é aplicado com probabilidade p_m ao descendente obtido após o crossover. Quando um alelo é escolhido para sofrer mutação, o método considera três possibilidades:

- **Arco sem chave:** O processo de mutação aloca uma chave manual;
- **Arco com chave automática:** O processo de mutação substitui a chave automática por uma chave manual;
- **Arco com chave manual:** O processo de mutação pode remover a chave ou substituir por uma automática, ambas as operações possuem igual probabilidade de ocorrência;

Este procedimento tem como parâmetro de entrada o indivíduo que será mutado (I), o tamanho do cromossomo (t_c) e a probabilidade de mutação (p_m). O Algoritmo 10 mostra o pseudocódigo do operador de mutação.

Algoritmo 10: Mutacao()

Entrada: I: indivíduo; t_c: tamanho do cromossomo; p_m: probabilidade de mutação.

Saída: I_m: indivíduo mutado.

```
1  início
2      para i ← 1 to t_c faça
3          R ← Random(0,1);
4          se R > p_m então
5              se I[i] == 0 ou I[i] == AUTO então
6                  I_m[i] ← C_M[i];
7              senão
8                  R ← Random(0,1);
9                  se R > 0.5 então
10                     I_m[i] ← C_A[i];
11                 senão
12                     I_m[i] ← 0;
13     retorna I_m;
```

No Algoritmo 10, C_M e C_A são matrizes geradas em um pré-processamento, que possuem o tamanho do cromossomo. C_M armazena qual é o tipo de chave manual mais adequado para cada arco da rede (posição do cromossomo). Para determinar esse tipo, considera-se a chave de menor custo que possui capacidade adequada para suportar o fluxo passante no respectivo arco. C_A armazena os tipos de chaves automáticas mais adequadas para cada trecho de rede, seguindo o mesmo critério adotado para determinar chaves manuais (custo e capacidade). $AUTO$ é uma constante que verifica a função automática da chave.

6.2.7 Factibilização

É possível que, durante os processos de mutação e de *crossover*, indivíduos infactíveis sejam produzidos, dado que as novas soluções podem não respeitar a restrição de *DEC* apresentada no modelo matemático (Equação 5.2). A factibilidade dos indivíduos da nova geração pode ser restaurada usando um algoritmo de reparo com o objetivo de restaurar os indivíduos que são infactíveis (Michalewicz 1996). Na metodologia proposta quando uma solução se torna infactível, a heurística construtiva descrita na Seção 6.2.2 é utilizada para manter as soluções da nova geração factíveis. Para isso, é adicionado um número suficiente de chaves na solução infactível até que o valor do *DEC* respeite a restrição e, dessa forma a solução seja factível.

6.2.8 Ordenação da População

Devido à estrutura da população utilizada, após os processos de *crossover* e mutação, obtêm-se um conjunto adicional de 12 indivíduos (*offspring*). Esses indivíduos são comparados aos indivíduos subordinados que os geraram, quando são melhores, eles ocupam o lugar dos subordinados; quando são piores, eles são descartados. Após a inserção dos novos indivíduos na população, é necessário atualizar a população com o objetivo de manter a sua hierarquia, ou seja, a solução de um indivíduo líder deve sempre ser melhor que a solução de um indivíduo subordinado.

O Algoritmo 11 mostra o pseudocódigo do processo de ordenação da população através do valor do *fitness* dos indivíduos.

Algoritmo 11: OrdenaPop()

Entrada: P: população; p_{max}: profundidade máxima da árvore.
Saída: P: população atualizada.

```
1 início
2     para u = p_max − 1 to 1 faça
3         para todo indivíduo v do nível u faça
4             para todo w ∈ subordinados[v] faça
5                 se fitness(P_v) < fitness(P_w) então
6                     aux = P_w;
7                     P_w = P_v;
8                     P_v = aux;
```

No Algoritmo 11, a atualização entre indivíduos líderes e subordinados é efetuada a partir dos índices u, v e w, sendo u referente ao nível da árvore, v um indivíduo líder pertencente ao nível u, e w um indivíduo subordinado à v. Se, em algum nível da árvore, existir um indivíduo subordinado com o valor de *fitness* melhor que seu líder, então este par de indivíduos (líder, subordinado) é trocado de posição na estrutura da árvore.

6.2.9 Critério de Parada

O critério de parada utilizado no algoritmo memético proposto possui duas condições:

1. **Convergência:** O algoritmo é interrompido quando o melhor indivíduo da população não melhora após um número pré-determinado de iterações;

2. **Número fixo de gerações:** O algoritmo é encerrado após um número máximo de gerações ser atingido.

6.2.10 Busca Local

Algoritmos de busca local (BL) são utilizados para melhorar soluções obtidas por heurísticas de otimização combinatória; normalmente usam informações adicionais sobre o problema durante o procedimento de busca local. Esses algoritmos trabalham de forma iterativa, e substituem sucessivamente a solução atual por uma solução melhor encontrada em sua vizinhança; o processo da busca termina quando nenhuma solução melhor é encontrada. Um algoritmo de busca local requer a definição de uma vizinhança, sendo que geralmente a vizinhança de cada solução é composta por um conjunto de soluções alternativas próximas (com pequenas diferenças) da solução a partir da qual inicia-se o processo de busca (solução atual).

Simplificadamente, um algoritmo de busca local pode ser descrito como: dada uma solução corrente, a BL percorre a vizinhança desta solução, previamente definida, em busca de outra solução que seja melhor. Se tal solução vizinha for encontrada, esta torna-se a nova solução corrente. Se nenhuma solução melhor for encontrada na vizinhança da solução analisada, então a solução corrente está localizada em um ótimo local em relação à vizinhança estipulada.

Existem duas estratégias comumente utilizadas a fim de realizar a busca na vizinhança, *best-improving* e *first-improving*. A ideia principal da estratégia de busca *best-improving* é explorar todas as soluções presentes na vizinhança da solução corrente e substituir esta solução pela solução vizinha que produzir o maior melhoramento, se tal solução existir. Ao contrário da estratégia *best-improving*, a estratégia *first-improving* não analisa todas soluções vizinhas à atual a fim de selecionar a melhor delas. A estratégia *first-improving* considera suas soluções vizinhas de forma estocástica e aceita a primeira solução na vizinhança, que produz uma melhoria na solução corrente. Esta busca encerra após um critério de parada determinado, como por exemplo a quantidade de movimentos. Ambas buscas terminam em um mínimo local, não necessariamente ótimo.

A estratégia de busca utilizada neste trabalho foi a *first-improving* devido à dimensão e à complexidade do problema, investigar todas as soluções vizinhas de cada solução corrente demandaria um esforço computacional significativo, podendo tornar a busca inviável computacionalmente. A busca proposta pode ser caracterizada da seguinte forma: a partir de uma solução atual, as soluções vizinhas são encontradas através da execução de três movimentos de busca: remoção, inserção ou troca de chaves.

- **Definição da vizinhança:** A busca local proposta utiliza vizinhança restrita com tamanho pré-definido. Considerando os movimentos de busca utilizados, uma solução vizinha a uma solução S_c qualquer pertencente à população é definida como uma solução pertencente ao conjunto $V_{iz}(S_c)$, que pode ser definido da forma:

$$V_{iz}(S_C) = \begin{cases} (S_C \setminus \{c\}), \\ (S_C \cup \{b\}), \\ (S_C \setminus \{c\} \cup \{b\}), \end{cases} \tag{6.3}$$

sendo $V_{iz}(S_c)$ o conjunto de soluções vizinhas à solução S_c obtido através de um movimento de busca. Para o problema de alocação de chaves, essa vizinhança pode ser encontrada através da remoção de uma chave $(S_C \setminus \{c\})$, inserção $(S_C \cup \{b\})$ ou troca de chaves entre dois arcos $(S_C \setminus \{c\} \cup \{b\})$, removendo a chave de um arco da solução atual e incluindo uma nova chave em outro arco. C é o conjunto de arcos que possuem chaves alocadas na solução S_c, A é o conjunto de todos os arcos da rede, $c \in C$, $b \in A$ e $b \notin C$.

Com o objetivo de facilitar o processo de busca local, uma matriz de adjacência de vizinhos é criada em uma fase de pré-processamento. Essa matriz possui dimensão $m \times m$, sendo m o número de arcos da rede em estudo. A matriz de adjacências pode ser definida da forma:

$$M_{m\times m} = \begin{cases} m_{ij} = 1 & \text{se o arco } j \text{ for vizinho do arco } i; \\ 0 & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

Essa matriz é construída de acordo com um parâmetro do algoritmo que define o tamanho da vizinhança, que indica a distância máxima permitida entre dois arcos para que estes sejam considerados arcos vizinhos.

- **Movimentos:** Após a geração da população inicial e a aplicação dos operadores genéticos, um indivíduo da população é selecionado aleatoriamente para a execução da busca local. O indivíduo localizado no topo da árvore tem probabilidade menor de ser selecionado, dado que este representa a melhor solução da população. Os demais indivíduos possuem a mesma probabilidade de serem selecionados. Três movimentos distintos são executados durante o procedimento de busca local:

  1. **Remoção:** o objetivo da busca através do movimento de remoção é retirar chaves da solução atual que não produzem melhorias significativas na confiabilidade. Note que a remoção de uma chave pode causar uma melhoria no valor do *fitness* através da redução no custo total da solução. Normalmente a remoção é realizada em regiões da rede onde existe uma concentração de chaves alocadas.
  2. **Inserção:** este movimento de busca procura por arcos onde é possível realizar a inserção de chaves e obter uma melhoria no valor do *fitness* atual do indivíduo. A busca percorre cada arco candidato com a restrição de que este arco e seus vizinhos não tenham chave alocada. Ao encontrar um arco onde é permitido realizar a inserção, o tipo de chave inserido será a de menor custo que atende o fluxo deste arco;
  3. **Troca:** para cada arco, este movimento procura por um arco vizinho que seja possível realizar o movimento de troca. A troca só pode ser realizada quando um dos arcos tem chave alocada e o outro não.

Os movimentos de busca somente são aceitos se o indivíduo permanece factível e se ocorre uma melhoria no *fitness* da solução atual. A busca local é executada para todos os arcos da vizinhança

enquanto os movimentos levarem soluções melhores que a atual, ou não for atingido um limite máximo de movimentos. A busca local utiliza os três movimentos iterativamente, enquanto a condição de parada não for satisfeita. O Algoritmo 12 mostra o procedimento da busca local utilizando as três sub-buscas.

6.3 Cálculo do DEC_{lim}

A confiabilidade desejada é uma informação refletida pelo DEC limite da rede. O DEC quantifica o tempo médio que cada consumidor ficou sem energia no período de um ano (período utilizado neste trabalho). Um valor limite tem como objetivo impôr ao otimizador a alocação das chaves na rede, de modo a reduzir o DEC até que este alcance o valor desejado. Esta Seção descreve como é calculado o valor do DEC limite da rede utilizado na Equação 5.2 do modelo. A ideia principal é garantir uma restrição de DEC total da rede, e ainda obter uma conformidade entre os alimentadores da rede em relação à contribuição de cada um para a confiabilidade total da rede.

Na metaheurística proposta, cada alimentador é avaliado independentemente, ou seja, para cada alimentador é calculado o valor do DEC limite de acordo com a Equação 6.4.

$$DEC^z_{lim} = \delta(DEC^z_{max} - DEC^z_{min}) + DEC^z_{min}. \tag{6.4}$$

Para cada alimentador z é definido o valor limite do DEC (DEC^z_{lim}) de acordo com o valor do DEC máximo (DEC^z_{max}) e do DEC mínimo (DEC^z_{min}) do alimentador em estudo. O valor do DEC^z_{max} é calculado com o alimentador z sem nenhuma chave alocada e o valor do DEC^z_{min} é calculado com uma chave automática alocada em cada arco do alimentador z. δ representa o fator de participação, ou seja uma porcentagem da diferença entre DEC^z_{max} e DEC^z_{min} que será adicionado ao DEC^z_{min}, o valor de δ é calibrado de acordo com o valor de DEC_{lim} global para a rede considerada.

O valor do DEC_{lim} é cálculado a partir do DEC mínimo e máximo da rede completa (Seção 5.2) e é definido pela Equação 6.5.

$$DEC_{lim} = \delta(DEC_{max} - DEC_{min}) + DEC_{min}, \tag{6.5}$$

Algoritmo 12: BuscaLocal()

Entrada: I: indivíduo que irá passar pela busca local; $moveMax$: número máximo de movimentos.

Saída: I: indivíduo após a busca local.

```
1  início
2      numMove ← 0;
3      melhor ← True;
4      melhorTroca ← True;
5      melhorInsercao ← True;
6      melhorRemocao ← True;
7      enquanto ((melhor == True) and (numMove < moveMax)) faça
8          enquanto ((melhorTroca == True) and (numMove < moveMax)) faça
9              I_BL ← buscaLocalTroca(I, melhorTroca);
10             se (melhorTroca == True) então
11                 numMove ← numMove + 1;
12                 I ← I_BL;
13                 melhorInsercao ← True;
14                 melhorRemocao ← True;
15         enquanto ((melhorInsercao == True) and (numMove < moveMax)) faça
16             I_BL ← buscaLocalInsercao(I, melhorInsercao);
17             se (melhorInsercao == True) então
18                 numMove ← numMove + 1;
19                 I ← I_BL;
20                 melhorTroca ← True;
21                 melhorRemocao ← True;
22         enquanto ((melhorRemocao == True) and (numMove < moveMax)) faça
23             I_BL ← buscaLocalRemocao(I, melhorRemocao);
24             se (melhorRemocao == True) então
25                 numMove ← numMove + 1;
26                 I ← I_BL;
27                 melhorTroca ← True;
28                 melhorInsercao ← True;
29         se ((melhorTroca == False) and (melhorInsercao == False)
           and (melhorRemocao == False)) então
30             melhor ← False;
31     retorna I
```

DEC_{lim} é o limite de DEC para a rede completa em estudo, DEC_{max} e DEC_{min} é o valor do DEC máximo e mínimo da rede completa respectivamente. O valor do DEC_{lim} também pode ser obtido através dos DECs limites de cada alimentador (Equação 6.6).

6.4 Pós-Processamento

Para a alocação de chaves seccionadoras, cada alimentador pode ser representado por uma árvore, e, por esse motivo, os alimentadores podem ser avaliados independentemente. Então, ao se avaliar a confiabilidade da rede de distribuição com essa representação tem-se uma floresta, sendo cada alimentador uma árvore independente. A escolha de realizar a alocação de chaves em cada alimentador de forma independente foi realizada, neste trabalho, a fim de facilitar a resolução de redes reais de grande porte.

Ao tratar o PAC para chaves seccionadoras, a estratégia funciona muito bem devido à independência natural existente entre os alimentadores. Entretanto, essa estratégia não se aplica a alocação de chaves de manobra, sendo que uma determinada chave de manobra pode ser alocada pela metodologia em um alimentador z e não ser alocada em seu alimentador adjacente $z+1$. Por esse motivo, necessita-se de uma estratégia para obter uma solução final factível.

Para solucionar a questão das chaves de manobra, é utilizado um algoritmo de pós-processamento que avalia a solução final. Se uma chave de manobra foi alocada, pelo processo de otimização em um determinado alimentador, a fase de pós-processamento aloca esta chave para os demais alimentadores que compartilham esse mesmo arco normalmente aberto, ou seja, diferentes alimentadores que compartilham um mesmo arco NA são sincronizados em um único estudo. Após a alocação de chaves seccionadoras e de manobras realizada pelo otimizador, uma das tarefas do algoritmo de pós-processamento é adicionar as chaves de manobra, alocadas no processo de otimização em alimentadores adjacentes que compartilham um mesmo arco. Embora essa técnica seja uma heurística, e, por isso, pode acontecer do ótimo global não ser alcançado, é um método simples o suficiente para produzir soluções factíveis de boa qualidade.

Após o processo de otimização, calcula-se a confiabilidade da rede completa para a melhor solução obtida armazenada no indivíduo localizado no topo da árvore, ou seja, o primeiro dos 13 indivíduos da população (Seção 6.2.1). O DEC da rede pode ser calculado através dos valores de DEC de cada alimentador como mostrado na Equação 6.6.

$$DEC = \sum_{z \in Z} N^z \cdot DEC^z_{min}, \tag{6.6}$$
$$DEC = \frac{DEC}{N},$$

sendo z o índice do alimentador, Z o conjunto de alimentadores da rede, N^z o número total de consumidores do alimentador z e N o número total de consumidores da rede completa. Dessa forma, obtem-se a solução do problema de alocação de chaves para a rede completa.

Uma das vantagem de se tratar o problema por alimentador é a possibilidade de garantir a conformidade da solução final em relação a confiabilidade individual de cada um. Quando o PAC

é resolvido com uma restrição de DEC para toda a rede, a metaheurística pode encontrar soluções onde para alguns alimentadores o valor do DEC é muito alto, ou seja possui baixa confiabilidade (caso 1), e para outros alimentadores o valor do DEC está próximo ao limite mínimo (caso 2), indicando confiabilidade alta na rede. Este caso ocorre para suprir a deficiência causada por alimentadores com baixa confiabilidade (caso 1) e conseguir satisfazer a restrição global do DEC. Entretanto, quando o PAC é resolvido da forma proposta neste trabalho todos os alimentadores possuem uma confiabilidade que está a $\delta\%$ da diferença entre o DEC^z_{max} e o DEC^z_{min} acima do DEC^z_{min}, assim como o DEC da rede completa também está a mesma porcentagem acima do DEC_{min}. Normalmente, soluções que possuem conformidade entre os alimentadores, são mais desejáveis que as que não possuem.

Capítulo 7

Estudos de Casos

Neste capítulo, são apresentados estudos de casos efetuados com o objetivo de avaliar a robustez da metodologia proposta para solução do PAC. Os estudos apresentados foram realizados em diferentes cenários para contemplar situações reais das concessionárias de distribuição de energia. Algumas redes de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo foram utilizadas nesses estudos. Os testes foram realizados em um PC com processador Intel $i7$ $3.2GHz$, com $16GB$ de memória RAM. O sistema operacional usado foi o Ubuntu 12.04. Os algoritmos foram implementados na linguagem de programação $C++$.

A Tabela 7.1 mostra os tipos de chaves disponíveis para alocação, que se diferenciam pela capacidade de carga e pelo tipo. Na coluna **tipo**, a letra *M* indica uma chave operada manualmente e a letra *A* indica uma chave automática que pode ser operada remotamente. Todos os tipos de chaves apresentados estão disponíveis nas duas funções: seccionamento e manobra.

Tabela 7.1: Informações gerais das chaves.

ID	Capacidade (A)	Tipo	Custo (R$)
C100	100,0	M	2817,00
C200	200,0	M	3817,00
C400	400,0	M	5017,00
C600	600,0	M	6185,00
A400	400,0	A	25000,00
A600	600,0	A	35000,00

A Tabela 7.2 lista os parâmetros utilizados no método. O custo de energia é um valor médio de compra de energia por concessionárias no Sudeste brasileiro na época do início dos estudos, ou seja, o custo da energia do ponto de vista de concessionárias. O fator de carga (FC) é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado, sendo que $FC \in [0,1]$. O período de amortização é o intervalo de tempo correspondente à amortização do custo das chaves.

Tabela 7.2: Parâmetros complementares.

Parâmetro	Valor	Unidade
Custo de energia	100,00	R$/MWh
Fator de carga	0,6	-
Taxa de juros anual	10,0	%
Período de amortização	15	anos
Taxa de falha	0,18	falhas/km
Tempo de localização (t_1)	0,91	horas
Tempo de localização - automática (t_1)	0,46	horas
Tempo de transferência (t_2)	0,46	horas
Tempo de transferência - automática (t_2)	0,23	horas
Tempo de reparo (t_3)	2,28	horas
Tempo de reparo - automática (t_3)	1,14	horas

A taxa de falha por quilômetro refere-se à probabilidade de ocorrer uma interrupção no período de um ano a cada quilômetro de rede. Dessa forma, conhecendo o comprimento dos trechos (arcos) da rede, é possível determinar a probabilidade de falha de cada um de seus setores. Os tempos de localização, transferência e reparo foram abordados no Capítulo 4, sendo que, neste trabalho, foi considerado que o tempo de operação de chaves automáticas é metade do tempo de operação de uma chave manual. Os valores da taxa de falhas e dos tempos foram ajustados através do FEC e DEC históricos das redes. Os valores dos demais parâmetros, assim como os valores do DEC e FEC históricos, foram fornecidos pela concessionária.

Os valores apresentados nas Tabelas 7.1 e 7.2 correspondem a valores aproximados dos comumente praticados pelo mercado e pelas empresas de distribuição de energia elétrica.

7.1 Características das Redes

Nesta seção, é apresentada uma breve descrição das redes estudadas. As informações da rede elétrica incluem sua topologia, que diz respeito à forma como os elementos da rede se interconectam. Fazem parte da topologia da rede a quantidade de nós, arcos e os componentes presentes na rede, como alimentadores, cabos, subestações e transformadores. As informações sobre a topologia da rede incluem também a quantidade de clientes e a estrutura dos setores da rede.

Como mencionado anteriormente (Capítulo 4), a rede pode ser dividida em setores, sendo essa estrutura muito importante para o cálculo da confiabilidade, devido à forma como o PAC foi formulado e implementado. Por exemplo, se ocorrer uma falha em um determinado setor, é necessário conhecer os demais setores que serão afetados por essa falha. Esses setores são definidos a partir dos equipamentos de proteção presentes na rede e, posteriormente, das chaves que serão alocadas.

Os estudos de casos foram efetuados em redes de distribuição localizadas no estado de São Paulo.

As Tabelas 7.3 e 7.4 resumem características das redes utilizadas, as quais foram denominadas R_1, R_2, R_3, R_4, R_5, R_6 e R_7.

Tabela 7.3: Informações gerais das redes R_1 a R_4.

	R_1	R_2	R_3	R_4
Nós	4.534	20.556	2.895	5.008
Arcos	4.533	20.555	2.894	5.007
Alimentadores	2	28	2	4
Comprimento maior alimentador[km]	272,337	143,048	227,314	225,214
Comprimento total[km]	505,117	1997,380	351,311	504,303
Número total de clientes	8.033	132.101	7.967	21.047
Carga [MW]	7,643	130,65	5,995	19,56

Tabela 7.4: Informações gerais das redes R_5 a R_7.

	R_5	R_6	R_7
Nós	1.887	5.336	2.831
Arcos	1.886	5.335	2.830
Alimentadores	4	12	11
Comprimento maior alimentador	60,859	115,124	28,129
Comprimento total[km]	145,145	575,233	187,887
Número total de clientes	16.466	41.183	68.337
Carga [MW]	12,13	59,70	60,56

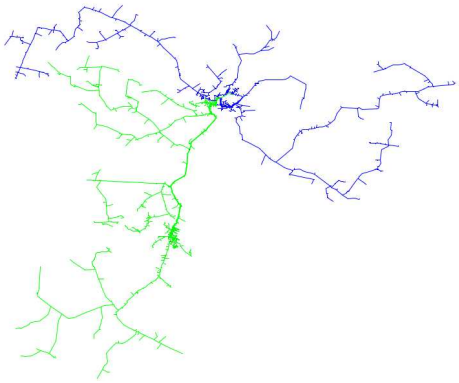
A Figura 7.1 ilustra a topologia de cada rede de estudo, sendo que os alimentadores encontram-se diferenciados por cores.

7.2 Experimentos

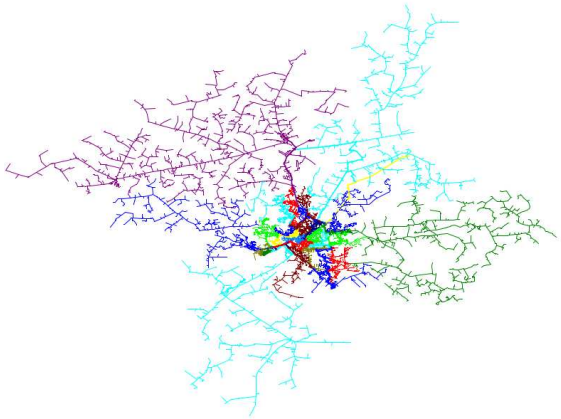
Alguns testes com diferentes cenários são apresentados nesta seção. A performance da metodologia proposta é avaliada e comparada com soluções de referência aplicadas na prática para as redes em estudo. O algoritmo memético também é testado em cenários de melhorias na confiabilidade da rede e expansão de rede.

7.2.1 Cenário 1: Otimização da Rede Completa

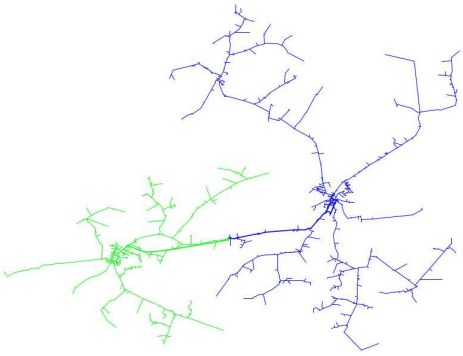
Esse cenário tem o objetivo de mostrar a capacidade da metodologia proposta para resolver o PAC em redes de grande porte. Nos experimentos apresentados a seguir, são consideradas soluções de referência para as redes R_2, R_3, R_4 e R_6. Essas soluções de referência consistem em alocações de chaves implementadas na prática. As redes foram selecionadas para este primeiro estudo procurando contemplar tamanhos e topologias distintas. Dessa forma, foram selecionadas duas redes de tamanho médio com topologias bem diferentes (R_4 e R_6), uma rede de pequeno porte (R_3) e uma rede de grande



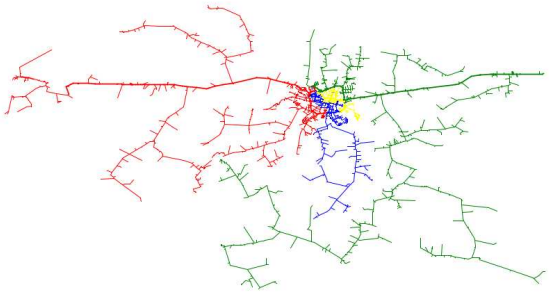
(a) Rede R_1.



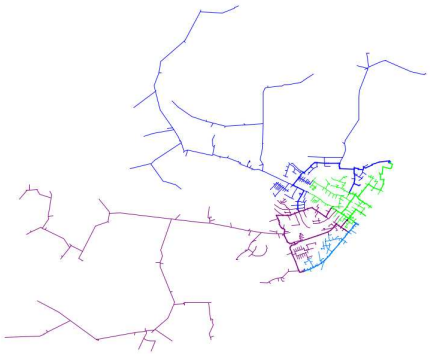
(b) Rede R_2.



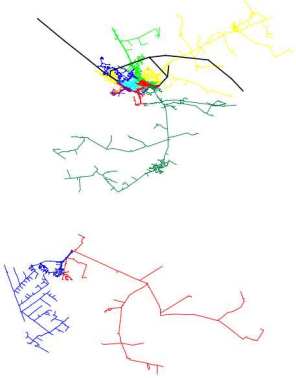
(c) Rede R_3.



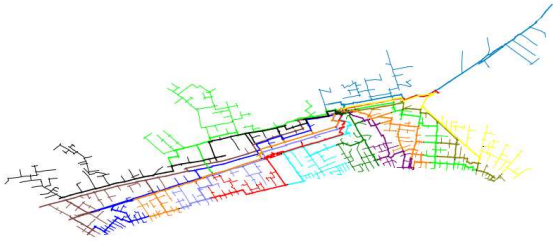
(d) Rede R_4.



(e) Rede R_5.



(f) Rede R_6.



(g) Rede R_7.

Figura 7.1: Redes de estudo.

porte (R_2). O estudo procura mostrar o desempenho da metodologia proposta em redes de diferentes características. São realizadas comparações da solução de referência de cada rede com soluções alternativas obtidas através da execução da heurística construtiva, algoritmo genético e algoritmo memético. Primeiramente, é feita a avaliação da rede com a configuração de chaves em vigor (solução de referência), que possui chaves seccionadoras, de manobra e dispositivos de proteção, mas que não possui chaves automáticas presentes na configuração da rede.

Após a avaliação da confiabilidade da rede com a solução de referência, os algoritmos propostos são executados considerando que a rede possui apenas os dispositivos de proteção (não possui chaves instaladas). Dessa forma, cada heurística proposta (HC, AG e AM) é executada e a melhor solução é armazenada. As Figuras 7.2 a 7.5 mostram as redes deste estudo com seus respectivos dispositivos de proteção. Apesar de os algoritmos propostos não realizarem a alocação desses equipamentos, seus efeitos são percebidos pela metodologia durante a alocação de chaves.

A restrição de DEC imposta para cada rede é calculada de forma a manter o mesmo nível de confiabilidade da solução de referência. O cálculo do DEC é feito como apresentado na Seção 6.3, de forma a garantir a restrição de DEC desejada (Equação 6.5).

Foi estipulado um tempo limite de execução de 5 minutos para a heurística construtiva e 15 minutos para os algoritmos genético e memético, realizando a execução de várias iterações dos mesmos e mantendo a melhor solução. As soluções obtidas pelas três heurísticas propostas são comparadas à solução de referência.

As Tabelas 7.5, 7.6, 7.7 e 7.8 exibem os resultados numéricos para as redes R_2, R_3, R_4 e R_6 respectivamente, sendo que o DEC é o índice de duração média das interrupções do sistema medido em horas/ano; C_{TOTAL} é o custo total da solução obtido através do custo da energia não distribuída adicionado ao custo das chaves alocadas, medido em $R\$/ano$ (Equação 5.1); $\%C_{END}$ é a porcentagem do C_{TOTAL} referente à energia não distribuída; TS é o número total de chaves instaladas/propostas; AS é a quantidade de chaves automáticas instaladas/propostas e CPU é o tempo de execução em minutos. $AS \subseteq TS$.

Cada alimentador é avaliado/otimizado de forma independente. Após cada solução obtida pelo processo de otimização uma chave de manobra alocada em um determinado alimentador da rede é também alocada para seu alimentador vizinho, que compartilha o arco para o qual a chave foi designada (Seção 6.4).

Os resultados obtidos mostram que, para todas as redes, a metodologia proposta encontrou soluções melhores em comparação a sua solução de referência. A Tabela 7.5 apresenta as soluções encontradas para a rede R_2, sua solução de referência possui um custo total igual a $R\$2.774.997,49$, sendo $85,00\%$ do custo referente ao custo da energia não distribuída. A HC obteve uma solução $33,04\%$ melhor que a solução de referência em termos de custo total e uma redução de $48,42\%$ no custo da energia não distribuída. O AG alcançou uma redução de $43,74\%$ no custo total e $64,66\%$ no custo do END. O AM obteve uma solução com redução de $58,30\%$ no custo total e $77,62\%$ no custo do END. É possível observar melhorias substantivas das soluções obtidas pelo algoritmo memético,

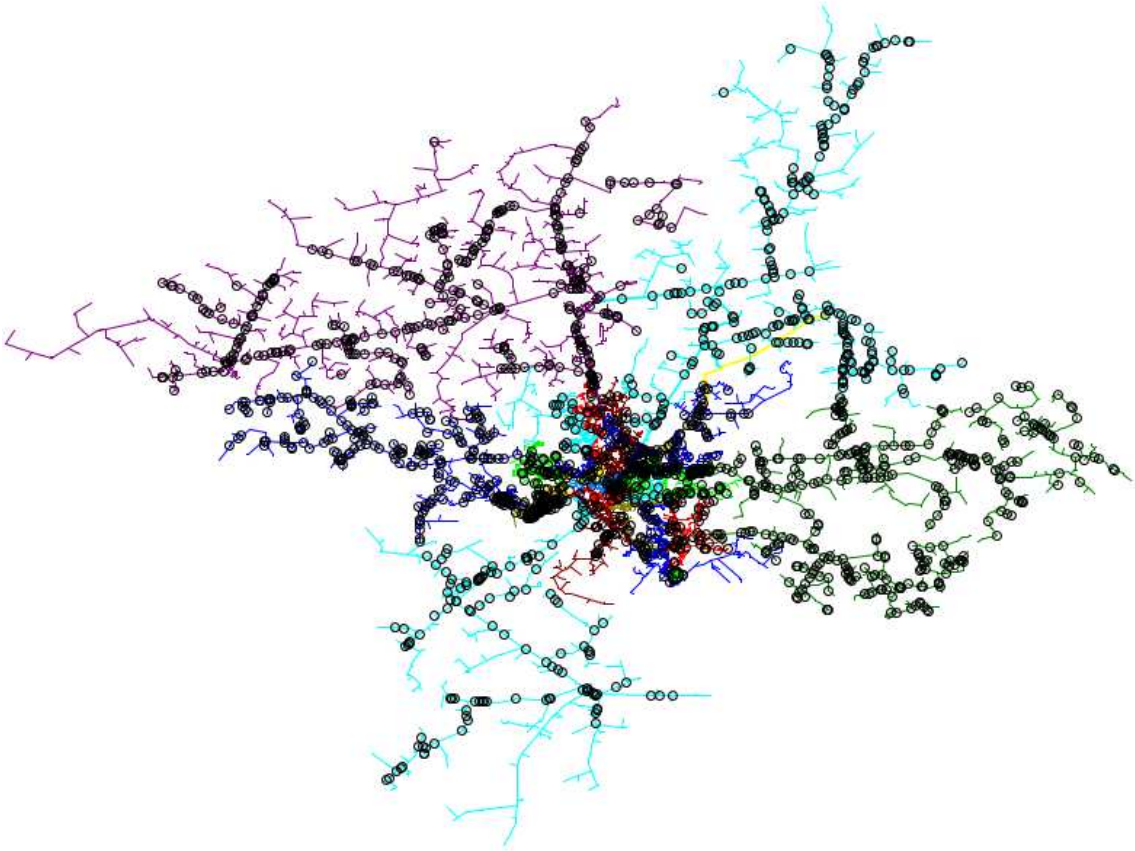


Figura 7.2: Dispositivos de proteção presentes na rede R_2.

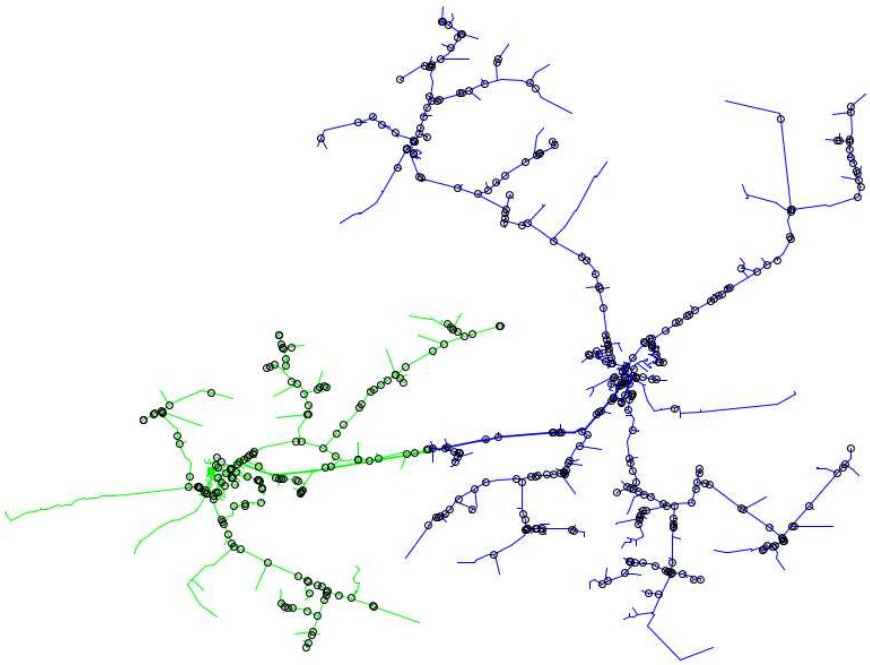


Figura 7.3: Dispositivos de proteção presentes na rede R_3.

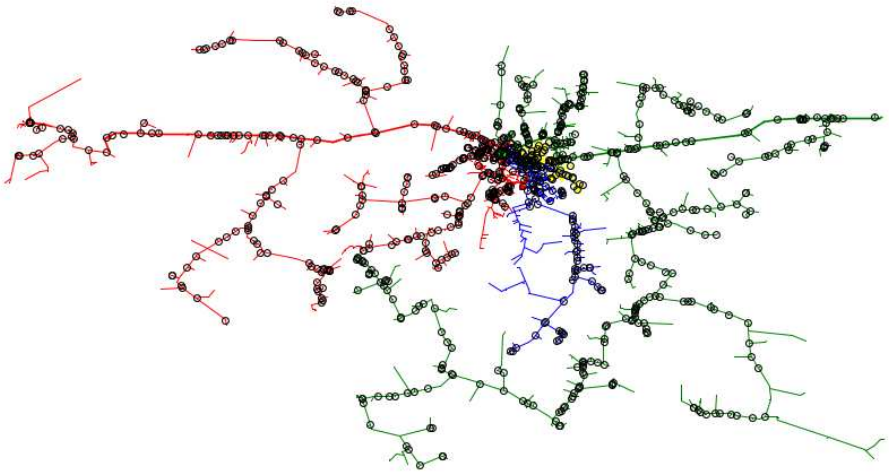


Figura 7.4: Dispositivos de proteção presentes na rede R_4.

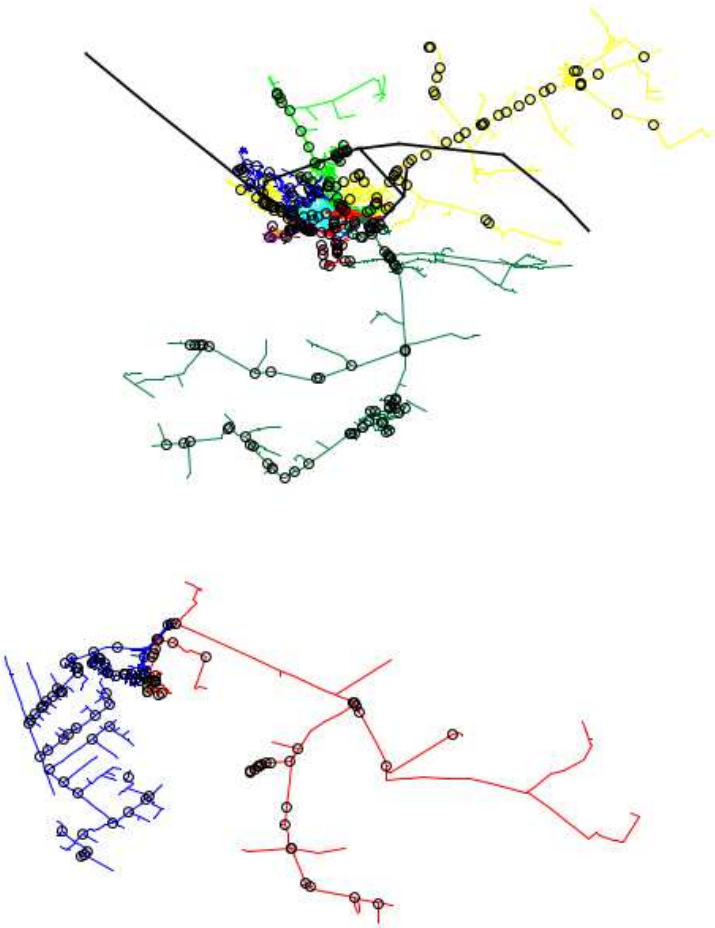


Figura 7.5: Dispositivos de proteção presentes na rede R_6.

Tabela 7.5: Otimização para a rede R_2.

	Solução de Referência			Heurística construtiva				Algoritmo genético				Algoritmo memético			
Alim.	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*
1	8,36	89.129,98 (87,68%)	26 (0)	6,66	65.736,21 (44,68%)	42 (7)	5,19	6,66	54.951,48 (47,28%)	46 (4)	15,00	6,56	40.795,87 (45,90%)	52 (1)	15,00
2	4,80	72.506,50 (83,34%)	27 (0)	5,34	42.597,56 (54,35%)	43 (1)	5,01	4,31	37.089,14 (53,43%)	47 (0)	9,72	4,21	29.141,87 (42,41%)	45 (0)	15,02
3	4,86	59.322,34 (73,23%)	36 (0)	5,39	47.446,52 (77,48%)	27 (0)	1,47	4,66	41.366,01 (58,17%)	36 (1)	2,09	4,45	31.789,58 (49,50%)	44 (0)	15,00
4	7,08	158.790,25 (93,28%)	20 (0)	6,04	56.925,25 (58,14%)	51 (1)	4,43	6,04	59.941,27 (65,18%)	44 (1)	9,32	5,48	42.041,89 (58,17%)	43 (0)	15,01
5	9,05	204.379,63 (92,01%)	36 (0)	8,48	133.170,75 (76,68%)	50 (4)	5,02	7,74	96.684,98 (43,81%)	90 (7)	15,00	7,38	62.880,49 (43,51%)	77 (2)	15,00
6	4,31	12.912,89 (47,48%)	13 (0)	4,66	57.986,06 (96,85%)	03 (0)	0,01	4,73	3.899,40 (40,42%)	04 (0)	0,08	4,52	3.250,06 (17,13%)	06 (1)	0,59
7	4,48	95.114,78 (85,21%)	31 (0)	4,49	53.046,97 (64,84%)	40 (1)	3,20	3,81	48.150,77 (59,11%)	36 (3)	5,27	3,81	36.850,30 (52,71%)	42 (1)	15,03
8	3,87	60.218,23 (79,24%)	28 (0)	3,92	42.277,79 (79,92%)	23 (0)	1,98	3,49	33.974,84 (45,41%)	41 (1)	3,90	3,45	23.206,20 (40,69%)	36 (0)	15,01
9	4,84	47.922,86 (75,80%)	29 (0)	5,17	37.233,22 (65,45%)	28 (1)	4,11	5,11	34.066,63 (74,06%)	25 (0)	10,02	4,51	25.386,26 (51,49%)	35 (0)	15,00
10	6,69	106.859,79 (89,82%)	26 (0)	6,10	57.485,76 (74,18%)	39 (0)	5,04	6,10	57.577,90 (68,43%)	48 (0)	11,69	5,38	44.016,71 (53,54%)	55 (0)	15,08
11	9,54	74.001,62 (66,74%)	56 (0)	9,84	83.021,43 (63,53%)	35 (6)	5,47	9,88	56.824,04 (53,34%)	32 (5)	15,04	8,99	39.686,11 (31,26%)	50 (3)	15,92
12	5,95	124.621,22 (82,91%)	44 (0)	6,77	83.146,74 (70,12%)	57 (1)	4,16	6,47	74.396,58 (61,09%)	61 (2)	4,82	5,38	54500,17 (52,56%)	65 (1)	15,01
13	10,05	246.137,00 (91,67%)	45 (0)	7,97	136.540,96 (44,89%)	101 (12)	8,07	7,79	109.530,59 (39,61%)	95 (10)	15,01	7,88	98.650,71 (41,42%)	90 (8)	15,03
14	20,56	367.702,12 (94,72%)	48 (0)	19,36	214.180,15 (74,14%)	87 (8)	5,88	19,37	199.642,96 (54,84%)	93 (19)	15,18	17,78	139.986,51 (45,39%)	152 (7)	15,23
15	3,68	36.976,37 (74,91%)	19 (0)	3,53	19.278,05 (49,08%)	27 (0)	1,68	3,00	19.930,04 (43,32%)	33 (0)	3,47	2,94	15.918,00 (44,33%)	25 (0)	7,26
16	5,42	104.899,19 (85,33%)	34 (0)	5,28	59.386,83 (54,52%)	63 (1)	3,25	4,71	60.322,99 (47,96%)	57 (3)	3,74	4,62	42.618,43 (47,80%)	55 (0)	15,01
17	4,43	77.813,04 (81,28%)	33 (0)	4,62	53.744,33 (62,29%)	56 (0)	3,82	4,50	49.708,16 (71,10%)	40 (0)	7,20	4,15	36.466,97 (49,77%)	49 (0)	15,02
18	4,91	65.842,47 (74,56%)	36 (0)	5,19	51.598,51 (63,09%)	51 (0)	5,03	5,20	49.171,29 (59,16%)	54 (0)	15,00	4,58	34.263,23 (50,32%)	45 (0)	15,01
19	7,92	135.437,97 (83,84%)	44 (0)	8,67	131.116,56 (80,86%)	44 (3)	5,10	7,72	87.862,44 (61,17%)	68 (3)	6,12	7,65	66.717,59 (57,67%)	74 (0)	15,42
20	10,38	56.570,68 (63,57%)	52 (0)	9,56	79.111,16 (39,56%)	58 (9)	6,43	9,56	61.482,07 (55,12%)	43 (4)	15,03	9,54	47.174,08 (35,72%)	48 (4)	15,76
21	2,09	34.955,29 (77,18%)	18 (0)	2,13	18.213,62 (44,83%)	25 (0)	2,33	1,93	19.753,61 (58,49%)	23 (0)	5,38	1,84	14.325,60 (30,01%)	23 (0)	15,01
22	4,71	63.281,01 (70,93%)	39 (0)	4,80	47.943,81 (70,27%)	38 (0)	3,79	4,33	47.876,02 (45,45%)	52 (2)	4,59	4,43	34.184,98 (48,83%)	46 (0)	15,01
23	3,90	48.872,42 (56,01%)	44 (0)	4,80	42.156,94 (66,82%)	35 (0)	1,81	4,04	37.711,46 (57,84%)	38 (0)	2,72	3,85	28.497,94 (48,03%)	40 (0)	15,00
24	4,96	82.071,72 (71,82%)	49 (0)	5,34	73.007,05 (84,31%)	31 (0)	5,07	4,84	64.614,94 (58,33%)	61 (1)	10,18	4,50	48.817,94 (43,32%)	63 (1)	15,03
25	2,04	5.977,61 (55,86%)	05 (0)	1,03	3.092,47 (21,37%)	06 (0)	0,36	1,03	2.584,11 (20,24%)	05 (0)	1,14	1,03	2.584,11 (20,14%)	05 (0)	2,02
26	2,48	70.761,71 (88,73%)	18 (0)	2,06	20.523,00 (24,76%)	29 (1)	1,07	1,88	15.887,38 (36,37%)	19 (1)	2,82	2,25	11.794,44 (31,90%)	21 (0)	9,60
27	8,08	209.908,77 (93,56%)	32 (0)	6,63	100.241,88 (63,82%)	42 (7)	5,25	6,63	90.280,95 (38,65%)	60 (11)	15,01	6,62	67.262,92 (35,57%)	52 (8)	15,27
28	4,91	62.010,03 (75,86%)	33 (0)	5,44	47.669,39 (48,59%)	50 (2)	5,04	4,57	45.806,32 (43,03%)	55 (2)	15,00	4,71	34.165,25 (42,28%)	53 (0)	15,65
Total	**6,48**	**2.774.997,49 (85,00%)**	**781 (0)**	**6,36**	**1.857.878,98 (65,48%)**	**1160 (65)**	**109,22**	**5,98**	**1.561.088,37 (53,38%)**	**1266 (80)**	**239,66**	**5,65**	**1.156.974,23 (45,61%)**	**1339 (36)**	**383,12**

Tabela 7.6: Otimização para a rede R_3.

	Solução de Referência			Heurística construtiva				Algoritmo genético				Algoritmo memético			
Alim.	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*
1	10,09	59.190,43 (68,20%)	43 (0)	9,93	73.075,11 (71,69%)	24 (4)	6,69	9,94	68,223,83 (55,24%)	42 (5)	15,11	9,42	56.473,30 (43,57%)	61 (3)	15,04
2	6,92	48.687,03 (60,69%)	36 (0)	7,10	43.974,17 (79,18%)	24 (0)	6,02	7,10	35.751,97 (74,40%)	24 (0)	15,01	6,72	29.281,04 (48,05%)	40 (0)	15,07
Total	**8,70**	**107.877,45 (64,81%)**	**79 (0)**	**8,69**	**117.049,28 (74,50%)**	**48 (4)**	**12,71**	**8,70**	**103.975,80 (61,83%)**	**66 (5)**	**30,13**	**8,24**	**85.754,34 (45,10%)**	**101 (3)**	**30,11**

Tabela 7.7: Otimização para a rede R_4.

	Solução de Referência			Heurística construtiva				Algoritmo genético				Algoritmo memético			
Alim.	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*
1	8,00	80.154,87 (70,79%)	55 (0)	8,77	88.054,52 (82,88%)	38 (0)	5,04	8,49	80.459,48 (40,12%)	79 (6)	15,11	7,82	42.934,83 (56,06%)	40 (1)	16,08
2	3,76	30.393,36 (37,76%)	41 (0)	3,75	18.288,51 (68,18%)	16 (0)	3,00	3,75	17.234,56 (66,24%)	16 (0)	10,48	3,71	17.638,58 (50,65%)	19 (1)	15,01
3	6,60	65.368,16 (67,22%)	49 (0)	6,52	44.716,17 (68,18%)	36 (0)	5,11	6,52	44.427,36 (52,03%)	53 (0)	10,34	5,98	33.051,45 (53,03%)	39 (1)	15,01
4	6,35	29.797,31 (48,95%)	32 (0)	5,69	43.286,04 (25,04%)	62 (3)	5,16	5,69	30.974,59 (44,40%)	15 (4)	15,16	5,69	28.684,65 (39,90%)	27 (2)	15,21
Total	**6,18**	**205.713,71 (61,61%)**	**155 (0)**	**6,18**	**194.345,25 (65,23%)**	**150 (3)**	**18,32**	**6,12**	**173.096,00 (46,54%)**	**161**	**51,11**	**5,79**	**122.309,52 (50,67%)**	**124 (4)**	**61,32**

Tabela 7.8: Otimização para a rede R_6.

	Solução de Referência			Heurística construtiva				Algoritmo genético				Algoritmo memético			
Alim.	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*	*DEC*	C_{TOTAL} (%C_{END})	*TS* (*AS*)	*CPU*
1	5,86	80.701,88 (70,52%)	43 (0)	6,58	78.956,36 (59,31%)	49 (4)	5,19	5,55	72.486,61 (37,44%)	75 (6)	15,00	5,80	50.954,33 (44,40%)	61 (2)	15,02
2	0,91	7.919,92 (66,97%)	04 (0)	0,79	6.072,58 (51,21%)	03 (1)	0,10	0,80	6.008,83 (37,16%)	4 (1)	0,77	0,80	6.008,83 (37,16%)	04 (1)	0,26
3	4,50	75.984,28 (60,57%)	57 (0)	4,60	63.955,14 (67,85%)	43 (1)	3,08	4,39	56.057,87 (47,79%)	54 (3)	4,41	4,33	42.293,92 (43,83%)	56 (0)	15,01
4	7,45	143.156,05 (85,48%)	36 (0)	7,21	101.555,11 (51,65%)	69 (8)	5,15	7,11	102.291,25 (38,01%)	77 (12)	15,05	7,12	65.410,70 (51,32%)	66 (2)	15,07
5	11,12	250.421,29 (92,99%)	31 (0)	10,43	145.057,92 (81,34%)	41 (4)	5,13	10,36	112.417,33 (49,79%)	83 (12)	15,00	10,03	70.254,24 (60,01%)	58 (2)	15,04
6	1,36	21.128,33 (77,05%)	08 (0)	0,93	6.232,88 (24,09%)	12 (0)	0,28	0,88	6.477,03 (20,76%)	9 (1)	1,28	0,92	5.163,96 (36,02%)	08 (0)	1,05
7	2,40	20.611,13 (63,67%)	14 (0)	2,34	12.183,46 (59,20%)	13 (0)	0,84	2,10	11.317,52 (38,29%)	14 (1)	3,14	2,14	8.646,51 (33,32%)	15 (0)	5,39
8	4,04	49.039,68 (60,43%)	38 (0)	4,49	47.951,15 (56,28%)	42 (2)	2,11	4,04	40.736,48 (56,48%)	41 (1)	5,84	3,86	32.065,95 (44,87%)	47 (0)	12,75
9	4,54	49.319,36 (60,47%)	34 (0)	4,53	37.392,44 (53,03%)	47 (0)	4,81	4,02	37.094,90 (46,37%)	56 (0)	12,59	4,02	28.072,11 (49,40%)	40 (0)	15,01
10	3,79	56.808,66 (76,12%)	25 (0)	3,68	35.231,65 (56,65%)	34 (1)	2,25	3,70	31.332,18 (61,67%)	32 (0)	5,65	3,40	21.965,40 (46,36%)	31 (0)	15,00
11	5,62	40.142,42 (66,02%)	27 (0)	4,79	34.475,64 (36,28%)	48 (2)	5,33	4,90	27.700,28 (56,71%)	25 (1)	15,01	4,74	24.889,33 (42,99%)	28 (2)	15,02
12	3,02	177.665,45 (96,54%)	13 (0)	2,51	29.784,60 (21,74%)	28 (4)	5,10	2,52	28.359,27 (36,00)	18 (4)	15,00	2,41	19.991,41 (31,10%)	19 (2)	15,04
Total	**5,82**	**972.898,46 (81,77%)**	**284 (0)**	**5,76**	**598.848,93 (59,82%)**	**418 (27)**	**39,43**	**5,45**	**532.279,55 (43,59%)**	**470 (40)**	**108,85**	**5,40**	**375.716,69 (47,70%)**	**413 (11)**	**139,86**

em comparação com a solução representativa e com as soluções obtidas pelas metodologias mais simples: a heurística construtiva e o algoritmo genético.

A Tabela 7.6 mostra os resultados obtidos para a rede R_3. Sua solução de referência possui um custo de *R*\$107.877,45, sendo 64,81% adivindo de energia não distribuída. Para esta rede, a HC não conseguiu atingir uma redução no custo da solução com o limite de tempo estipulado comparado ao custo da solução de referência. O AG propôs uma solução com redução de 3,62% no custo total e de 8,05% no custo da energia não distribuída. O AM encontrou uma solução com redução de 20,50% e 44,68% no custo total e no custo da energia não distribuída, respectivamente. As soluções obtidas para R_3 também melhoraram gradativamente, com exceção da solução proposta pela HC. problema proposto. A redução da quantidade de chaves é uma característica importante da solução do PAC dado que a manutenção posterior desses equipamentos será uma tarefa mais fácil de gerenciar utilizando a solução proposta pelo AM.

Os resultados apresentados na Tabela 7.7 dizem respeito a rede R_4, que possui uma solução de referência com custo igual a *R*\$205.713,71 sendo 61,61% relacionado ao custo da END. Para esta rede, a HC, AG e AM encontraram soluções com reduções no custo total de 5,52%, 15,85% e 40,54%, respectivamente. As reduções obtidas no custo da energia não distribuída foram de 0,00%, 36,43% e 41,09%, respectivamente. As soluções encontradas para a rede R_4 apresentaram melhorias significativas no custo, em especial quando adota-se a metodologia completa representada pelo algoritmo memético.

Na Tabela 7.8, são apresentados os resultados para a rede R_6. Sua solução de referência possui um custo de *R*\$972.898,46 sendo 81,77% do custo as perdas por END. As heurísticas propostas (HC, AG e AM) obtiveram reduções muito expressivas para esta rede, de 38,44%, 45,28% e 61,38% no custo total e 54,96%, 70,83% e 77,47% no custo do END, respectivamente.

Apesar de a metodologia inicialmente tratar cada alimentador de forma independente, é importante ressaltar que o método proposto busca uma otimização da rede completa através da maneira como a restrição de DEC é tratada (Seção 6.3) e também pelo processo de pós-otimização (Seção 6.4) para compatibilização das chaves de manobra. Por esse motivo, é possível que o resultado de

um alimentador específico seja pior quando comparado ao da solução de referência para o mesmo alimentador. Essa desvantagem local compensa-se pelo resultado da rede completa, a qual está sendo avaliada e otimizada pela metodologia. A Tabela 7.9 resume as reduções no custo total e no custo da energia não distribuída, comparando a solução de referência de cada rede com as soluções obtidas pelas heurísticas propostas. A Tabela 7.10 mostra a quantidade de chaves seccionadoras (NF) e chaves de manobra (NA) presente na solução total, alocadas por cada heurística e também na solução de referência.

Tabela 7.9: Reduções de custos alcançadas pelas metodologias propostas.

	Heurística construtiva		**Algoritmo genético**		**Algoritmo memético**	
Rede	C_{TOTAL}	$\%C_{END}$	C_{TOTAL}	C_{END}	C_{TOTAL}	C_{END}
R_2	33,04%	48,42%	43,74%	64,66%	58,30%	77,62%
R_3	-8,50%	-24,72%	3,62%	8,05%	20,50%	44,68%
R_4	5,52%	0,00%	15,85%	36,43%	40,54%	51,09%
R_6	38,44%	54,96%	45,28%	70,83%	61,38%	77,47%

C_{TOTAL} - Melhoria no custo total (Eq. 5.1) comparada à solução de referência.
C_{END} - Melhoria no custo do END comparada à solução de referência.

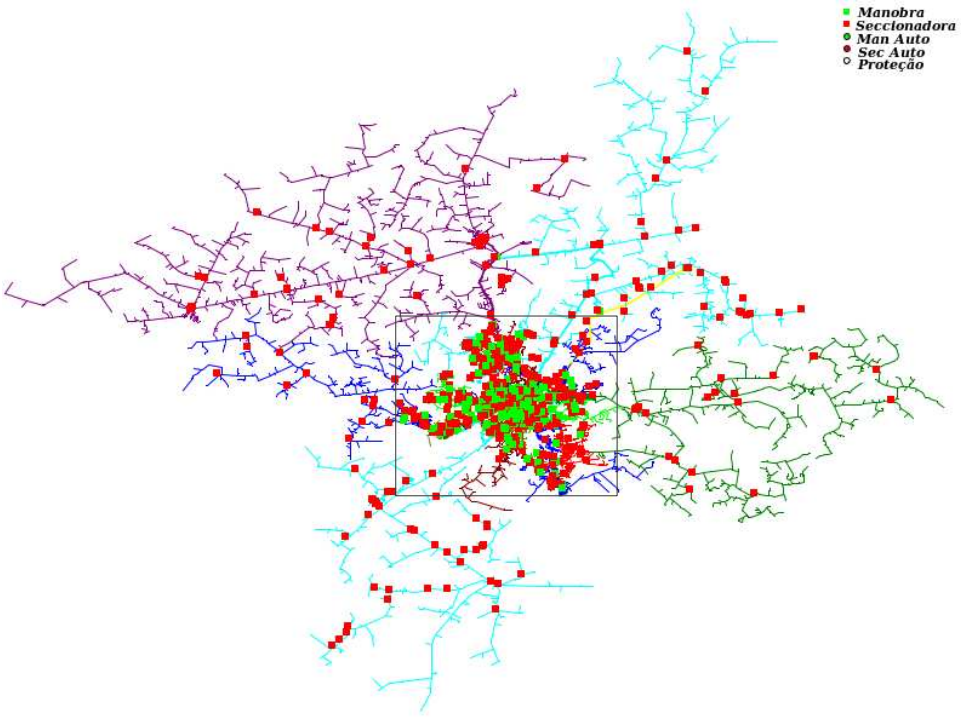
Tabela 7.10: Número de chaves seccionadoras e de manobra presente nas soluções.

	Solução de referência			**Heurística construtiva**			**Algoritmo genético**			**Algoritmo memético**		
Rede	DEC	NF	NA	DEC	NF	NA	DEC	NF	NA	DEC	NF	NA
R_2	6,48	564	217	6,36	1132	28	5,98	1216	50	5,65	1282	57
R_3	8,70	69	10	8,69	45	3	8,70	64	2	8,24	97	4
R_4	6,18	115	40	6,18	147	3	6,12	159	2	5,79	123	1
R_6	5,82	214	70	5,76	403	15	5,45	449	21	5,40	390	23

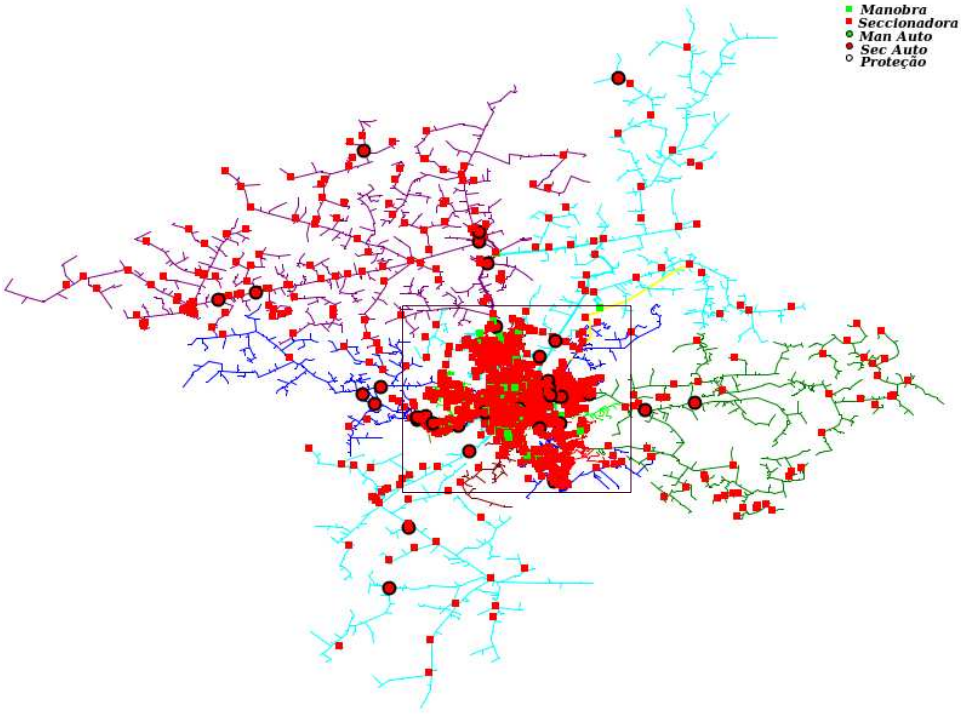
As Figuras 7.6 a 7.12 ilustram os resultados obtidos para cada uma das redes, comparando a solução de referência com a solução obtida pelo algoritmo memético. Estas figuras mostram especialmente a posição da alocação de chaves nas redes e seus tipos antes e após o processo de otimização. Exceto para a rede R_3 (Figura 7.8), que é a menor das redes em estudo, as soluções para as demais redes também são apresentadas imagens em maior escala nas regiões de maior densidade de chaves alocadas (Figuras 7.7, 7.10 e 7.12).

7.2.2 Cenário 2: Otimização Parcial da Rede com Melhorias Incrementais na Confiabilidade

Este estudo de caso aborda um cenário cujo objetivo é a realização de melhorias incrementais na confiabilidade em redes que já possuem um conjunto de chaves alocadas. Em cenários reais, as concessionárias de distribuição de energia nem sempre estão dispostas a remover ou reposicionar as

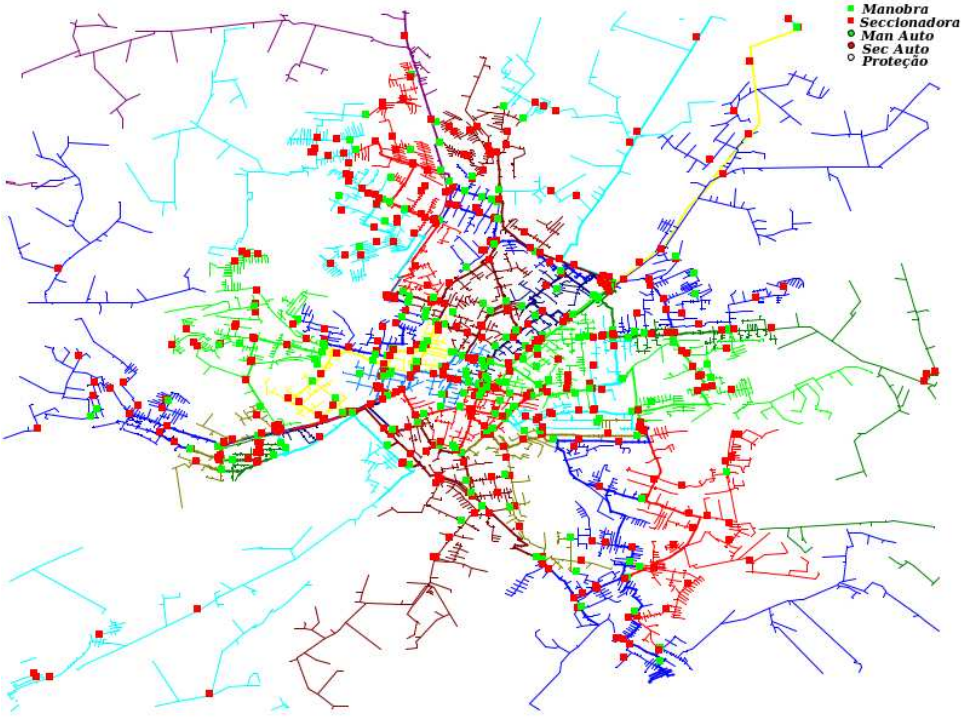


(a) Rede R_2 - Solução de referência.

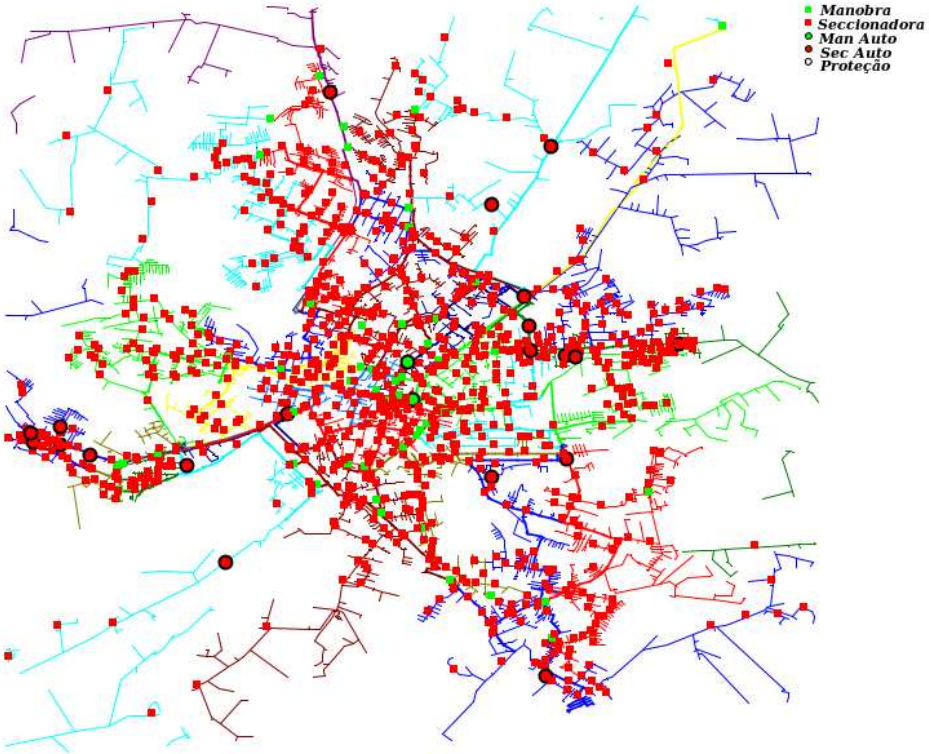


(b) Rede R_2 - Solução AM.

Figura 7.6: R_2 - Solução de referência versus Solução AM.

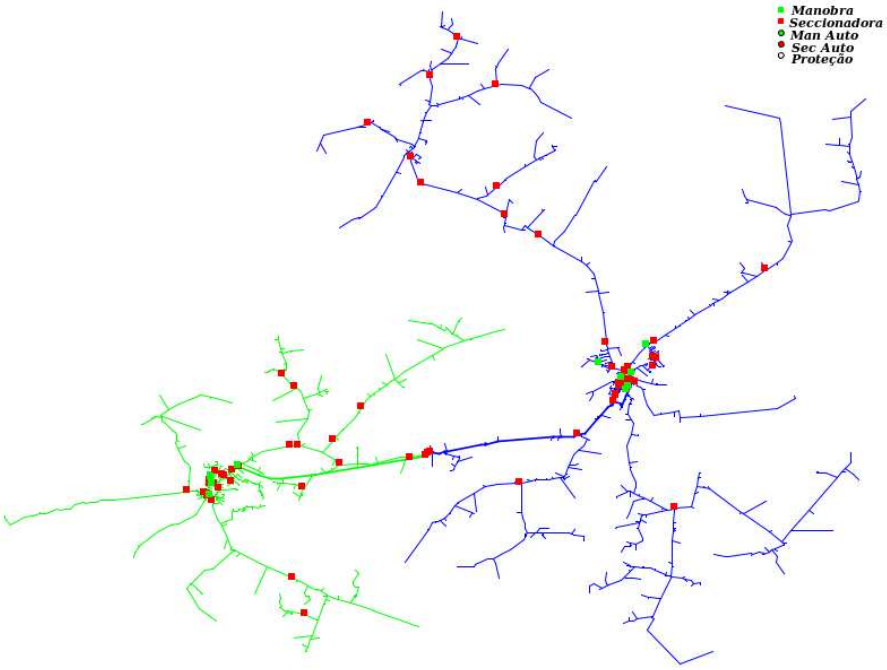


(a) Rede R_2 - Solução de referência em maior escala.

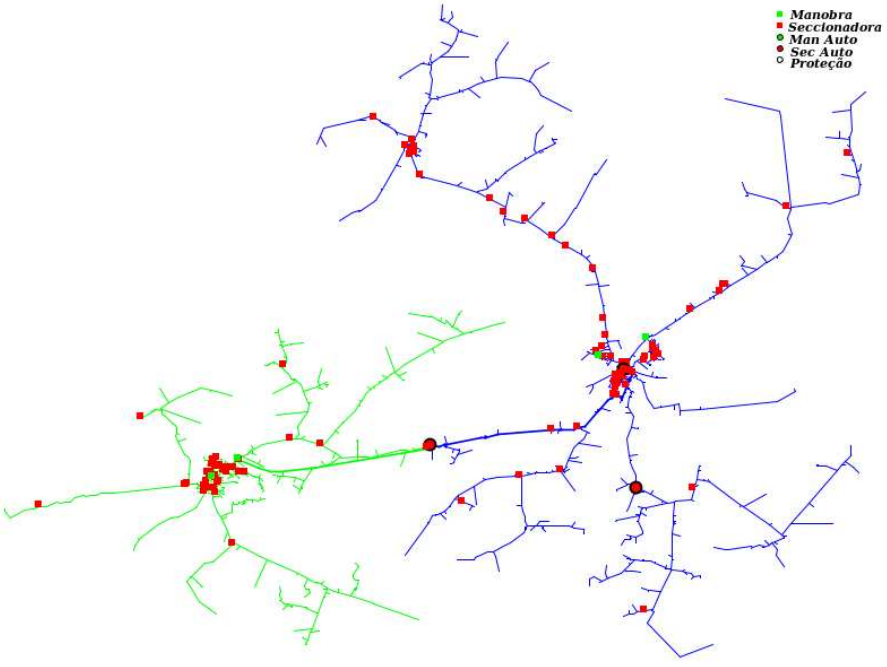


(b) Rede R_2 - Solução AM em maior escala.

Figura 7.7: R_2 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala.

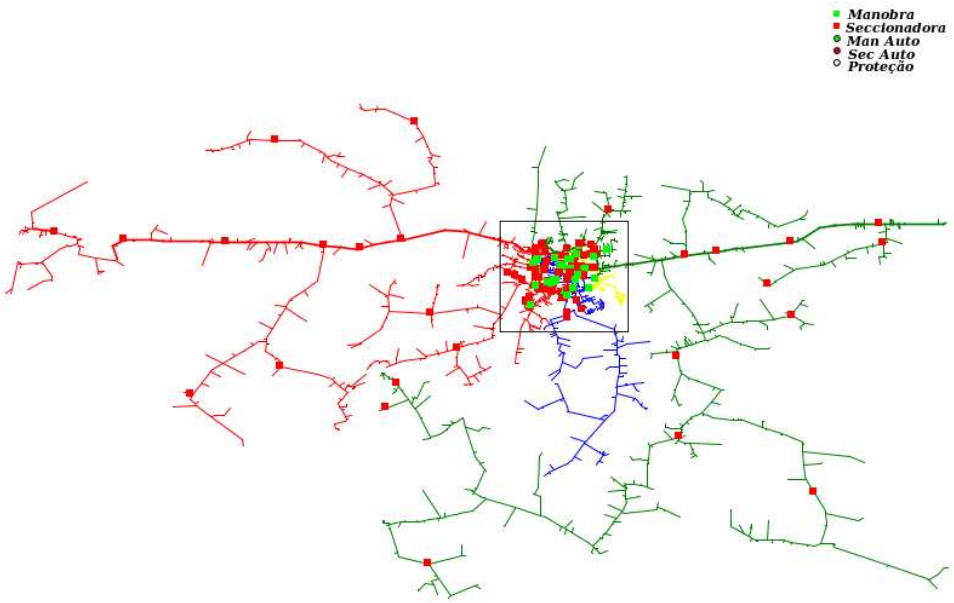


(a) Rede R_3 - Solução de referência.

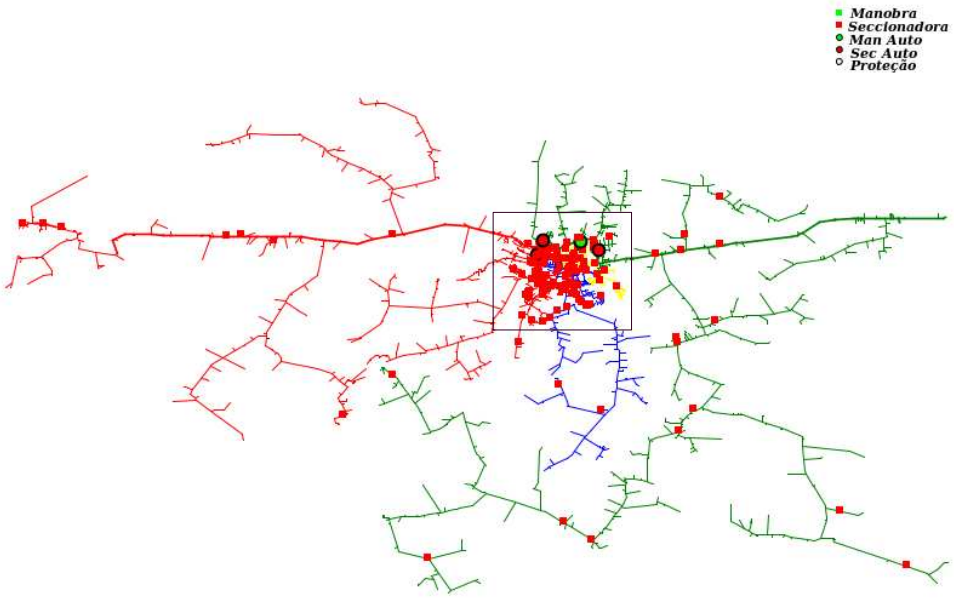


(b) Rede R_3 - Solução AM.

Figura 7.8: R_3 - Solução de referência versus Solução AM.

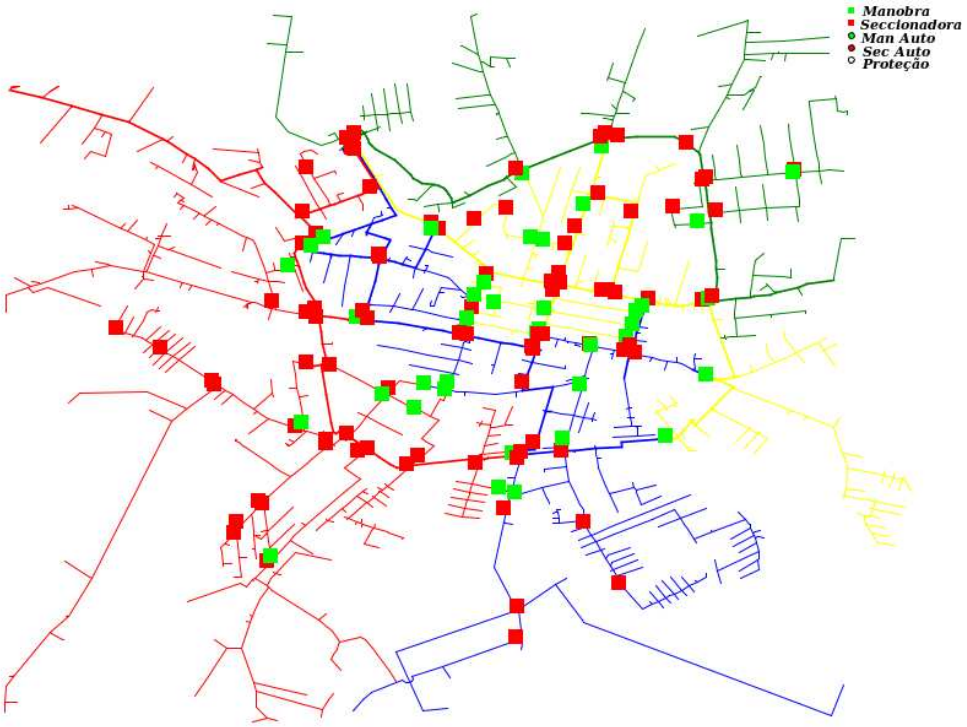


(a) Rede R_4 - Solução de referência.

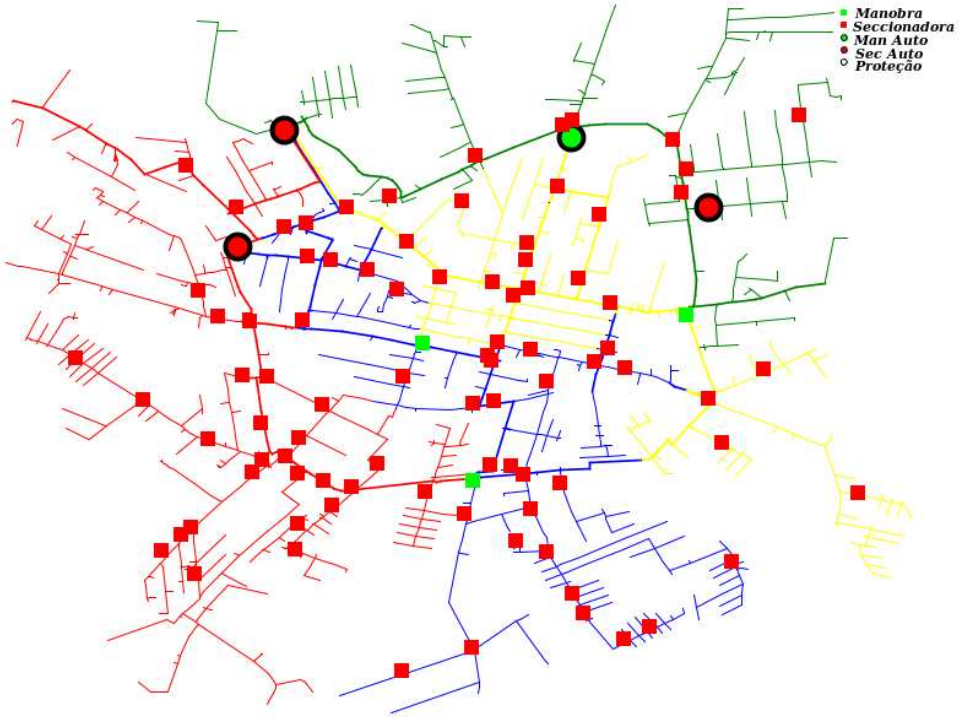


(b) Rede R_4 - Solução AM.

Figura 7.9: R_4 - Solução de referência versus Solução AM.

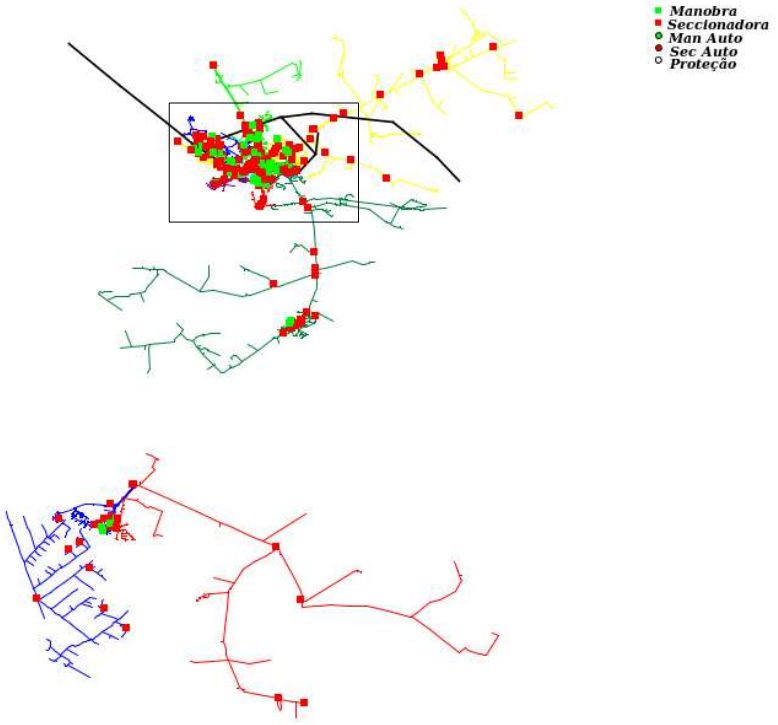


(a) Rede R_4 - Solução de referência em maior escala.

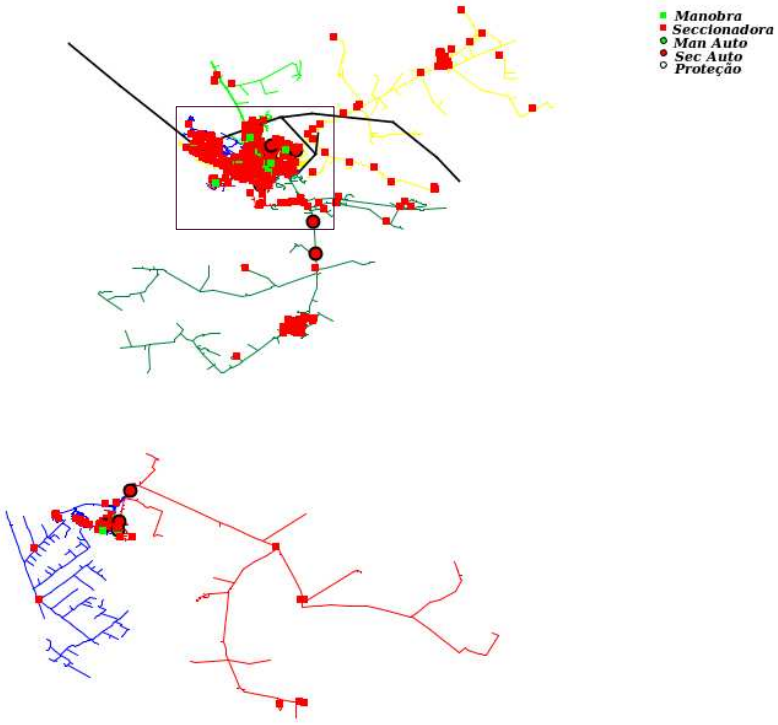


(b) Rede R_4 - Solução AM em maior escala.

Figura 7.10: R_4 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala.

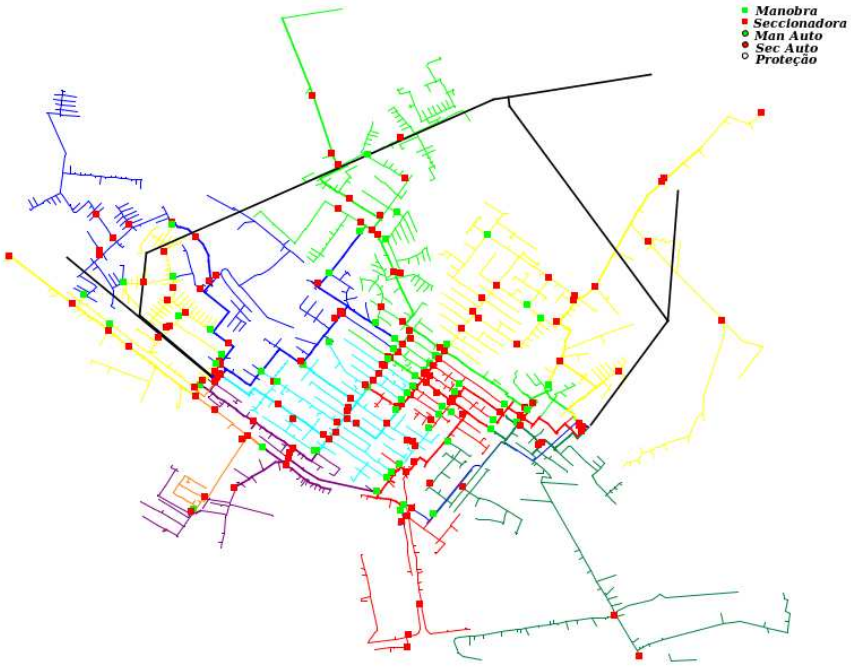


(a) Rede R_6 - Solução de referência.

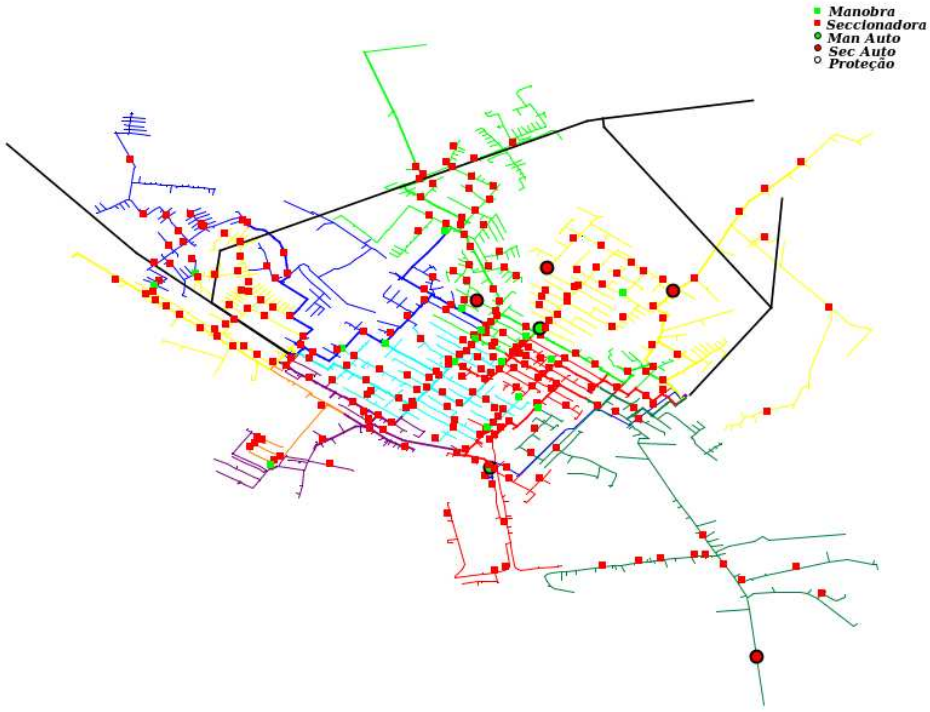


(b) Rede R_6 - Solução AM.

Figura 7.11: R_6 - Solução de referência versus Solução AM.



(a) Rede R_6 - Solução de referência em maior escala.



(b) Rede R_6 - Solução AM em maior escala.

Figura 7.12: R_6 - Solução de referência versus Solução AM em maior escala.

chaves já instaladas. Desse modo, este estudo fixa as chaves e os dispositivos de proteção existentes na solução de referência em redes descritas na Seção 7.1. Fixando as chaves existentes, o algoritmo memético passa a determinar as posições de novas chaves, a fim de melhorar a confiabilidade da rede com o menor investimento possível (custo mínimo). As Tabelas 7.11 e 7.12 mostram a quantidade de chaves e o custo incremental necessário para atender reduções percentuais no DEC para as redes R_3 e R_6, respectivamente.

Tabela 7.11: Melhoria na confiabilidade para rede $R3$.

DEC_{lim}	DEC (ΔD)	C_{TOTAL} (ΔC)	TS	AS
7,74	7,69 (-11,60%)	75.443,44 (69,93%)	133	8
7,65	7,63 (-12,29%)	94.411,62 (87,51%)	148	13
7,56	7,55 (-13,21%)	111.930,75 (103,75%)	173	20
7,48	7,48 (-14,00%)	120.248,22 (111,46%)	168	16
7,39	7,36 (-15,40%)	148.554,80 (137,70%)	166	30
7,30	7,30 (-16,00%)	170.413,41 (157,96%)	176	37
7,22	7,22 (-17,00%)	246.007,48 (228,04%)	198	60
7,13	7,13 (-18,0%)	307.178,31 (284,74%)	232	76
7,04	7,04 (-19,00%)	331.554,59 (307,34%)	223	88
6,96	6,96 (-20,00%)	400.622,68 (371,36%)	254	106

DEC (horas/ano). Custos ($R\$/ano$).

Tabela 7.12: Melhoria na confiabilidade para rede $R6$.

DEC_{lim}	DEC (ΔD)	C_{TOTAL} (ΔC)	TS	AS
5,18	5,11 (-12,19%)	257.774,23 (26,49%)	569	8
5,12	5,09 (-12,54%)	265.988,12 (27,33%)	548	12
5,06	5,04 (-13,40%)	295.262,45 (30,34%)	578	19
5,00	4,99 (-14,26%)	299.137,61 (30,74%)	566	21
4,94	4,92 (-15,46%)	313.992,84 (32,27%)	583	26
4,88	4,86 (-16,49%)	338.743,77 (34,81%)	580	33
4,83	4,80 (-17,52%)	360.960,74 (37,10%)	511	38
4,77	4,75 (-18,38%)	374.629,16 (38,50%)	605	44
4,71	4,69 (-19,41%)	395.417,08 (40,64%)	602	50
4,65	4,64 (-20,27%)	410.675,95 (42,21%)	606	58

DEC (horas/ano). Custo ($R\$/ano$).

Nas tabelas de resultados, a coluna *Restrição DEC* mostra os valores das novas restrições de DEC, a coluna *DEC (ΔD)* apresenta o DEC atingido e o valor do ΔD é a variação no DEC com relação à solução de referência. A coluna *C_{TOTAL} (ΔC)* apresenta o custo total adicional para atender a nova restrição de DEC imposta, sendo ΔC a variação no custo total da solução com relação ao custo total da solução de referência. A coluna TS é o número total de chaves presentes na solução proposta e a coluna AS é o número de chaves automáticas adicionadas à solução. $AS \subseteq TS$.

As redes escolhidas para esse estudo são uma rede com 2.895 nós ($R3$) e uma rede com 5.336 nós ($R6$). As Figuras 7.13 e 7.14 apresentam uma outra perspectiva sobre o compromisso entre o custo e o DEC para as redes R_3 e R_6, respectivamente.

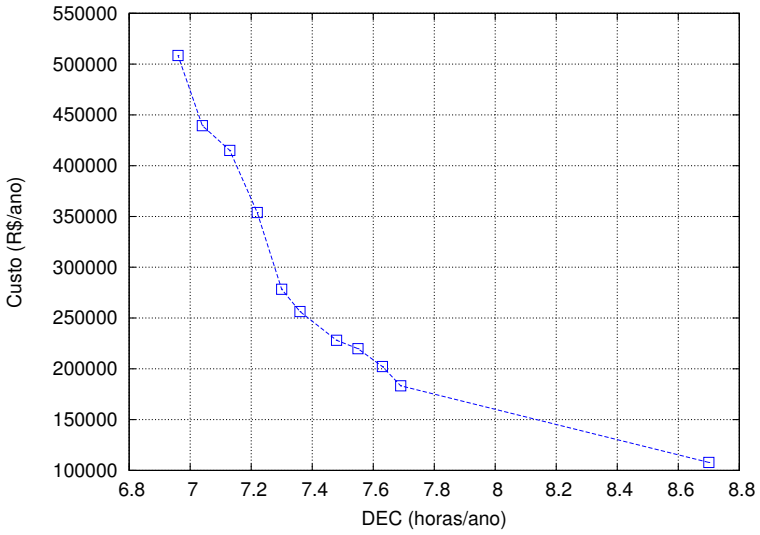


Figura 7.13: Compromisso entre Custo e DEC para rede R_3.

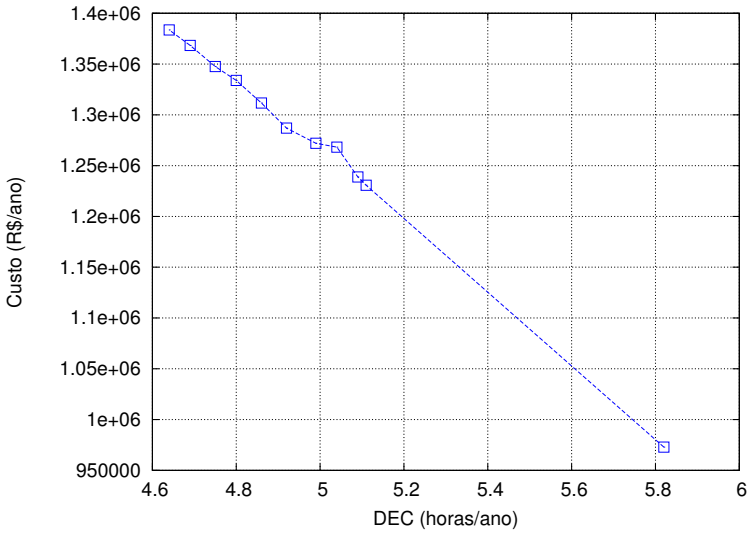


Figura 7.14: Compromisso entre Custo e DEC para rede R_6.

O estudo apresentado mostra a capacidade da metodologia proposta em melhorar a confiabilidade de soluções existentes com o menor custo possível. Analisando os resultados mostrados nas Tabelas 7.11 e 7.12, observa-se que as chaves automáticas são dispositivos importantes para aumentar a confiabilidade da rede, particularmente para restrições apertadas de DEC (confiabilidade alta). A diferença no ganho referente ao tempo de restauração do sistema compensa o custo mais elevado de uma chave automática.

Os gráficos apresentados nas Figuras 7.13 e 7.14 facilitam a interpretação dos dados numéricos. Esses gráficos também fornecem informações valiosas que auxiliam no estabelecimento de DECs limites junto à ANEEL, pois mostram os investimentos necessários para atingir o padrão de confiabilidade exigido pelo órgão regulamentador.

As Figuras 7.15 e 7.16 mostram os resultados de alocação de chaves para as redes R_2, R_3 e R_6 após a primeira e a última redução no limite de DEC. Estas figuras reforçam os resultados numéricos, mostrando que a quantidade de chaves requeridas para atingir um grande aumento na confiabilidade da rede (em torno de 20%) é elevado, e que as chaves automáticas desempenham um papel importante nesse processo.

7.2.3 Cenário 3: Otimização Local com Expansão da Rede

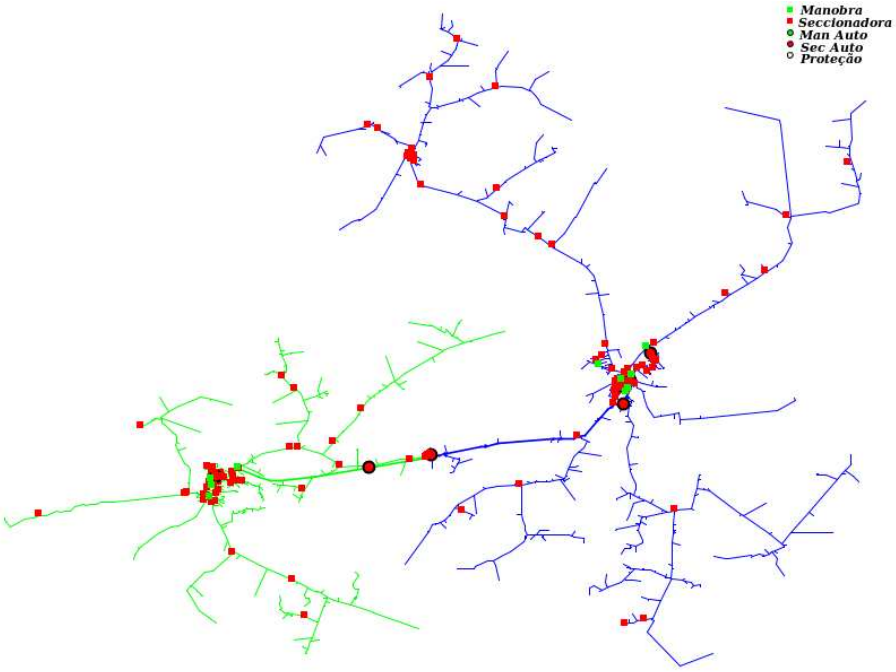
Devido ao desenvolvimento natural das cidades, mudanças irregulares na demanda de energia implicam em alterações na rede de distribuição de energia, levando a uma expansão e/ou redefinição das redes. Este estudo de caso demonstra a possibilidade de a metodologia proposta ser utilizada para solucionar o PAC em redes em expansão, um problema comumente enfrentado pelas companhias de distribuição de energia. As chaves e os dispositivos de proteção existentes na rede são fixados, tanto em quantidade quanto em posição. Novas chaves adicionais são então propostas para novo(s) alimentador(es) da rede em expansão.

Neste estudo são usadas as redes R_1, R_5 e R_7. O objetivo é realizar uma alocação ótima de chaves no(s) novo(s) alimentador(es) sem alterar a configuração de chaves da região existente, com a restrição de que a rede expandida deve manter a confiabilidade prévia à expansão, ou seja, o valor total do DEC não pode exceder o valor corrente.

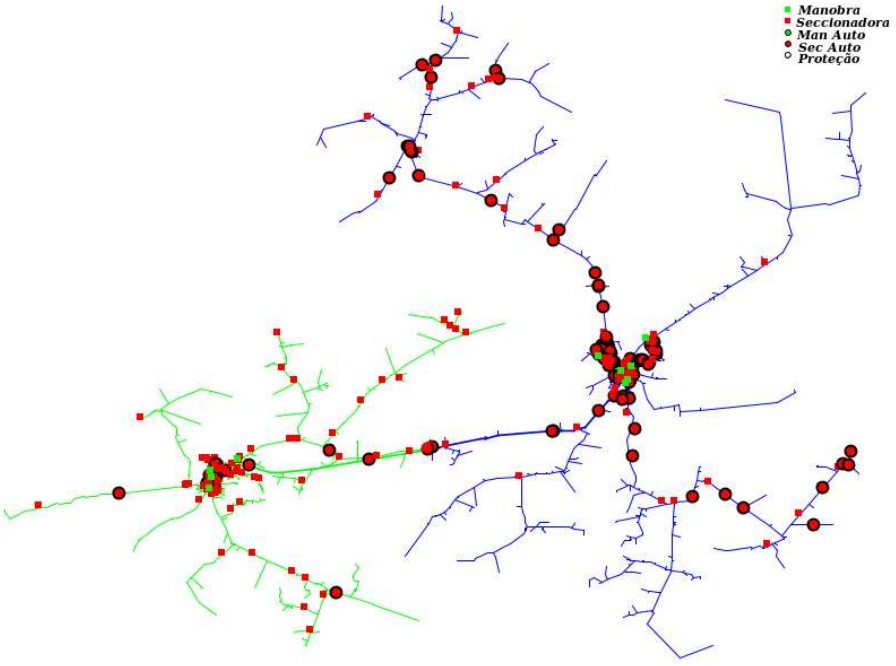
As Figuras 7.17, 7.18 e 7.19 mostram as redes deste estudo com seus respectivos dispositivos de proteção.

O estudo contempla redes em expansão com diferentes características. A rede R_1 possui 2 alimentadores e é inserido um novo alimentador com 2.545 nós, 3.970 clientes, comprimento igual a $298,50$ km e uma carga de $4,15$ MW. A rede R_5 inicialmente possui 4 alimentadores e, após a expansão, conterá uma nova região com mais 4 alimentadores. Essa região possui no total 2.270 nós, 14.108 clientes, comprimento igual a $157,74$ km e uma carga de $12,13$ MW. A rede R_7 inicialmente contém 11 alimentadores, mas será expandida pela adição de uma região de comprimento igual a $167,56$ km, com 3.375 nós, 16 alimentadores, 108.766 clientes e $86,77$ MW de carga.

O algoritmo memético proposto foi a metodologia utilizada neste estudo com um tempo limite de execução de 15 minutos. As Tabelas 7.13, 7.14 e 7.15 apresentam a avaliação da confiabilidade das redes em estudo antes da expansão e os resultados de alocação de chaves para as novas regiões das redes, R_1, R_5 e R_7, respectivamente. Nesse cenário, o limite de DEC é fixado para manter o mesmo nível de confiabilidade da rede antes da expansão, sendo então definidos para as redes R_1, R_5 e R_7 valores de $DEC_{lim} = 13,39$, $DEC_{lim} = 4,25$ e $DEC_{lim} = 3,96$, respectivamente.

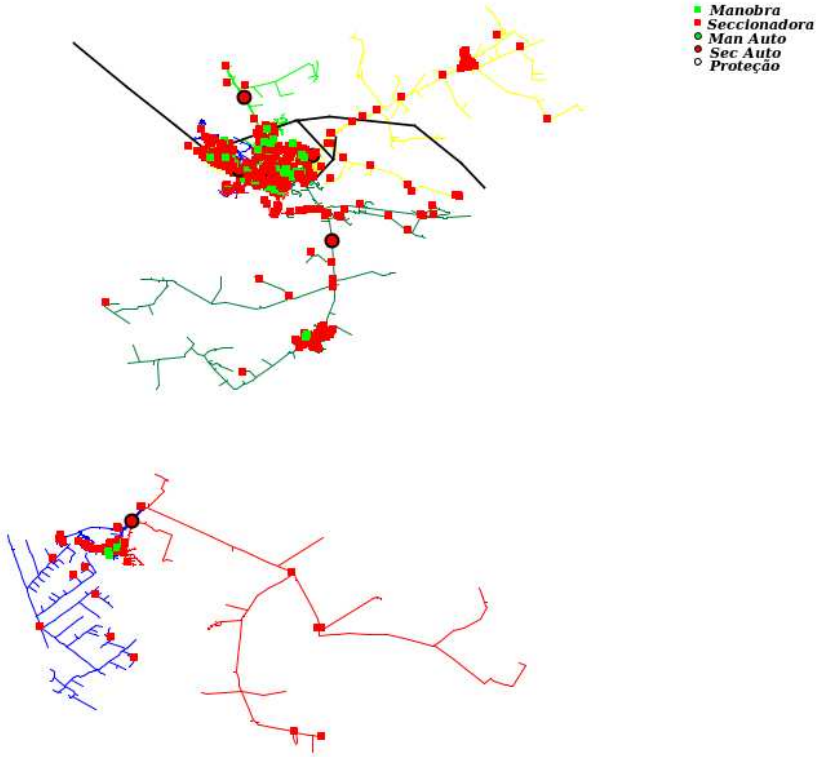


(a) Rede R_3 com redução de 11,60% no DEC.

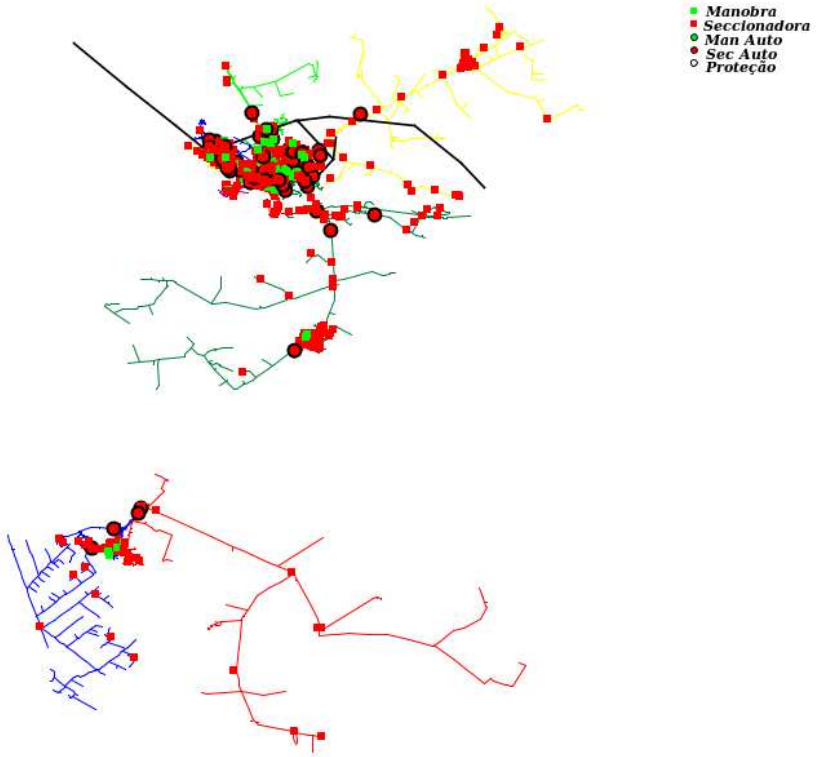


(b) Rede R_3 com redução de 20,00% no DEC.

Figura 7.15: Soluções do PAC para a rede R_3 - Cenário 2.



(a) Rede R_6 com redução de 12,19% no DEC.



(b) Rede R_6 com redução de 20,27% no DEC.

Figura 7.16: Soluções do PAC para a rede R_6 - Cenário 2.

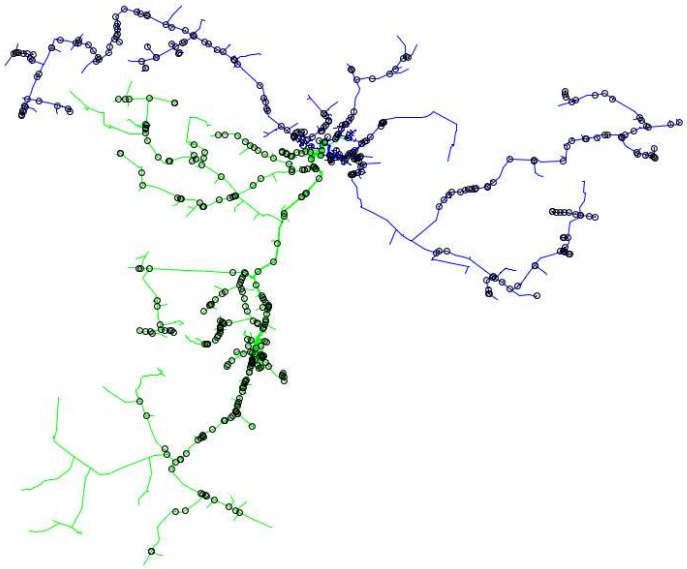


Figura 7.17: Dispositivos de proteção presentes na rede R_1.

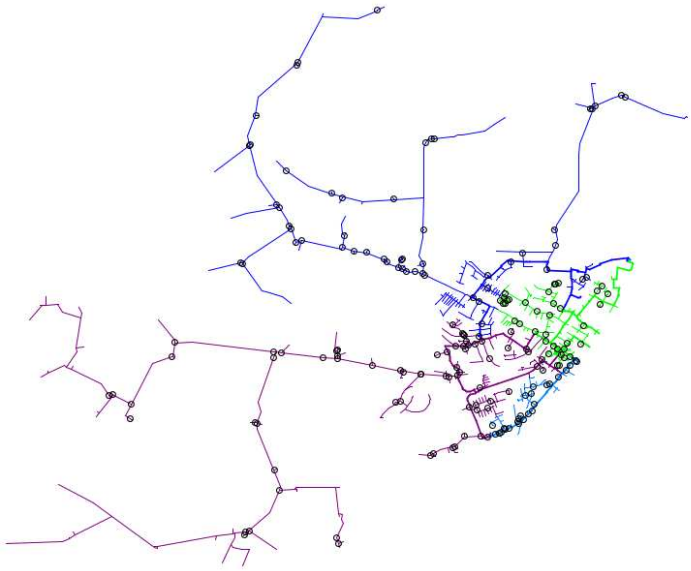


Figura 7.18: Dispositivos de proteção presentes na rede R_5.

Tabela 7.13: Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_1.

	Rede Anterior				**Rede Expandida**				
Alimentador	DEC	C_{TOTAL}	C_{END}	TS (AS)	DEC	C_{TOTAL}	C_{END}	TS (AS)	CPU
1	17,11	247.366,67	215.883,89	58 (0)	10,08	187.596,81	154.285,43	60 (1)	0,00
2	8,16	63.922,48	53.049,66	25 (0)	8,16	63.922,48	53.049,66	25 (0)	0,00
3	-	-	-	-	10,82	95.087,21	34.953,40	127 (4)	10,31
Total	**13,39**	**311.289,15**	**268.933,55**	**107 (0)**	**9,56**	**346.606,50**	**242.288,49**	**207 (4)**	**10,31**

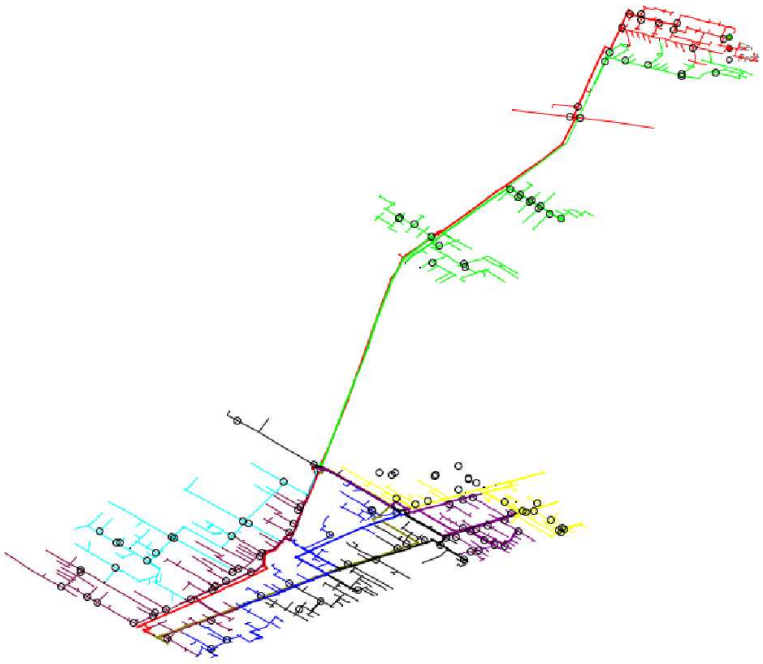


Figura 7.19: Dispositivos de proteção presentes na rede R_7.

Tabela 7.14: Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_5.

	Rede Anterior				**Rede Expandida**				
Alimentador	DEC	C_{TOTAL}	C_{END}	TS (AS)	DEC	C_{TOTAL}	C_{END}	TS (AS)	CPU
1	5,77	26.331,39	13.664,94	29 (0)	5,77	26.331,39	13.664,94	29 (0)	0,00
2	2,93	25.540,63	14.847,67	27 (0)	2,93	25.540,63	14.847,67	27 (0)	0,00
3	4,64	32.526,79	20.966,11	25 (0)	4,64	32.526,79	20.966,11	25 (0)	0,00
4	1,59	8.412,39	2.765,20	11 (0)	1,59	8.412,39	2.765,20	11 (0)	0,00
5	-	-	-	-	2,03	15.706,35	7.892,66	21 (0)	13,35
6	-	-	-	-	2,83	12.678,87	6.424,40	17 (0)	15,01
7	-	-	-	-	7,43	15.870,39	8.361,33	20 (0)	13,33
8	-	-	-	-	3,73	19.033,47	11.205,53	21 (0)	15,04
Total	**4,25**	**92.811,20**	**52.243,92**	**77 (0)**	**4,18**	**156.100,28**	**86.127,83**	**145 (0)**	**60,06**

Tabela 7.15: Resultados do estudo de caso de expansão para a rede R_7.

	Rede Anterior				**Rede Expandida**				
Alimentador	DEC	C_{TOTAL}	C_{EDS}	TS (AS)	DEC	C_{TOTAL}	C_{EDS}	TS (AS)	CPU
1	1,57	5.977,67	1.690,25	07 (0)	1,57	5.977,67	1.690,25	07 (0)	0,00
2	1,47	6.452,65	1.505,62	08 (0)	1,47	6.452,65	1.505,62	08 (0)	0,00
3	3,27	43.943,75	32.161,66	26 (0)	3,27	43.943,75	32.161,66	26 (0)	0,00
4	6,18	66.079,95	54.374,65	23 (0)	6,18	66.079,95	54.374,65	23 (0)	0,00
5	2,78	22.548,93	13.992,42	17 (0)	2,78	22.548,93	13.992,42	17 (0)	0,00
6	2,34	32.403,22	16.414,82	31 (0)	2,34	32.403,22	16.414,82	31 (0)	0,00
7	4,51	47.984,50	36.202,41	24 (0)	4,51	47.984,50	36.202,41	24 (0)	0,00
8	4,03	48.260,99	38.615,61	19 (0)	4,03	48.260,99	38.615,61	19 (0)	0,00
9	4,34	87.133,68	77.334,74	21 (0)	4,34	87.133,68	77.334,74	21 (0)	0,00
10	5,42	71.903,38	58.742,79	27 (0)	5,42	71.903,38	58.742,79	27 (0)	0,00
11	3,31	43.341,72	29.151,30	27 (0)	3,31	43.341,72	29.151,30	27 (0)	0,00
12	-	-	-	-	2,06	18.679,83	7.936,25	28 (0)	6,41
13	-	-	-	-	2,06	18.790,86	10.491,84	20 (0)	6,77
14	-	-	-	-	3,06	19.457,01	9.151,77	25 (0)	10,03
15	-	-	-	-	2,52	14.253,89	6.994,63	19 (0)	6,89
16	-	-	-	-	2,12	20.107,35	8.745,85	25 (0)	5,74
17	-	-	-	-	1,42	13.067,38	5.704,06	19 (0)	3,04
18	-	-	-	-	1,24	9.571,73	4.376,87	14 (0)	3,62
19	-	-	-	-	2,89	21.989,08	10.943,11	26 (0)	10,34
20	-	-	-	-	1,89	18.015,98	8.539,02	24 (0)	7,04
21	-	-	-	-	1,66	16.153,92	7.063,83	22 (0)	10,28
22	-	-	-	-	2,23	19.413,22	9.411,49	24 (0)	4,82
23	-	-	-	-	4,04	29.596,63	12.539,55	39 (0)	11,38
24	-	-	-	-	1,85	18.152,94	8.851,37	23 (0)	4,18
25	-	-	-	-	0,38	1.504,39	0,00	03 (0)	0,23
26	-	-	-	-	2,00	17.160,40	8.572,14	20 (0)	7,47
27	-	-	-	-	1,79	16.249,17	8.257,01	19 (0)	6,70
Total	**3,96**	**476.030,45**	**360.186,27**	**183 (0)**	**3,01**	**748.194,22**	**487.765,06**	**503 (0)**	**104,94**

Nas Tabelas 7.13, 7.14 e 7.15, as colunas *DEC* representam o índice de duração média das interrupções do sistema (horas/ano), C_{TOTAL} é o custo total da solução obtido através do custo da energia não distribuída adicionado ao custo das chaves medido em $R\$/ano$ (Equação 5.1), C_{END} é o custo da energia não distribuída, TS é o número total de chaves presentes na rede em estudo, AS é a quantidade de chaves automáticas instaladas e CPU é o tempo de execução em minutos.

Os resultados apresentados nas Tabelas 7.13, 7.14 e 7.15 mostram que a metodologia foi capaz de realizar a alocação de chaves nas redes em expansão com custos e quantidade de chaves razoáveis para o tamanho das regiões em desenvolvimento. Para a rede R_1, foram propostas a instalação de 100 novas chaves; para a rede R_5, foram propostas a adição de 68 chaves, e, para a rede R_7, a solução proposta possui 320 novas chaves alocadas. Todos os resultados mantiveram o nível de confiabilidade da rede antes de sua expansão.

As Figuras 7.20, 7.21 e 7.22 mostram a comparação das redes antes da expansão com suas configurações de chave e os resultados com a nova região após a expansão.

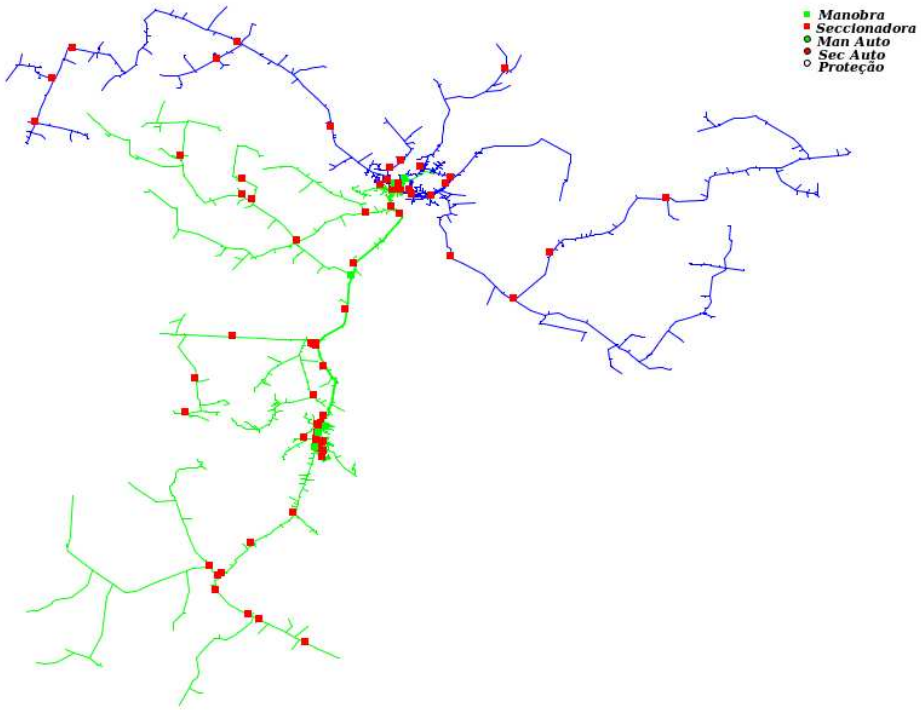
7.3 Discussão

Uma alocação de chaves realizada de forma otimizada leva à economia de recursos durante os períodos de planejamento, operação e manutenção. Os resultados apresentados indicam que a metodologia proposta é capaz de resolver o problema de alocação de chaves de maneira eficiente, economizando recursos e mantendo o padrão de confiabilidade desejado realizando uma alocação de chaves adequada e parcimoniosa.

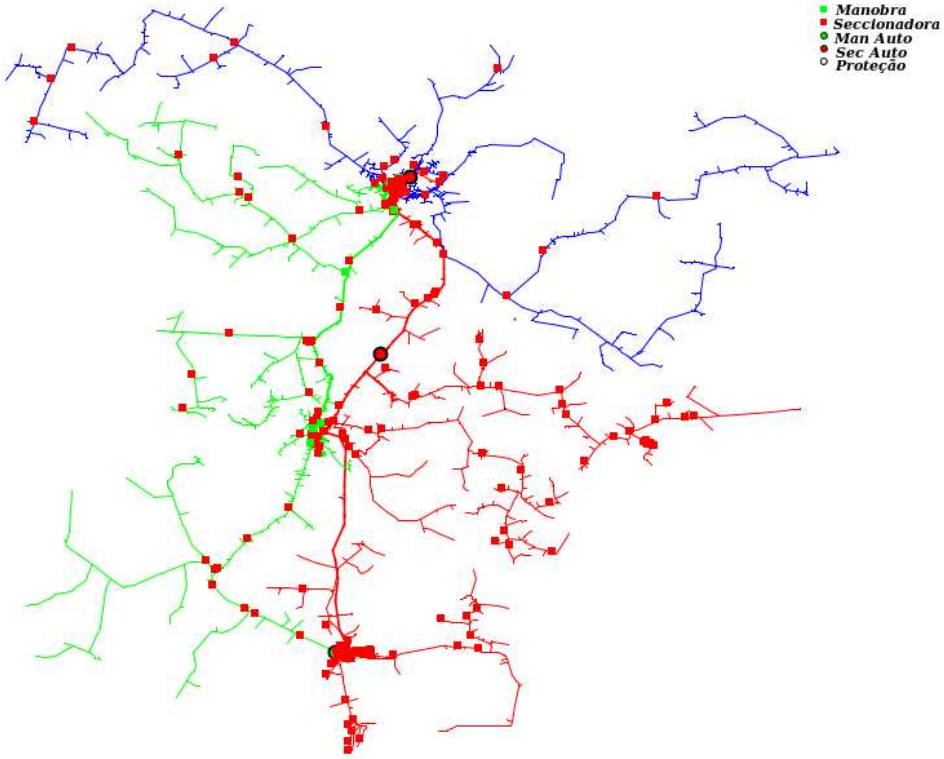
Os testes realizados no cenário de otimização da rede completa mostram que a solução de referência de cada rede estudada possui um volume excessivo de energia não distribuída. Com a alocação otimizada de chaves, a metodologia proposta pôde atribuir um número adequado de chaves à solução, posicionando-as em locais com maiores benefícios para a confiabilidade e obtendo uma redução significativa no custo. Dentro de tempos computacionais adequados, as soluções propostas ofereceram reduções significativas no custo, de 20% até 61% em comparação com soluções de referência, baseadas em alocações de chaves adotadas na prática. Reduções no custo da energia não distribuída também foram consideráveis, variando de 44% a 77%.

O cenário de otimização da rede completa também indicou que a automação da rede é importante, dado que, através da alocação desses dispositivos, foi possível manter o nível de confiabilidade da rede reduzindo o custo da solução.

O segundo conjunto de testes realizado contemplou a otimização local com melhorias incrementais na confiabilidade da rede. Os resultados obtidos neste estudo mostram o investimento incremental que deve ser feito pela concessionária para atingir reduções no DEC. Esse estudo comprova a importância da alocação de chaves automáticas na rede de distribuição de energia, dado que somente é possível manter a rede sem automação até certos limites de DEC. Torna-se necessário realizar a automação,

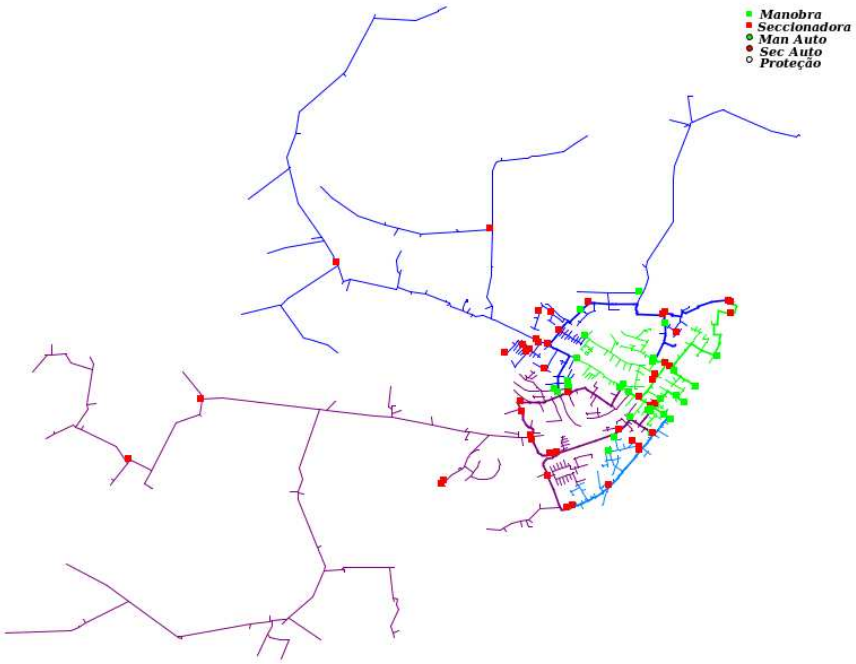


(a) Rede R_1 e sua configuração antes da expansão.

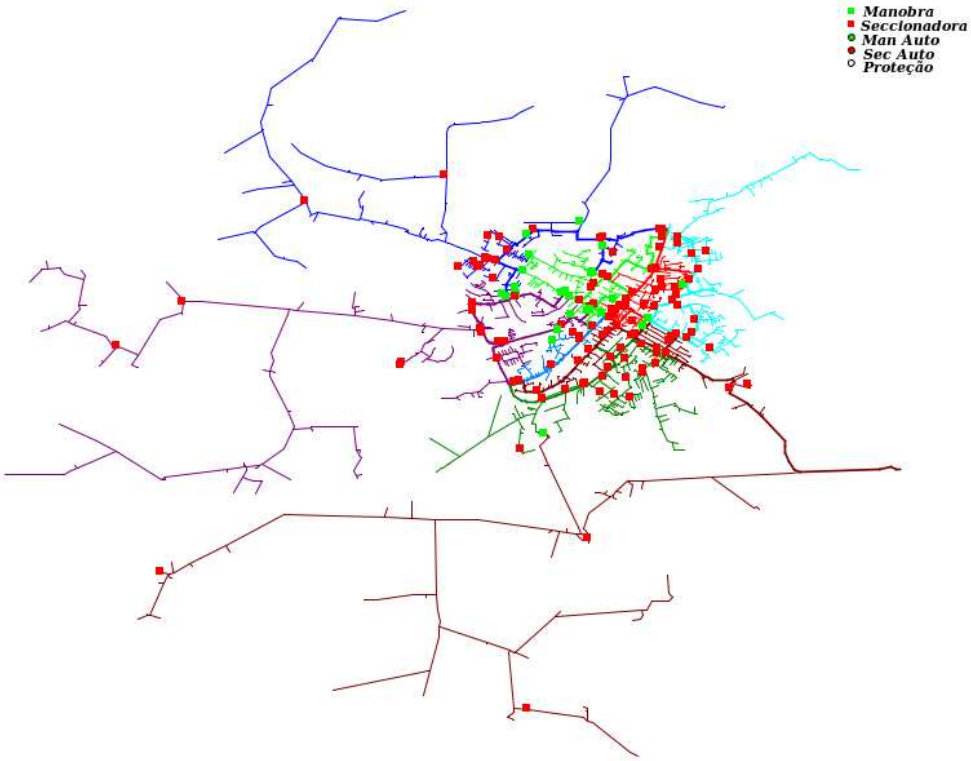


(b) Rede R_1 e sua configuração após da expansão.

Figura 7.20: Comparação da rede R_1 antes e após a expansão.

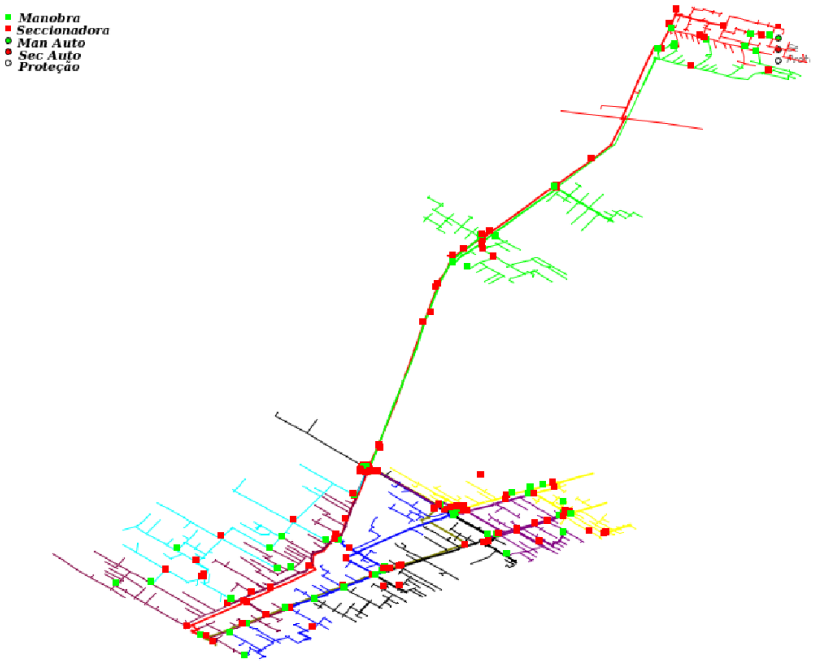


(a) Rede R_5 e sua configuração antes da expansão.

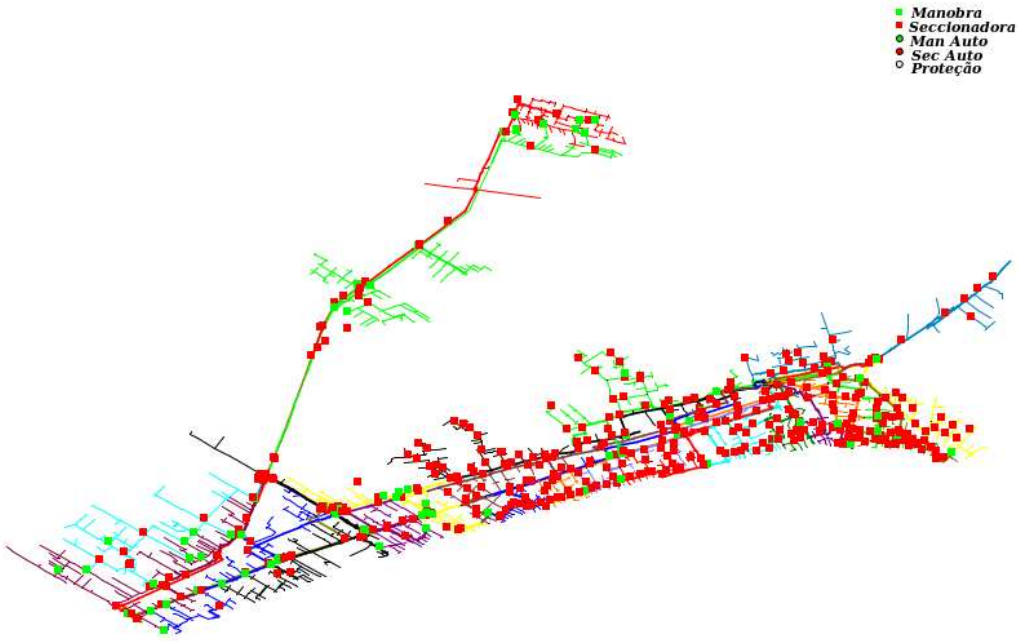


(b) Rede R_5 e sua configuração após da expansão.

Figura 7.21: Comparação da rede R_5 antes e após a expansão.



(a) Rede R_7 e sua configuração antes da expansão.



(b) Rede R_7 e sua configuração após da expansão.

Figura 7.22: Comparação da rede R_7 antes e após a expansão.

especialmente para restrições de DEC mais apertados.

Os experimentos considerando a expansão da rede propõem uma alocação de chaves para um conjunto de novos alimentadores, com restrição de que a solução final deve manter a mesma confiabilidade. A metodologia mostrou-se eficiente em propor a alocação de chaves na região em expansão com um investimento otimizado, respeitando a restrição de DEC da rede.

Os três cenários investigados apresentam soluções de alta qualidade e tempos computacionais aceitáveis considerando as dimensões das redes estudadas. As curvas apresentadas no segundo estudo delineiam uma perspectiva de estudo multiobjetivo do problema, mostrando que a confiabilidade e o custo da solução são objetivos conflitantes, cujos compromissos estão sujeitos à otimização. Esse tema será abordado no capítulo a seguir.

Capítulo 8

Análise Multiobjetivo para o PAC

Problemas com múltiplos objetivos surgem de uma forma natural em diversas áreas, como finanças, biomedicina, administração, teoria de jogos, engenharia, etc. Entretanto, solucionar problemas de otimização multiobjetivo (POM) não é uma tarefa fácil. Procurar todas as soluções *Pareto-ótimas* é um processo computacionalmente caro, porque geralmente existe um número exponencial ou infinito dessas soluções. Até mesmo para problemas simples, determinar se uma solução pertence ao conjunto Pareto é NP-difícil, como demonstrado no trabalho de Chinchuluun e Pardalos (2007).

Neste capítulo é feita uma breve introdução sobre problemas de otimização multiobjetivo (POM). Posteriormente, é apresentado o problema de alocação de chaves multiobjetivo (PACM), uma formulação para este problema e em seguida, são apresentados estudos de caso para o PACM.

8.1 Problemas de Otimização Multiobjetivo

Muitos problemas reais apresentam um conjunto de objetivos a serem otimizados, sendo que, na maioria das vezes, esses objetivos são conflitantes, ou seja, a melhoria de um objetivo causa a degradação de outro. Problemas de otimização multiobjetivo ocorrem quando existe mais de um objetivo que deve ser considerado no processo de otimização. Dessa forma, a solução para o POM será um conjunto de soluções eficientes, também chamadas de soluções não-dominadas. Devido ao fato de o POM poder apresentar infinitas soluções, torna-se evidente a necessidade de critérios adicionais para se chegar a uma solução final. Esses critérios são fornecidos por um decisor, que busca selecionar uma solução que proporcione um compromisso adequado entre os objetivos do problema.

Matematicamente, um POM pode ser definido como o problema de encontrar um vetor de variáveis de decisão $\mathbf{x}$ que satisfaça restrições de desigualdade e otimize a função vetorial $\mathbf{F}(\mathbf{x})$, cujos elementos representam as funções objetivos. De acordo com (Chinchuluun & Pardalos 2007), um POM pode ser formulado como se segue:

$$\begin{aligned} &\text{(POM)} \\ &\min \quad \mathbf{F}(\mathbf{x}) \\ &s.a. \\ &x \in X \end{aligned} \tag{8.1}$$

sendo que $X \subseteq \Re^n$ é um conjunto não vazio, e $\mathbf{F}(\mathbf{x}) = (f_1(x), f_2(x), \cdots, f_k(x))^T : X \to \Re^k$ é um vetor de funções objetivo.

A região factível X é geralmente expressa por um conjunto de restrições de desigualdade, tal que $X = \{x \in \Re^n | g_j(x) \leq 0, j = 1,2,\cdots,l\}$. Se o modelo matemático do POM for tal que todas as funções e restrições são lineares, então o POM será um problema de programação linear multiobjetivo. Porém, se pelo menos uma função objetivo ou restrição for não linear então o POM será um problema de programação não-linear multiobjetivo.

Note que, por $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ ser um vetor, se quaisquer componentes de $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ competirem, não existirá uma solução única para o problema, e sim, um conjunto de soluções de compromisso (*trade-off*), introduzindo o conceito de Otimalidade de Pareto, usado para a obtenção desse conjunto de soluções (Berbert 2008). Normalmente, as funções objetivo consideradas em um POM são conflitantes entre si, logo deve existir algum conceito de ordenação em $\Re^k$ que permita resolver o problema comparando os valores das funções objetivo. A otimalidade de Pareto é uma condição em POM que é atingida quando os valores das funções objetivo são tais que nenhum dos componentes do vetor $\mathbf{F}(\mathbf{x})$ pode ser melhorado sem causar a deterioração de pelo menos um dos outros componentes. Quando essa condição é atingida, foi encontrada uma solução *Pareto-ótima* (não-dominada ou eficiente) (Chinchuluun & Pardalos 2007).

Uma definição formal de otimalidade de Pareto, considerando um POM de minimização, pode ser apresentada como: um ponto $x^* \in X$ sendo a solução obtida por $f(x^*)$ o *Pareto-ótimo*, se e somente se não existir nenhum outro ponto $x \in X$ tal que $f_i(x) \leq f_i(x^*)\ \forall i = 1,2,\cdots,k$ e $f_j(x) < f_j(x^*)$ para pelo menos uma função objetivo j para $j = 1,2,\cdots,k$ (Chinchuluun & Pardalos 2007).

A Figura 8.1 exemplifica um conjunto de soluções *Pareto-ótimas* no espaço bi-dimensional[1], sendo que o conjunto de soluções *Pareto-ótimas* são todas as soluções existentes entre os pontos A e B.

Os pontos C e D, mostrados na Figura 8.1, são soluções *Pareto-ótimas*, dado que uma melhoraria no objetivo f_1 em qualquer uma dessas duas soluções resulta em degradação do objetivo f_2. Comparando as duas soluções, $f_1(c) < f_1(d)$ e $f_2(d) < f_2(c)$, ou seja, nenhuma das duas soluções é melhor que a outra; por isso, ambas são denominadas soluções eficientes ou *Pareto-ótimas*.

A otimização multiobjetivo procura obter as soluções *Pareto-ótimas*. Em POM, o conceito "otimizar" significa encontrar o conjunto de soluções não-dominadas. Para exemplificar o conceito

[1]Fonte: (Berbert 2008)

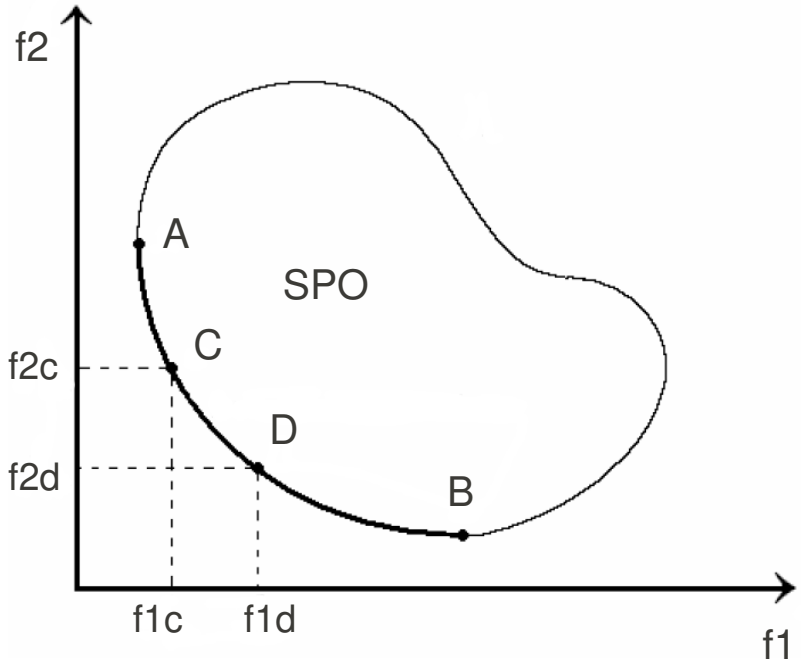


Figura 8.1: Conjunto de soluções *Pareto-ótimas.*

de dominância, seja $F \in \Re^2$ a função objetivo vetorial de um problema de minimização. Existem três possibilidades no relacionamento entre duas soluções **A** e **B** de um POM.

1. As soluções **A** e **B** são tais que $f(\mathbf{A}) = (3,9)$ e $f(\mathbf{B}) = (5,10)$; então $f(\mathbf{A}) \preceq f(\mathbf{B})$, ou seja, **A** domina **B**;

2. As soluções **A** e **B** são tais que $f(\mathbf{A}) = (3,6)$ e $f(\mathbf{B}) = (2,4)$; então $f(\mathbf{A}) \succeq f(\mathbf{B})$, ou seja, **A** é dominado por **B**;

3. As soluções **A** e **B** são tais que $f(\mathbf{A}) = (4,11)$ e $f(\mathbf{B}) = (5,8)$; então $f(\mathbf{A}) \sim f(\mathbf{B})$, ou seja, as soluções **A** e **B** são não-dominadas (nenhuma domina a outra).

A Figura 8.2 ilustra a relação de dominância de Pareto entre uma solução E e as demais soluções apresentadas para um POM. É possível observar que as soluções **C** e **D** dominam a solução **E**, mas o mesmo não pode ser dito para as soluções **A** e **B**.

Considerando a definição de dominância, uma solução x^* é *Pareto-ótima* se e somente se x^* é não-dominada por nenhuma outra solução do espaço de soluções, ou seja, nenhum vetor do espaço de busca domina x^* (Berbert 2008). O conjunto *Pareto-ótimo* (P^*) é formado por todas as soluções não-dominadas do espaço de soluções, sendo que, a partir de P^*, pode-se definir a fronteira de Pareto ($\mathbf{FP}^*$).

$$\mathbf{FP}^* = \{\mathbf{F}(x) = [f_1(x), f_2(x), \cdots, f_k(x)] | x \in P^*\} \tag{8.2}$$

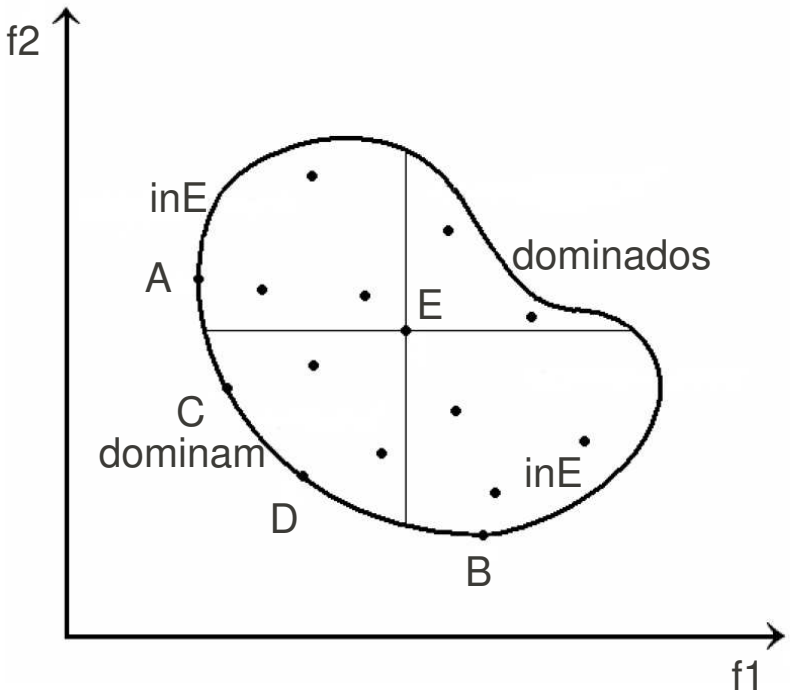


Figura 8.2: Dominância de Pareto.

8.2 Métodos de Solução

A solução de um POM consiste em determinar o conjunto eficiente, ou um subconjunto deste, ou um conjunto de soluções próximas à **FP***. Nesta seção, serão apresentados alguns métodos determinísticos para a solução do POM formulado pelo conjunto de Equações 8.1. Zitzler (2000), Veldhuizen & Lamont (2000) e Berbert (2008) classificam os métodos de programação matemática para POM de acordo com o momento em que o decisor aplica seus critérios: métodos a Priori, métodos a Posteriori e métodos Interativos.

8.2.1 Métodos a Priori

Nos métodos a Priori a tomada de decisão ocorre antes da busca: o decisor participa da busca pelas soluções de forma que as suas preferências são definidas antes da resolução. Desse modo, o problema de otimização multiobjetivo original é transformado em problemas mais simples que podem ser resolvidos através de métodos de otimização mono-objetivo. Esses métodos comumente atribuem elementos de preferência para os objetivos de duas formas:

1. Combinando os critérios de otimização explicitando a preferência de cada um através da atribuição de pesos;

2. Fazendo a classificação ordinal de preferências: o problema é resolvido para o primeiro objetivo

da classificação, em seguida para o segundo objetivo, sujeito à solução do anterior, e o processo se repete até se solucionar o problema para todos os objetivos.

Segue um exemplo do tipo 1 e um exemplo do tipo 2, respectivamente:

- **Método baseado em limites:** O decisor precisa escolher um objetivo de preferência f_i, $i \in \{1,2,\cdots,k\}$, e indicar limitantes para as funções objetivo restantes f_j, $j \in \{1,2,\cdots,k\}$ e $j \neq i$. Matematicamente, um POM resolvido através do método baseado em limites pode ser formulado como segue:

$$\begin{aligned} &\min \quad f_i(x) && \\ &s.a. && \\ &l_j \leq f_j \leq L_j && \forall j \in \{1,2,\cdots,k\} \setminus \{i\} \\ &x \in X && \end{aligned} \tag{8.3}$$

  Uma dificuldade desse método é especificar os limitantes inferiores (l_j) e superiores (L_j) para cada função objetivo $j \neq i$ de modo que o problema continue factível.

- **Método lexicográfico:** O decisor deve ordenar as funções objetivo em ordem decrescente de importância, e assim a primeira função objetivo da lista é otimizada no espaço de busca, sendo que o resultado obtido é considerado como uma restrição na otimização da próxima função objetivo. O processo é repetido até otimizar todas as funções objetivo. Uma desvantagem desse método é que a solução final é sensível à ordenação dos objetivos. Esse método é classificado de acordo com a segunda forma de solução.

8.2.2 Métodos a Posteriori

São métodos para os quais a tomada de decisão ocorre depois da busca, etapa em que se procura encontrar um conjunto de soluções aproximadas ou *Pareto-ótimas*, para que depois, o decisor escolha a solução que achar mais adequada dentre as fornecidas. A principal desvantagem destes métodos é o alto custo computacional para encontrar o conjunto de soluções *Pareto-ótimas*. Porém, nele a mudança das preferências do decisor não implica em acréscimo computacional.

- **Método das ponderações:** Neste método, cada objetivo é ponderado pela importância dada pelo decisor. Dessa forma, ocorre uma transformação de um problema multiobjetivo em um problema mono-objetivo pela atribuição de pesos para cada função objetivo, ou seja, o problema se torna mono-objetivo com uma nova função que representa uma relação linear entre os critérios de otimização do problema. Considerando problemas de minimização, o método

das ponderações aplicado ao POM pode ser formulado da seguinte forma (Chinchuluun & Pardalos 2007):

$$\begin{aligned} &\min \quad \sum_{i=1}^{k} w_i f_i(x) \\ &s.a. \\ &x \in X \end{aligned} \tag{8.4}$$

Sendo w_i o peso da função objetivo f_i e $\sum_{i=1}^{k} w_i = 1$. Segundo (Arroyo 2002), a principal desvantagem deste método é que ele não consegue gerar todas as soluções *Pareto-ótimas* quando o espaço objetivo não é convexo.

Observe que os pesos w_i são definidos pelo decisor antes da busca, portanto esse método pode ser também considerado como um método a Priori.

- **Método** $\varepsilon - restrito$**:** Este método consiste na otimização da função objetivo de maior importância (prioridade) f_j, sendo que as demais funções objetivo são transformadas em restrições de desigualdade. Dessa forma, o POM torna-se o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} &\min \quad f_i(x) \\ &s.a. \\ &f_i(x) \leq \varepsilon_i \qquad\qquad \forall i = 1,2,\cdots,k \; e \; i \neq j \\ &x \in X \end{aligned} \tag{8.5}$$

Nesses métodos, para construir o conjunto *Pareto-ótimo*, mesmo quando o espaço objetivo é não convexo, deve-se apenas variar o limite superior ε_i. Uma dificuldade é determinar os valores de ε_i que garantam uma solução factível. Neste trabalho, é utilizado o método $\varepsilon - restrito$ para resolver o PACM.

8.2.3 Métodos Interativos

São métodos onde a tomada de decisão ocorre durante a busca, sendo que há interferência do decisor durante o processo. Nos métodos interativos, informações sobre preferências são passadas para o decisor durante a otimização do problema, especificando e ajustando suas preferências ao mesmo tempo que aprende, pois o decisor não é capaz de identificar preferências a priori. Métodos interativos têm a vantagem de ser mais elaborados do que os apresentados anteriormente, mas devido à grande

interação entre o decisor e otimizador, o método torna-se inapropriado para problemas multiobjetivos complexos. Uma vantagem é que não há necessidade do conhecimento a priori sobre o problema, porém a solução depende do comportamento do decisor e de como ele gerencia suas preferências (Berbert 2008).

- **Método STEM:** Destinado à resolução de problemas lineares, é um método interativo que realiza a redução da região admissível. Inicia-se com a resolução de m problemas lineares, formados por cada um dos objetivos separadamente. O decisor deve classificar cada solução encontrada, e o processo termina se os valores das funções objetivo são todos considerados satisfatórios quando comparados a uma solução ideal. Caso contrário, o decisor estabelece que funções objetivo aceita relaxar (das classificadas como satisfatórias) e qual o valor desta relaxação, a fim de melhorar os outros objetivos que ainda não têm valores satisfatórios.

- **Método de Geoffrion, Dyer e Feinberg:** Este método é destinado à resolução de problemas convexos, sendo que $\mathbf{F}(\mathbf{x}) = (f_1(x), f_2(x), \cdots, f_k(x))^T$ são funções convexas sobre o espaço de soluções. Seja $U : \tau \rightarrow \Re$, onde τ é o espaço das funções objetivo e U função convexa crescente sobre τ que reflete as preferências do decisor em relação aos k objetivos. Como a função U não é totalmente conhecida, algumas informações devem ser fornecidas pelo decisor durante o processo de otimização.

8.3 Problema Multiobjetivo de Alocação de Chaves

Esta seção irá abordar o problema de alocação de chaves multiobjetivo (PACM). O problema de alocação de chaves em redes primárias de distribuição de energia elétrica introduzido anteriormente tem por objetivo atingir níveis de confiabilidade adequados para o sistema de distribuição, minimizando os custos de alocação para a empresa. O PAC é um problema complexo, pois envolve a decisão de múltiplos fatores como quantidade, tipos, capacidades e locais para instalação de chaves em redes de grande porte, com milhares de consumidores.

Até esta etapa do trabalho, o problema foi tratado de forma mono-objetiva , sendo que a metodologia proposta procura minimizar os custos (Equação 8.6) na busca por soluções de alta qualidade. Uma generalização adicional do problema de alocação de chaves, realizada nesta tese, consiste na inclusão da confiabilidade como um segundo objetivo do problema, de modo que o processo de otimização obtenha um conjunto de soluções eficientes considerando simultaneamente os custos e a confiabilidade do sistema.

Uma das vantagens de realizar o estudo do problema de alocação de chaves através de uma abordagem multiobjetivo consiste em fornecer à equipe de planejamento das concessionárias de distribuição de energia elétrica um conjunto de soluções alternativas de alocação de chaves que atende a diferentes políticas de confiabilidade.

O método de solução proposto para o PACM é baseado em um algoritmo memético com uma população estruturada, que acelera o processo de busca por soluções de alta qualidade (ver Capítulo 6). Para resolver o problema multicritério foi utilizado o método do $\varepsilon - restrito$. O fluxo de carga nos arcos é determinado pelo método *backward-forward sweep* em uma fase de pós-processamento, considerando a configuração da rede de referência contendo as chaves seccionadoras, chaves de manobra e os dispositivos de proteção existentes na rede. Uma descrição detalhada deste método pode ser encontrada em (Kersting 2002).

8.3.1 Formulação

O sistema de distribuição é modelado como apresentado na Seção 5.2. As variáveis de decisão para o PACM são idênticas às do PAC (Seção 5.2), as quais consideram chaves seccionadoras e de manobra de diferentes tipos, observando a capacidade e a forma de operação da chave (manual ou automática).

O modelo matemático para o problema multiobjetivo pode ser formulado da seguinte forma:

$$\min \quad c_e \cdot END(X,Y) + \sum_{(i,j)\in A} \sum_{s\in SW} c_s \cdot (x_{ij}^s + y_{ij}^s) \tag{8.6}$$

$$\min \quad DEC(X,Y) \tag{8.7}$$

$$s.a.$$

$$x_{ij}^s + y_{ij}^s \leqslant 1 \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall s \in SW \tag{8.8}$$

$$f_{ij}x_{ij}^s + f_{ij}y_{ij}^s \leqslant F_s \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall s \in SW \tag{8.9}$$

$$x_{ij}^s, y_{ij}^s \in \{0,1\} \qquad \forall\,(i,j) \in A, \forall s \in SW \tag{8.10}$$

$$f_{ij} \geq 0 \qquad \forall\,(i,j) \in A \tag{8.11}$$

sendo X o conjunto das chaves seccionadoras alocadas $(x_{ij}^s = 1)$ e Y o conjunto das chaves de manobra alocadas $(y_{ij}^s = 1)$. SW é o conjunto de tipos de chaves, c_e é o custo da energia, c_s é o custo de aquisição e alocação da chave do tipo s, f_{ij} a carga passante no arco $(i,j) \in A$, F_s é a capacidade da chave do tipo s.

O primeiro objetivo (8.6) minimiza os custos da energia não distribuída (END) e da aquisição, instalação e manutenção de chaves. O segundo objetivo (8.7) minimiza a duração média de interrupções por consumidor (DEC). As restrições apresentadas na Equação (8.8) garantem que apenas uma chave pode se instalada em cada arco. As restrições (8.9) representam o fluxo máximo por arco de acordo com a capacidade da chave alocada. A natureza binária das variáveis de decisão e a não-negatividade dos fluxos são representadas pelas restrições (8.10) e (8.11).

8.3.2 Método Multiobjetivo

O método $\varepsilon - restrito$ foi o método adotado para a solução do PACM (Seção 8.2.2). A fim de gerar um conjunto de soluções não-dominadas, cobrindo diferentes cenários de limitação da confiabilidade e de investimento, o algoritmo memético foi executado diversas vezes minimizando a função objetivo apresentada na Equação (8.6) e, a cada execução do AM, uma restrição de confiabilidade é adicionada ao problema com um valor limite menor que o da iteração anterior. Essa restrição de $DEC \leq DEC_{lim}$ é apresentada na Equação (5.2).

O ajuste do valor de DEC limite é realizado de forma gradual, iniciando com um valor de DEC máximo até alcançar o menor valor de DEC possível. A Equação (8.12) mostra os valores de DEC limite na i-ésima execução, assumindo que o algoritmo foi executado n vezes.

$$DEC_{lim}^{i} = DEC_{min} + \frac{(i-1)}{(n-1)}(DEC_{max} - DEC_{min}) \tag{8.12}$$

8.4 Estudos de Caso

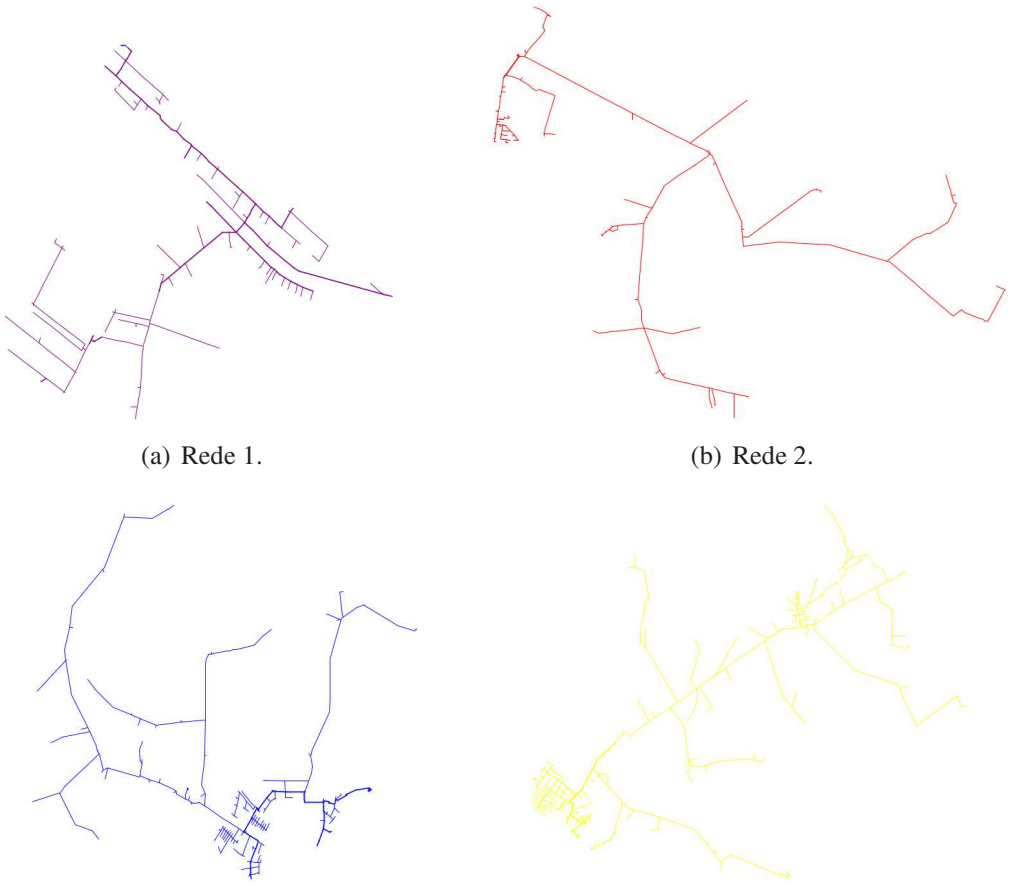
Os estudos de caso apresentados nesta seção foram efetuados a fim de atestar a robustez do algoritmo memético juntamente com o método $\varepsilon - restrito$ descrito na Seção 8.3.2. São utilizadas redes reais de porte e características diferentes nos estudos realizados. Os experimentos procuram mostrar a eficácia do algoritmo para obter soluções de qualidade em cenários limites de alta confiabilidade e de baixo investimento. Foram realizados dois estudos de casos, onde soluções são propostas pela metodologia de otimização como alternativa à configuração de chaves existente na solução de referência, buscando uma melhoria nesta solução. São apresentadas curvas de soluções não-dominadas, fornecendo à concessionária de distribuição de energia elétrica a possibilidade de selecionar entre diferentes soluções alternativas de qualidade, priorizando o objetivo de maior interesse.

Os tipos de chaves e os parâmetros utilizados no algoritmo foram apresentados nas Tabelas 7.1 e 7.2. Os algoritmos foram implementados na linguagem de programação $C++$ e executados em um computador pessoal com processador Intel $i7$ $3.2GHz$, com $16GB$ de memória RAM, usando o Ubuntu 12.04 como sistema operacional.

8.4.1 Descrição das redes

Os estudos de caso foram efetuados sobre 4 alimentadores de 2 redes de distribuição (R_5 e R_6) apresentadas no Capítulo 7. Esses alimentadores foram denominados de Redes $1, 2, 3$ e 4. Algumas características dessas redes são mostradas na Tabela 8.1.

Os limitantes DEC_{min} e DEC_{max} são medidos em horas/ano. A Figura 8.3 ilustra as redes utilizadas no estudo multiobjetivo.



(a) Rede 1. (b) Rede 2.

(c) Rede 3. (d) Rede 4.

Figura 8.3: Redes de estudo.

Tabela 8.1: Informações gerais das redes de estudo usadas no PACM.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3	Rede 4
Nós	260	453	550	810
Arcos	259	452	549	809
Carga [MW]	3,08	1,29	3,00	5,45
Número total de clientes	687	1.286	4.201	8.472
comprimento [m]	12,42	79,41	53,74	103,06
DEC_{min}	0,92	4,95	2,38	4,26
DEC_{max}	6,39	2,33	11,40	15,66

8.4.2 Geração do Conjunto de Soluções

Este estudo procura explorar o comportamento do algoritmo sob diferentes cenários de confiabilidade e de limitação do investimento. A geração do conjunto de solução foi realizada executando o método do $\varepsilon - restrito$ descrito na Seção 8.3.2.

As Figuras 8.4, 8.5, 8.6 e 8.7 apresentam o conjunto de soluções não-dominadas obtidos pela metodologia para as redes 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Esse conjunto de soluções foi obtido executando o algoritmo memético com um tempo limite de 1 minuto para cada execução. O número total de soluções (iterações) foi $n = 60$ (Equação 8.12).

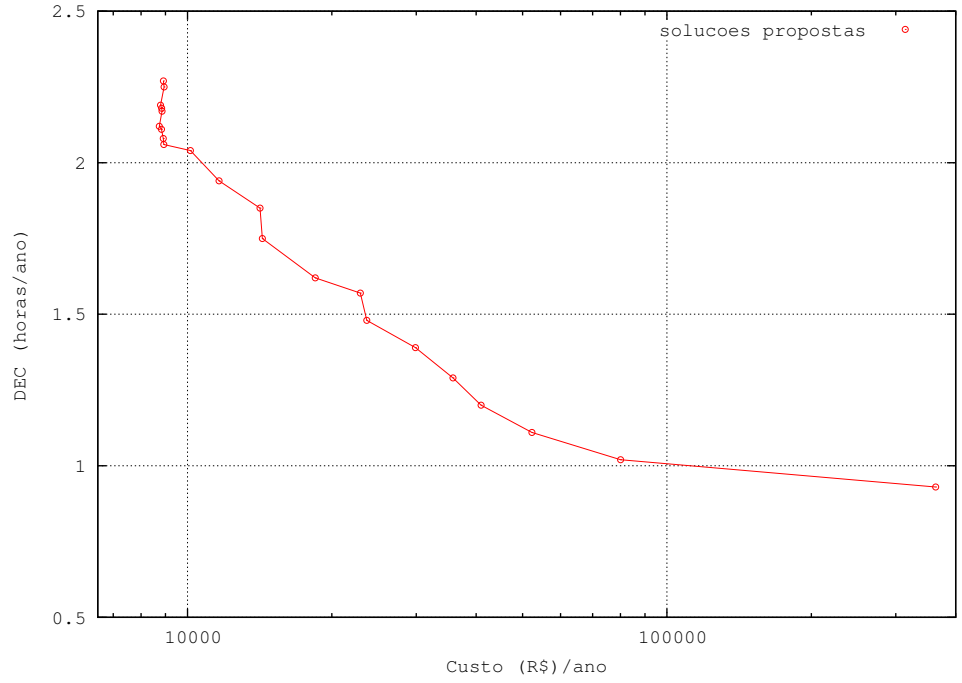


Figura 8.4: Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 1.

Considerando as soluções apresentadas nas figuras 8.4, 8.5, 8.6 e 8.7, a metodologia propôs um conjunto de 22 soluções não-dominadas para as redes 1 e 2; para as redes 3 e 4 encontrou um conjunto de 23 e 17 soluções não-dominadas, respectivamente.

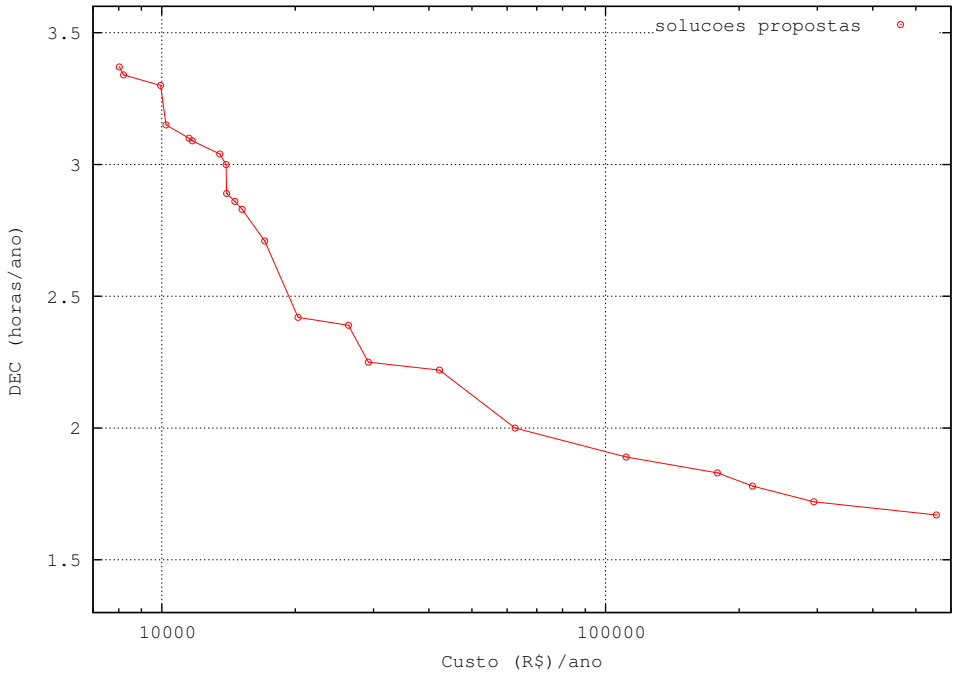


Figura 8.5: Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 2.

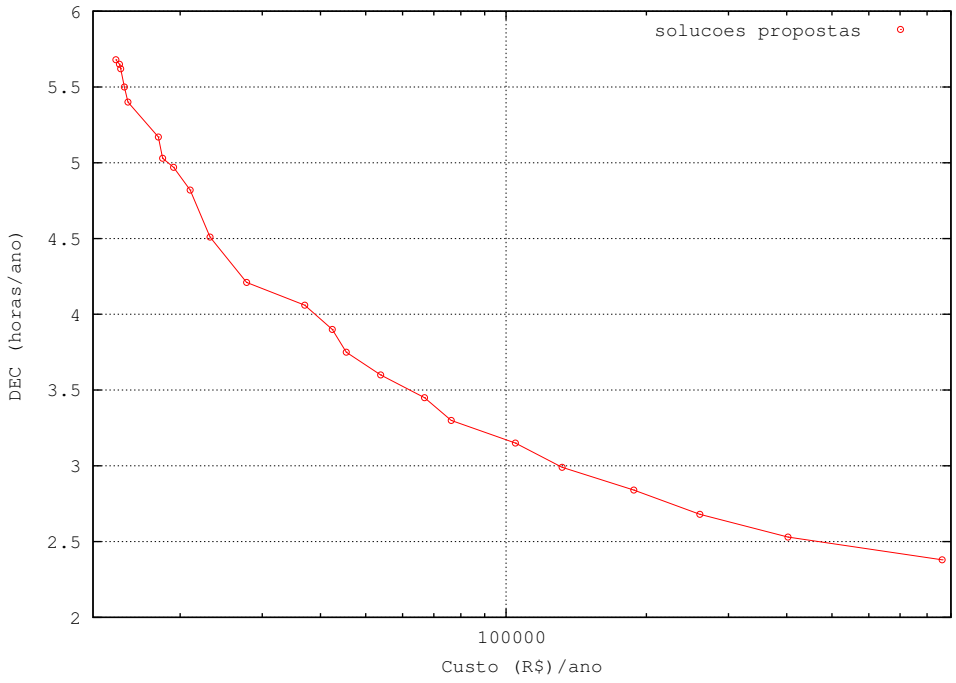


Figura 8.6: Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 3.

8.4.3 Comparação com a Solução Existente

As Figuras 8.8 a 8.11 apresentam, além do conjunto de soluções não-dominadas proposto pela metodologia, a solução de referência da rede (solução em operação), possibilitando dessa forma,

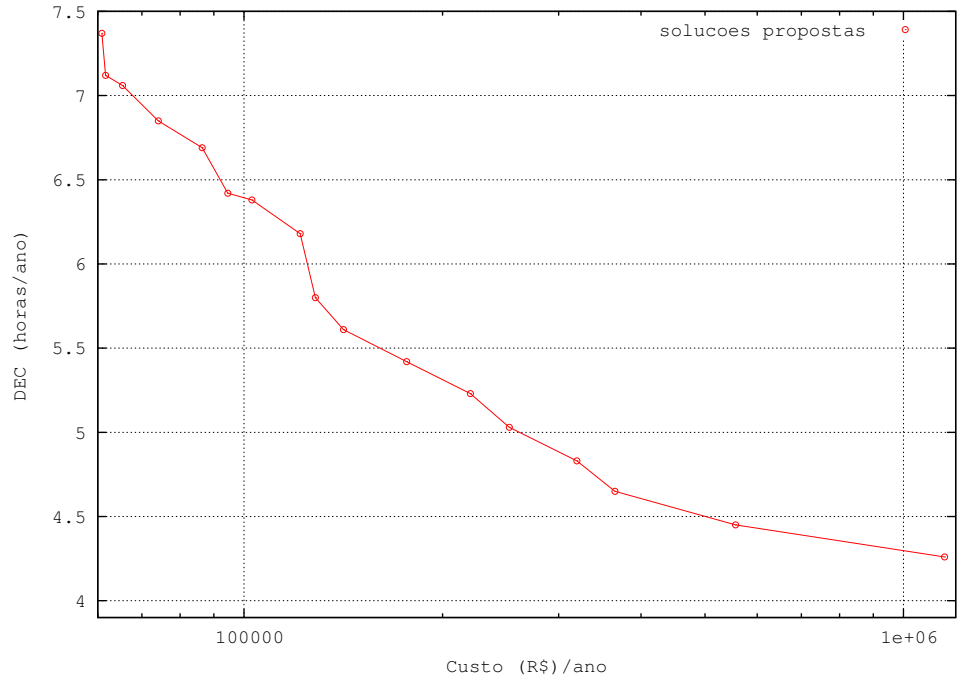


Figura 8.7: Conjunto de soluções não-dominadas para a rede 4.

visualizar o conjunto de soluções que dominam a solução de referência. O custo e o DEC das soluções de referência para cada rede em estudo correspondem a $R\$20.611,13$ e $2,40$ horas/ano; $R\$177.665,45$ e $3,02$ horas/ano; $R\$26.331,39$ e $5,77$ horas/ano; $R\$143.156,05$ e $7,45$ horas/ano para as redes 1, 2, 3 e 4, respectivamente.

Pela relação de dominância definida na Seção 8.1, uma solução $S_1 = (custo_1, DEC_1)$ domina uma segunda solução $S_2 = (custo_2, DEC_2)$, ou S_2 é dominada por S_1 quando:

1. $custo_1 < custo_2$ e $DEC_1 \leq DEC_2$;

2. $custo_1 \leq custo_2$ e $DEC_1 < DEC_2$.

Em termos práticos, uma solução dominada corresponde a uma solução ruim, pois significa que existe uma solução alternativa de melhor qualidade, ou seja, uma solução dominante de menor custo e menor DEC. Analisando as Figuras 8.8, 8.9, 8.10 e 8.11, é possível verificar que, no conjunto de soluções não-dominadas propostas para as redes 1, 2, 3, e 4, tem-se 14, 12, 10 e 10 soluções, respectivamente, que dominam a solução de referência. Essas soluções dominantes são aquelas presentes no quadrante inferior esquerdo a partir do ponto definido pela solução de referência. Se a solução de referência for substituída por qualquer uma dessas soluções dominantes, haverá benefícios econômicos e de confiabilidade para a concessionária. A alocação de chaves das soluções de referência, para cada rede em estudo, é apresentada na Figura 8.12.

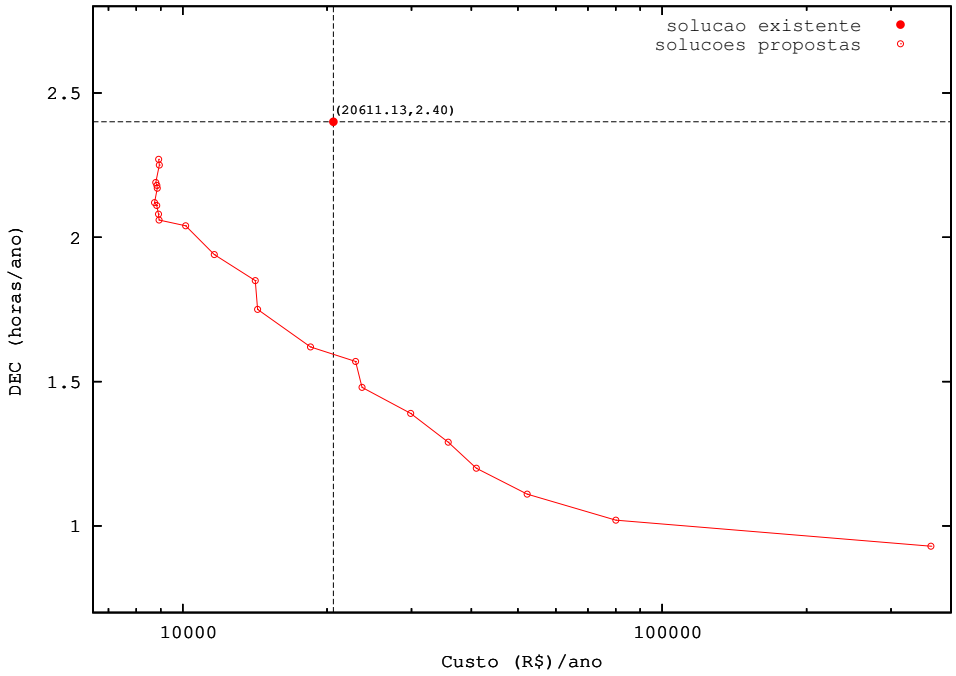


Figura 8.8: Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 1.

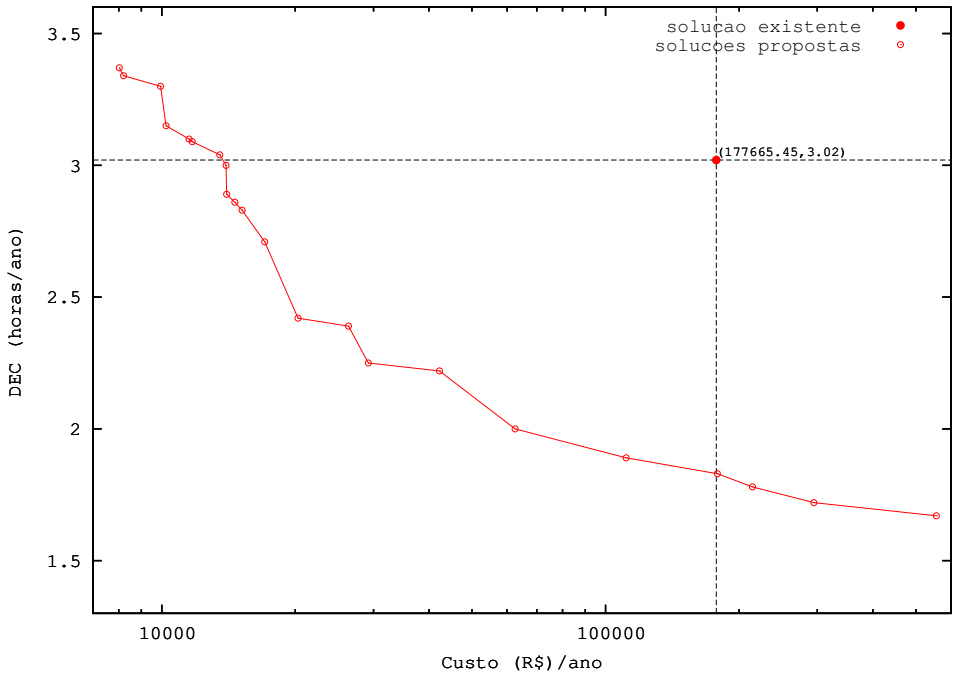


Figura 8.9: Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 2.

8.4.4 Estudo de Soluções Alternativas

Esta seção propõe duas soluções dominantes alternativas de substituição da solução de referência. Essas soluções são denominadas *solução dominante no custo* e *solução dominante no DEC*. As Figuras

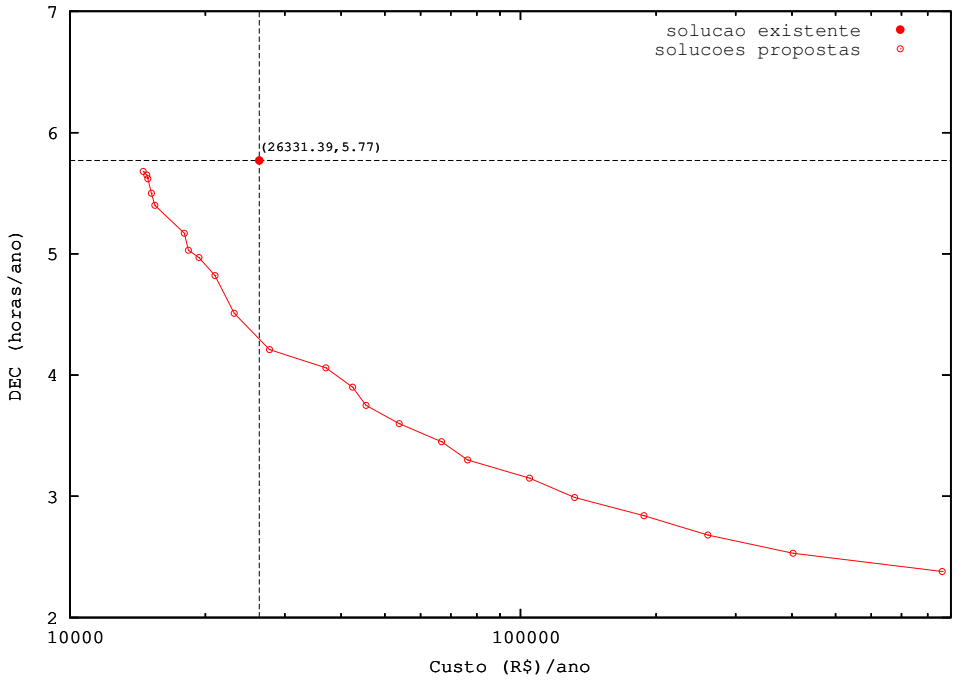


Figura 8.10: Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 3.

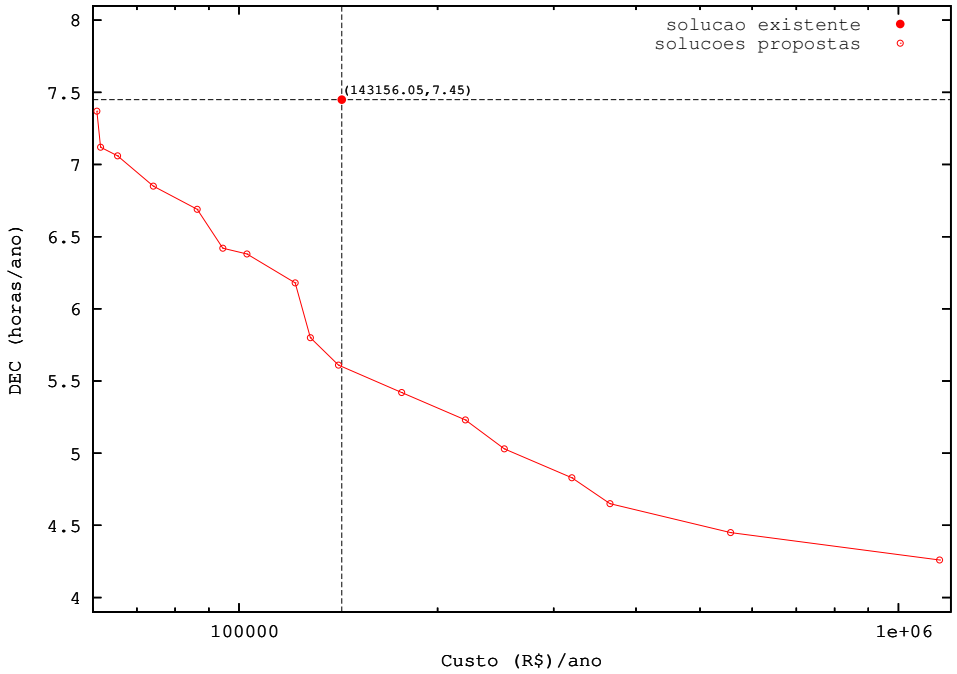
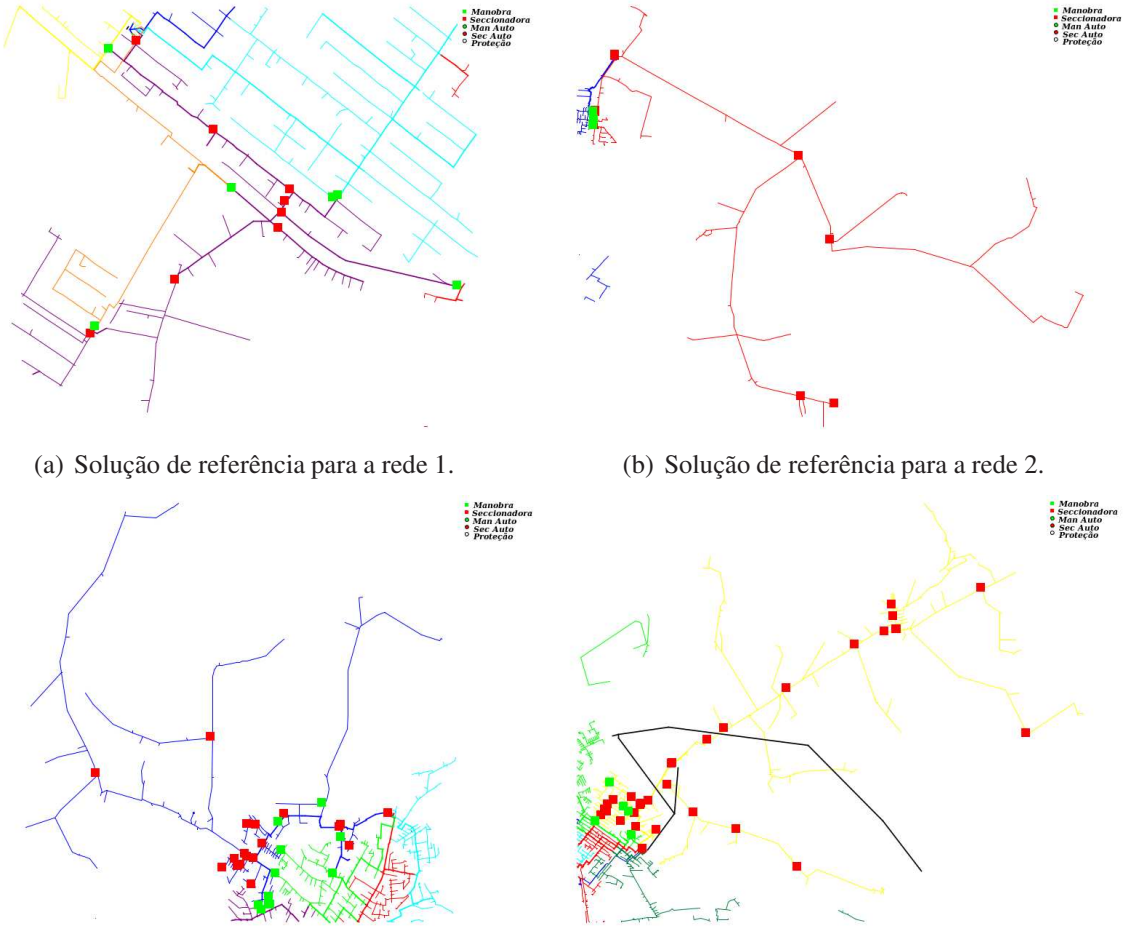


Figura 8.11: Soluções não-dominadas e solução de referência para rede 4.

8.13, 8.14, 8.15, 8.16 exibem as soluções dominantes no custo e soluções dominantes no DEC para as redes 1, 2, 3 e 4. A seguir, é descrito o processo de obtenção dessas soluções.



(a) Solução de referência para a rede 1.

(b) Solução de referência para a rede 2.

(c) Solução de referência para a rede 3.

(d) Solução de referência para a rede 4.

Figura 8.12: Alocação de chaves das soluções de referência.

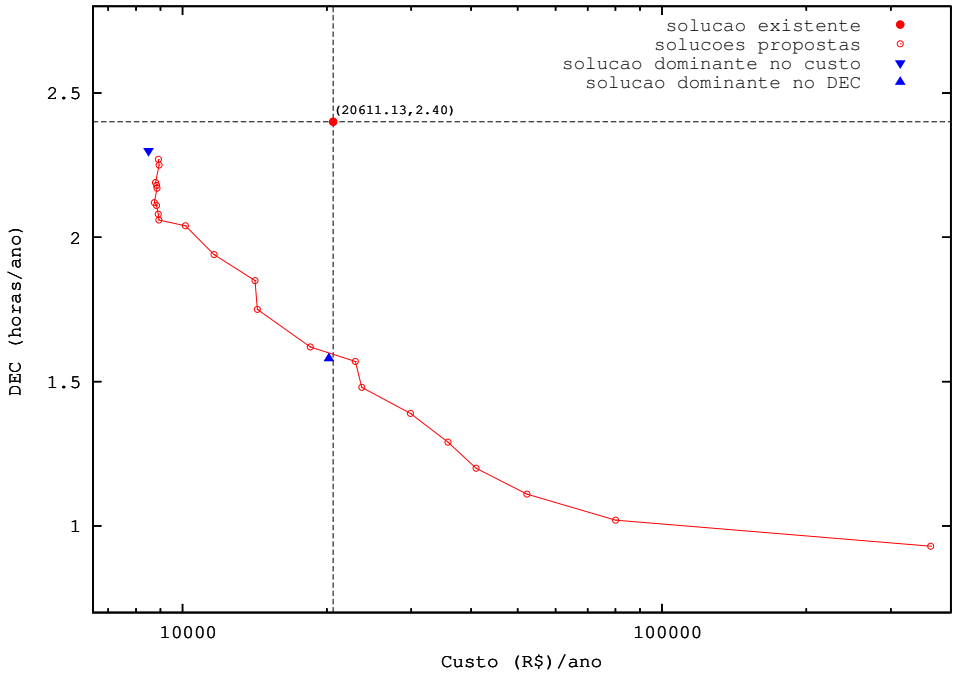


Figura 8.13: Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 1.

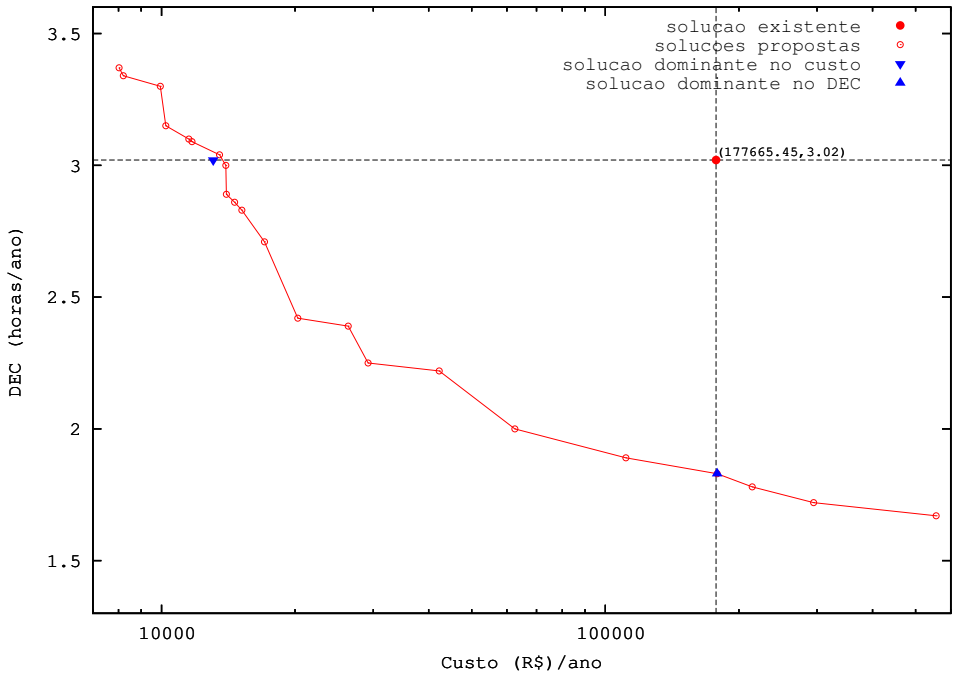


Figura 8.14: Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 2.

Solução Dominante no Custo

A solução dominante no custo foi obtida através da execução do algoritmo memético utilizando como DEC limite o valor do DEC da solução de referência. O tempo de execução foi limitado em

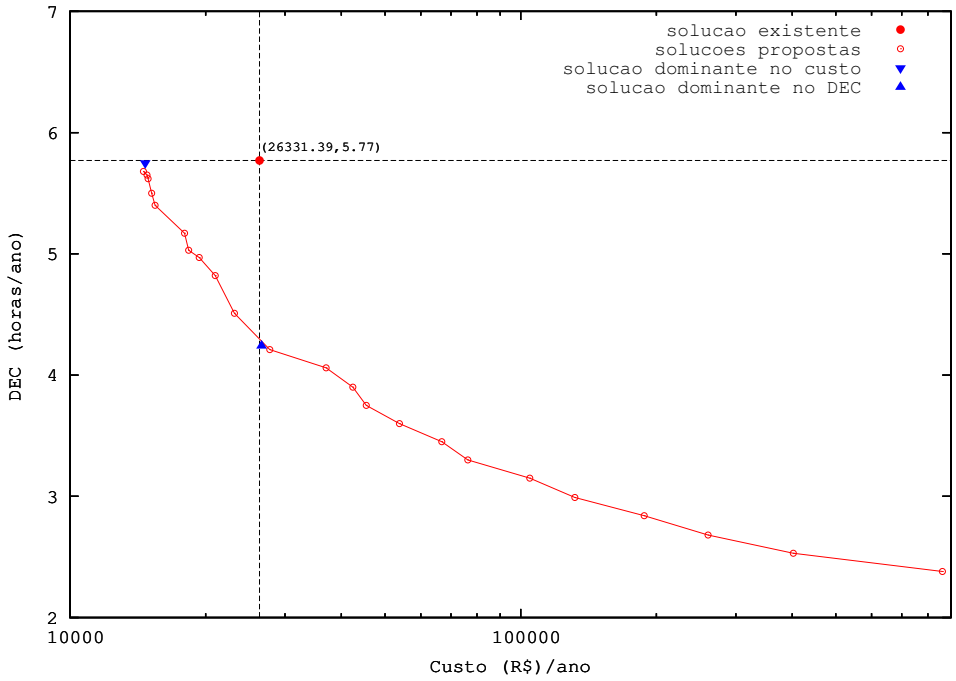


Figura 8.15: Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 3.

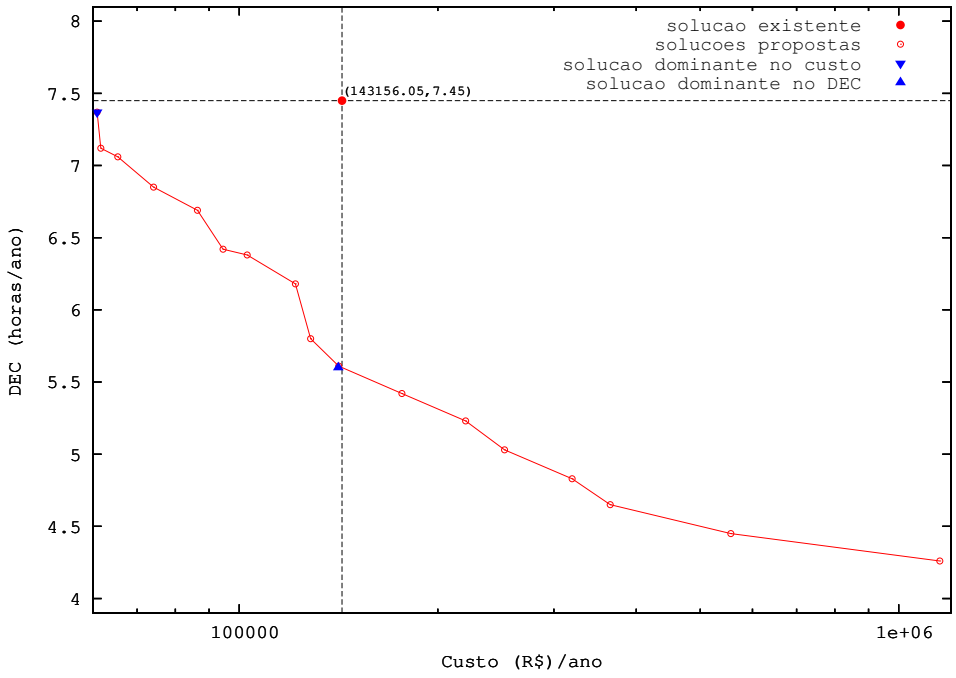


Figura 8.16: Comparação entre soluções propostas e solução de referência para rede 4.

5 minutos. A motivação desse estudo consiste em encontrar uma solução alternativa com a mesma confiabilidade da solução de referência porém com menor custo. Em outras palavras, esse estudo passa a ser interessante quando o objetivo se torna minimizar os custos de alocação de chaves em uma

rede, não permitindo no entanto, a deterioração da confiabilidade do sistema. O DEC das redes 1, 2, 3 e 4 são $2,40$; $3,02$; $5,77$ e $7,45$, respectivamente. A alocação de chaves das soluções dominantes no custo são apresentadas nas Figuras 8.17(a), 8.18(a), 8.19(a) e 8.20(a).

Solução Dominante no DEC

A solução dominante no DEC foi obtida após a execução do algoritmo memético com restrição de orçamento de *R*$20.500,00; *R*$180.000,00; *R*$27.000,00 e *R*$144.000,00 para as redes 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Esses limites de orçamento representam valores próximos ao custo da solução de referência. O tempo de execução também foi limitado a 5 minutos como no estudo de solução dominante no custo. Esse estudo busca encontrar uma solução que forneça a opção de reduzir o DEC da rede, utilizando aproximadamente o mesmo investimento utilizado pela solução de referência. A alocação de chaves das soluções dominante no DEC são apresentadas nas Figuras 8.17(b), 8.18(b), 8.19(b) e 8.20(b).

Análise das Soluções

A Tabela 8.2 apresenta as principais características da solução de referência e das soluções dominante no custo e dominante no DEC para cada rede em estudo. Os custos apresentados nessa tabela são referentes ao custo total da solução (custo das chaves adicionado ao custo da energia não distribuída (Eq. 8.6), são anualizados em um horizonte de 15 anos.

Analisando os resultados numéricos obtidos com a metodologia proposta, observa-se que a solução *dominante no custo* atingiu reduções significativas nos custos propondo soluções com custo anual total de *R*$8.498,73, *R*$13.080,06, *R*$14.682,97 e *R*$60.859,97 para as redes 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Essas soluções representam uma redução em relação ao custo da solução de referência de $58,76\%$, $92,63\%$, $44,23\%$ e $57,48\%$ respectivamente, para as redes 1, 2, 3 e 4.

Essas reduções foram possíveis realocando chaves da rede, posicionando-as em locais que produzem maior benefício em relação ao DEC. Para as redes 1 e 3, ocorreu uma redução no número de chaves alocadas, ou seja, o algoritmo memético removeu chaves de locais que não apresentam melhorias significativas para a confiabilidade. Isso é justificável, dado que a solução representativa possui o custo de chaves e o custo de energia não distribuída com valores próximos (custo do END representa $60,43\%$ e $51,89\%$ do custo total, respectivamente), permitindo a redução do custo através da remoção de chaves.

As soluções apresentadas para as redes 2 e 4 mostram um aumento no número de chaves alocadas. Isso é justificável pela procura do algoritmo em diminuir o custo total da solução através da redução do custo da energia não distribuída. As soluções representativas para as redes 2 e 4 apresentam um custo de energia não distribuída igual a *R*$171.526,22 e *R*$122.383,85, ou seja, $96,54\%$ e $85,48\%$ da solução representativa, respectivamente.

A solução dominante no DEC teve uma duração esperada de interrupção de energia média de $1,58$,

Tabela 8.2: Comparação de soluções para as redes em estudo.

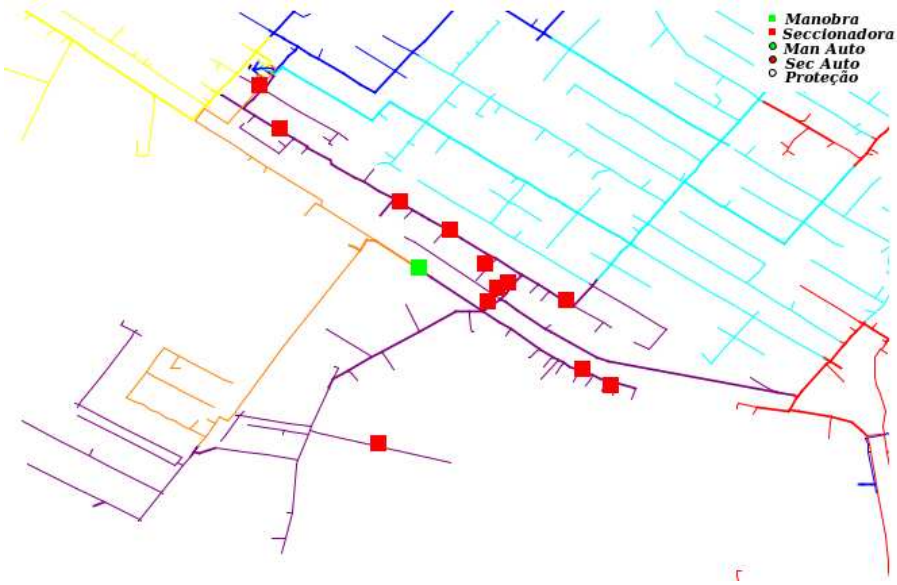
Resultados para rede 1			
	Solução de referência	Dominante no custo	Dominante no *DEC*
Valor do *DEC*	2,40	2,30	1,58(-34,16%)
Custo total anualizado	20.611,13	8.498,73 (-58,76%)	20.197,40
Chaves alocadas	14	13	13
Chaves automáticas	0	0	4
Tempo de execução (min.)	-	5,00	5,00
Resultados para rede 2			
	Solução de referência	Dominante no custo	Dominante no *DEC*
Valor do *DEC*	3,02	3,02	1,83(-39,40%)
Custo total anualizado	177.665,45	13.080,06 (92,63-%)	178.598,56
Chaves alocadas	13	17	48
Chaves automáticas	0	1	35
Tempo de execução (min.)	-	5,04	5,06
Resultados para rede 3			
	Solução de referência	Dominante no custo	Dominante no *DEC*
Valor do *DEC*	5,77	5,75	4,24(-26,51%)
Custo total anualizado	26.331,39	14.682,97 (44,23-%)	26.605,95
Chaves alocadas	29	19	29
Chaves automáticas	0	0	4
Tempo de execução (min.)	-	5,01	5,02
Resultados para rede 4			
	Solução de referência	Dominante no custo	Dominante no *DEC*
Valor do *DEC*	7,45	7,37	5,60(-24,83%)
Custo total anualizado	143.156,05	60.859,97 (-57,48%)	141.290,16
Chaves alocadas	36	55	75
Chaves automáticas	0	0	31
Tempo de execução (min.)	-	5,09	5,03

DEC (horas/ano). Custo ($R\$/ano$).

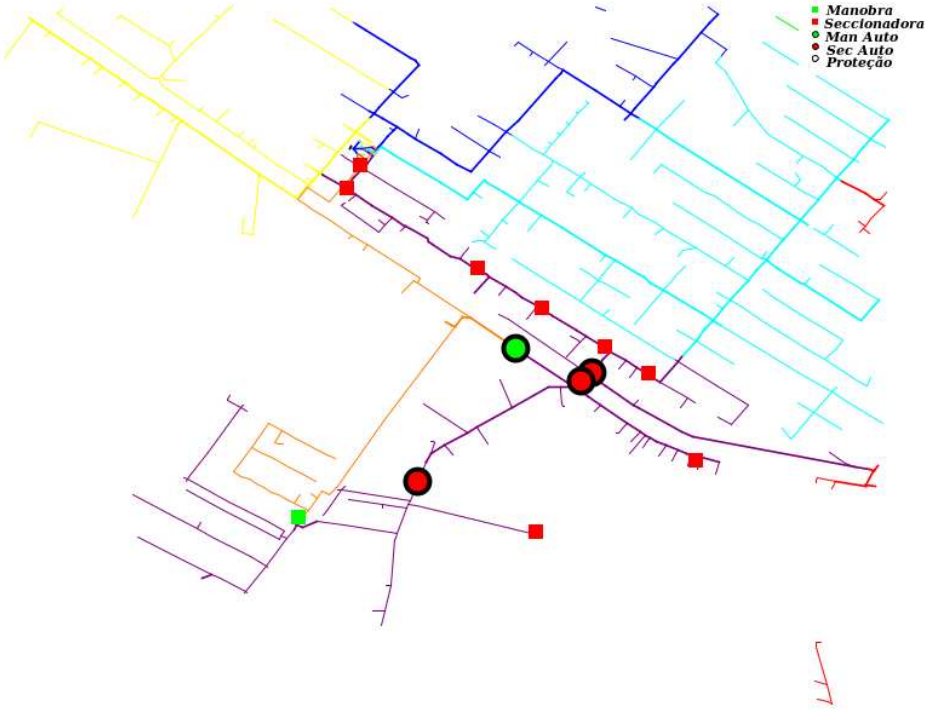
$1,83$, $4,24$ e $5,60$ horas/ano para as respectivas redes em estudo. As soluções propostas mantiveram praticamente o mesmo nível de investimento da solução de referência. A redução alcançada no DEC, com relação à solução de referência, foi de $34,16\%$, $39,40\%$, $26,51\%$ e $24,83\%$ para as redes 1, 2, 3 e 4, respectivamente. A melhoria na confiabilidade pôde ser alcançada principalmente pela alocação de chaves automáticas e realocação de chaves manuais.

De forma semelhante ao estudo de dominância no custo, as redes 1 e 3 mantiveram as chaves alocadas apenas reposicionando e automatizando algumas chaves. As redes 2 e 4, devido ao alto custo de energia não distribuída na solução representativa, aumentaram significativamente o número de chaves alocadas, assim como a quantidade de chaves automáticas presentes na rede. O estudo da dominância no DEC comprova a importância da automatização da rede quando se deseja alcançar altos níveis de confiabilidade.

Uma representação das soluções dominante no custo e dominante no DEC, para as redes em estudo, pode ser observada nas Figuras 8.17, 8.18, 8.19 e 8.20.

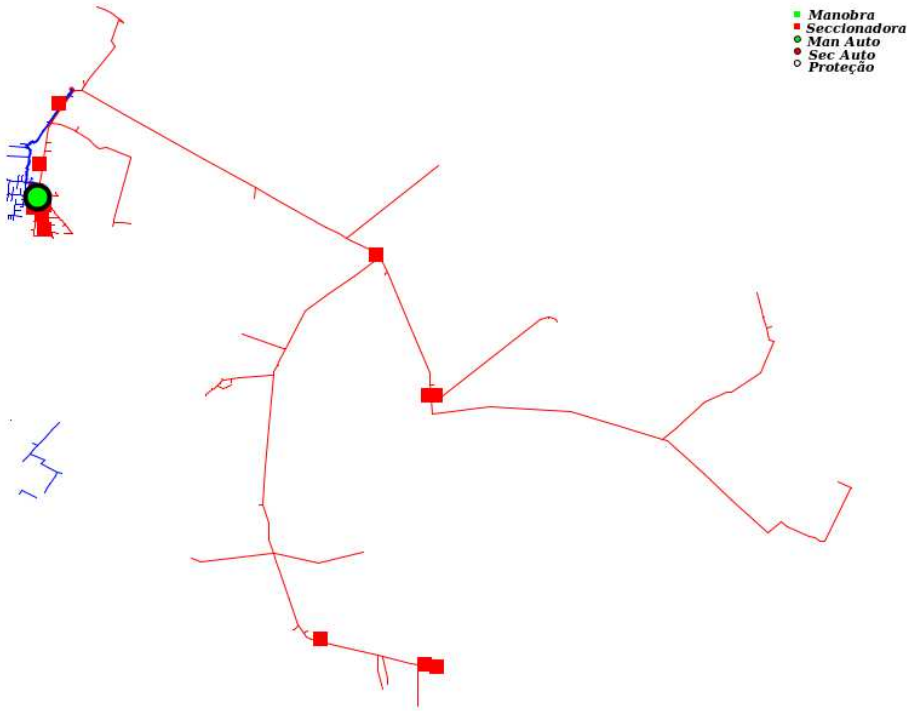


(a) Solução Dominante no Custo para a rede 1.

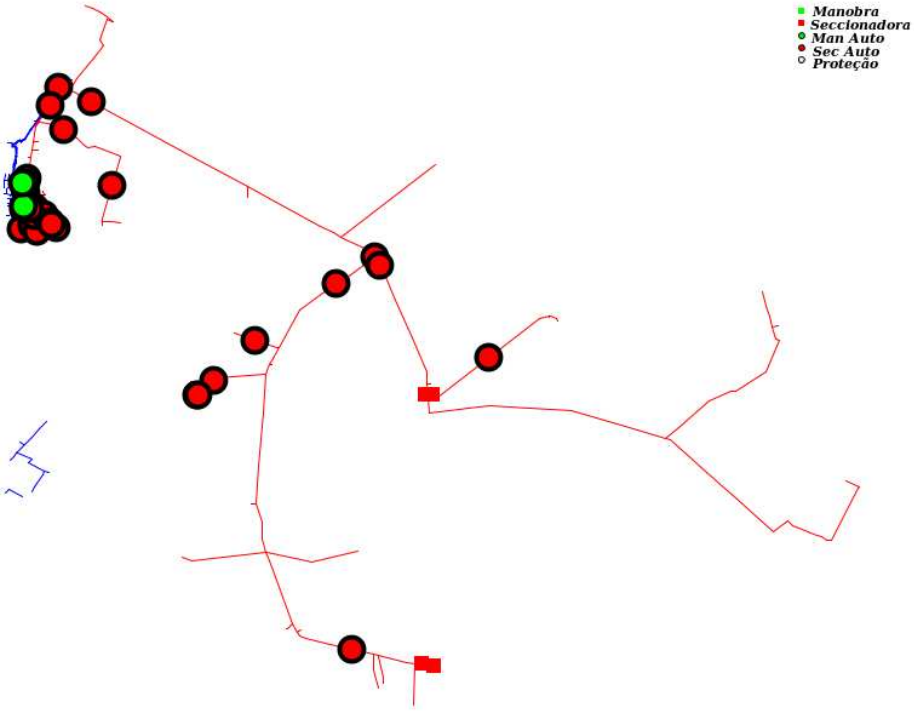


(b) Solução Dominante no DEC para a rede 1.

Figura 8.17: Comparação de soluções para a rede 1.

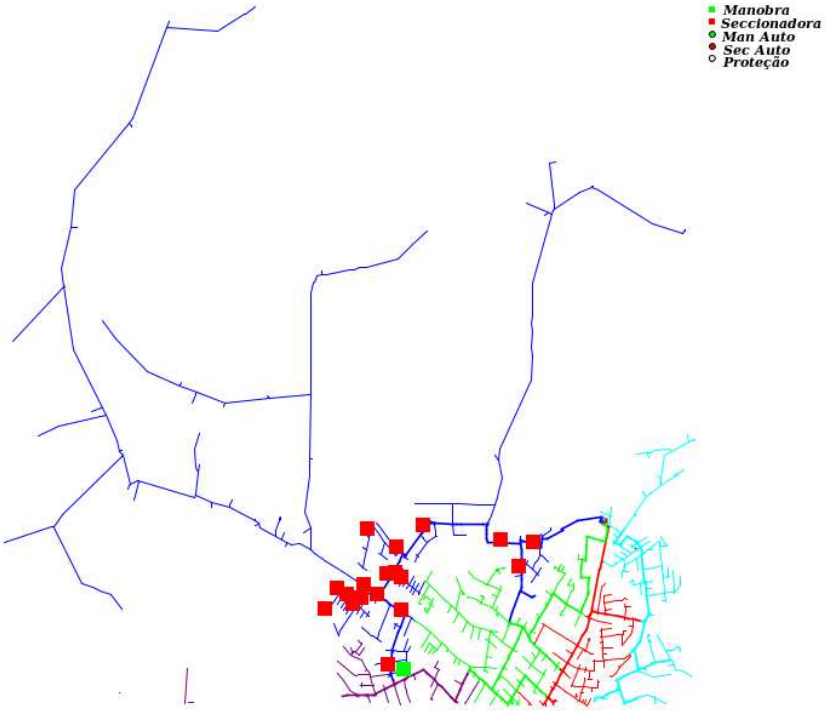


(a) Solução Dominante no Custo para a rede 2 .

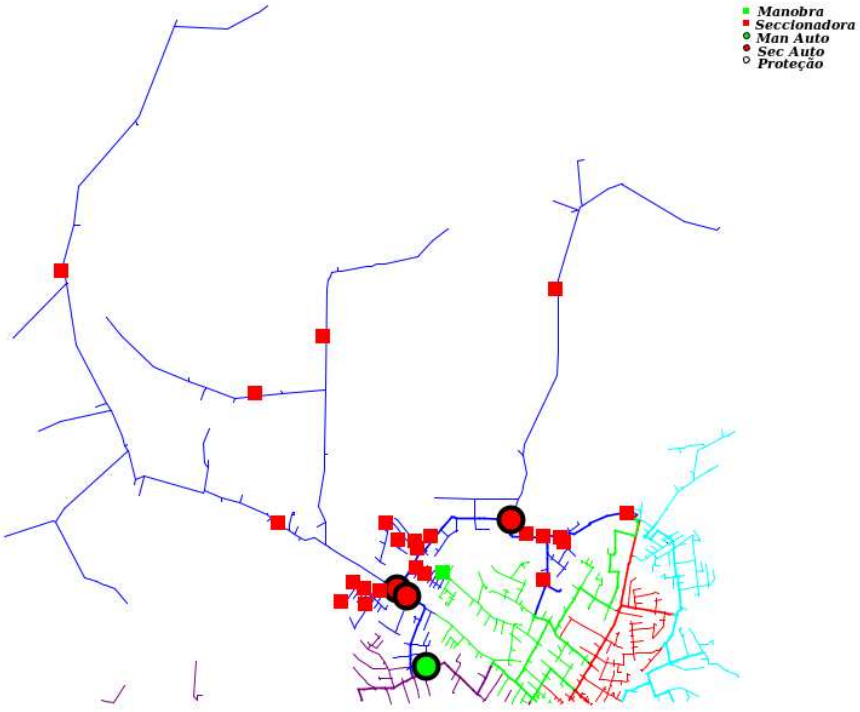


(b) Solução Dominante no DEC para a rede 2.

Figura 8.18: Comparação de soluções para a rede 2.

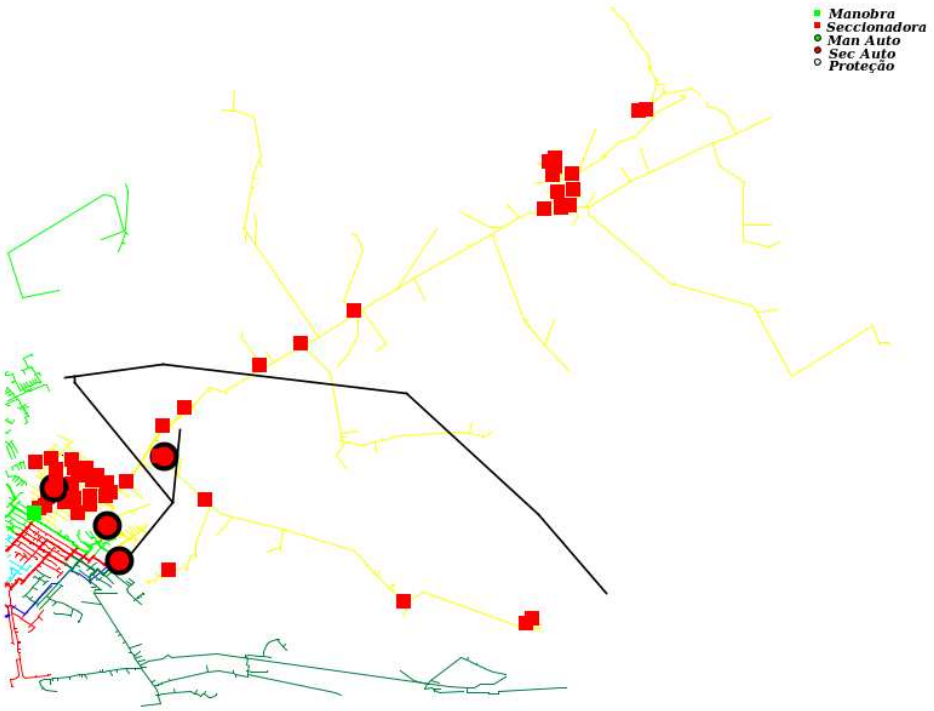


(a) Solução Dominante no Custo para a rede 3.

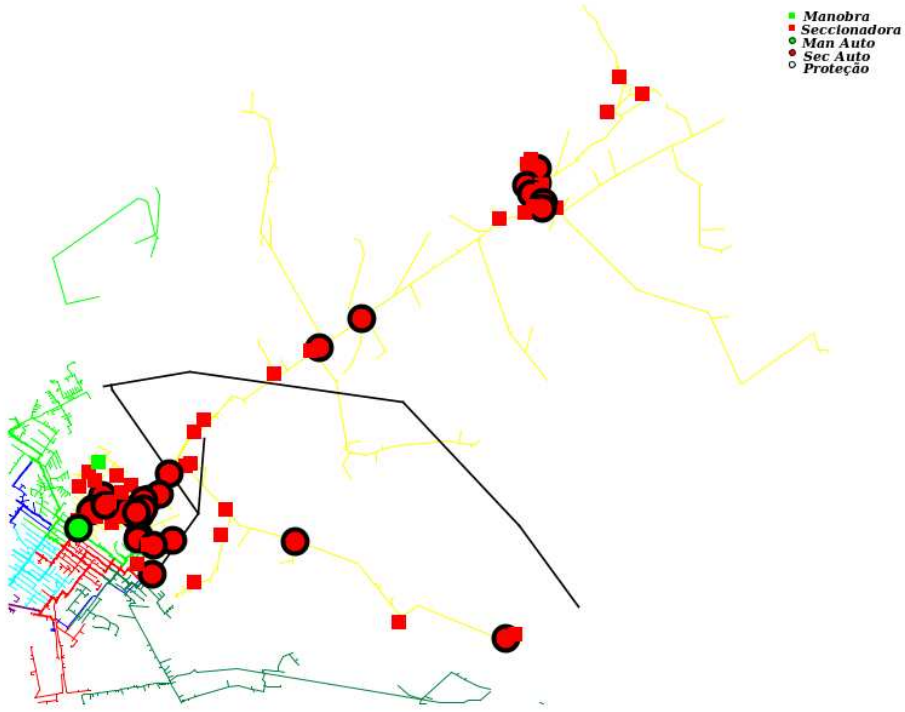


(b) Solução Dominante no DEC para a rede 3.

Figura 8.19: Comparação de soluções para a rede 3.



(a) Solução Dominante no Custo para a rede 4.



(b) Solução Dominante no DEC para a rede 4.

Figura 8.20: Comparação de soluções para a rede 4.

Capítulo 9

Considerações Finais

Neste trabalho, foi estudado o problema de alocação de chaves seccionadoras e de manobra, automáticas e manuais com diferentes capacidades, em redes de distribuição primárias radiais. O objetivo foi reduzir os custos operacionais das redes e a duração da interrupção no fornecimento de energia elétrica. A alocação otimizada destes dispositivos permitiu alcançar reduções nos custos e nas durações das interrupções de energia.

O trabalho propôs uma metodologia composta por um avaliador analítico e uma metaheurística para otimização do problema de alocação de chaves (PAC) baseada nos conceitos de algoritmos meméticos, reforçada por uma heurística aleatória gulosa e uma população estruturada hierárquica. O algoritmo memético proposto, por ser uma heurística populacional, fornece um conjunto de soluções de qualidade.

O uso de população estruturada foi motivado pelo fato de o problema de alocação de chaves envolver avaliações sucessivas de confiabilidade, uma tarefa computacionalmente cara. A população estruturada, com um menor número de indivíduos, reduz consideravelmente o número de avaliações requeridas, mantendo a qualidade das soluções propostas quando comparada a um algoritmo genético com população não-estruturada.

Foram realizados estudos de casos utilizando redes reais de grande porte para avaliar a metodologia proposta. Nesses estudos de caso, três cenários foram investigados primordialmente: *(i)* otimização da rede completa, onde o processo de alocação de chaves é realizado em uma rede sem nenhuma chave alocada; *(ii)* otimização da rede parcial com melhorias na confiabilidade, onde as chaves já existentes na rede são fixadas e novas chaves são propostas, com o objetivo de melhorar a confiabilidade da rede; *(iii)* otimização local com expansão da rede, cenário em que as chaves da rede são fixadas e a alocação de chaves é realizada em uma nova região da rede.

Os resultados demonstraram que a metodologia é capaz de economizar recursos e manter níveis desejados de confiabilidade com uma alocação de chaves adequada e parcimoniosa. Além disso, a metodologia proposta é capaz de resolver cenários desafiadores comumente enfrentados pelas concessionárias de distribuição de energia. Com um tempo computacional adequado, foram propostas

soluções que oferecem reduções significativas nos custos (43% à 83%) quando comparadas com soluções de referência retratando configurações de chaves implementadas na prática.

O estudo de melhoria na confiabilidade da rede mostrou a capacidade da metodologia proposta de encontrar soluções atendendo padrões de confiabilidade com o menor custo possível. As chaves automáticas são dispositivos importantes para obter a melhoria da confiabilidade da rede, particularmente para limites baixos de DEC. Os resultados obtidos com o estudo de expansão da rede comprova a importância da alocação de chaves automáticas na rede de distribuição de energia.

É importante observar que a metodologia proposta ainda possui espaço para melhorias, como por exemplo, pode-se acrescentar melhorias às buscas locais apresentadas utilizando a informação fornecida pela função de benefício apresentada na Seção 6.2.2 em busca de melhorar os resultados obtidos.

Foi realizado um estudo multiobjetivo para o PAC, acoplando-se à metodologia de otimização ao método ε-restrito. Com essa metodologia, foi possível encontrar um conjunto de soluções não-dominadas de boa qualidade para o problema. Estudos de caso foram realizados para três alimentadores de uma rede de grande porte. Um conjunto de soluções de alta qualidade foi encontrado pelo algoritmo. Soluções alternativas de melhor custo e DEC foram avaliadas. A comparação entre a solução vigente e a proposta pelo algoritmo destaca a eficácia da metodologia proposta devido ao potencial de redução do custo de 63% a 80% e aumento da confiabilidade de 16% a 26%.

O estudo do PACM mostrou a existência de um compromisso entre o investimento aplicado na alocação de chaves, a economia no índice END e o aperfeiçoamento da confiabilidade da rede.

Por ser capaz de encontrar boas soluções, com esforço computacional aceitável, para redes reais em operação no país, a metodologia proposta pode ser usada como uma ferramenta para auxiliar tomadas de decisões nas áreas de planejamento, reconfiguração da rede, isolamento de falhas e restauração da rede em sistema de distribuição de energia.

Observe que o custo utilizado atende o ponto de vista da concessionária de distribuição de energia, caso fosse considerado o lado do consumidor o custo de energia seria consideravelmente maior e muito provavelmente a solução proposta teria um ganho mais alto em relação ao apresentado neste trabalho.

A principal contribuição desta tese é a proposta de uma metodologia para solução do PAC que adota uma visão generalizada do problema, em contraste com as encontradas na literatura. O PAC apresentado é mais amplo, comparado às variantes apresentadas nos trabalhos da área, dado que a metodologia descrita define não só a localização de chaves, mas também a sua capacidade, seu estado (aberto ou fechado) e seu tipo (manual ou automático). Outra característica importante é o particionamento do tempo de interrupção em três componentes distintas: tempos de localização, transferência e reparo; fornecendo uma representação mais plausível da realidade. Outra generalidade é a consideração das capacidades dos cabos e alimentadores como restrições elétricas, tornando a solução fornecida factível de ser implementada na prática e deixando o problema mais próximo da realidade.

A metodologia foi testada em cenários práticos vivenciados por companhias de distribuição de

energia elétrica de grande porte. Portanto acredita-se que o trabalho apresentado fornece contribuições substanciais para a confiabilidade de redes de distribuição, incluindo aspectos relevantes que ainda não foram considerados em trabalhos anteriores. Além disso, as redes reais utilizadas nos estudos de caso possuem tamanhos maiores que as redes estudadas em trabalhos presentes na literatura.

Outras considerações podem ser encorparadas ao PAC, como geração distribuída e demanda variável de energia. Aplicações alternativas que podem ser estudas envolvem a análise da confiabilidade em regiões inóspitas envolvendo veículos espaciais, aeronaves, submarinos, aplicações militares.

Bibliografia

Ahuja, R. K., Magnanti, T. L. & Orlin, J. B. (1993). Network Flows: Theory, Algorithms, and Applications, Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey.

ANEEL (2008). Atlas de energia elétrica do Brasil., 3rd edn.

Arroyo, J. E. C. (2002). Heurísticas e Metaheurísticas para Otimização Combinatória Multiobjetivo, Phd thesis, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

Augugliaro, A., Dusonchet, L. & Sanseverino, E. R. (2000). Multiobjective service restoration in distribution networks using an evolutionary approach and fuzzy sets, Electrical Power & Energy Systems **22**: 103–110.

Bacalhau, E. T., Usberti, F. L. & Lyra, C. (2013). A dynamic programming approach for optimal allocation of maintenance resources on power distribution networks, Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, pp. 1–5.

Bacalhau, E. T., Usberti, F. L., Lyra, C. & Cavellucci, C. (2012). A knapsack problem approach for optimal allocation of maintenance resources on electric power distribution networks, in C. J. Luz & F. Valente (eds), ICORES, SciTePress, pp. 462–466.

Bellman, R. (2003). Dynamic Programming, 1st edn, Dover Publications.

Benavides, A. J., Ritt, M., Buriol, L. S. & França, P. M. (2013). An iterated sample construction with path relinking method: Application to switch allocation in electrical distribution networks, Computers & Operations Research **40**(1): 24–32.

Berbert, P. C. (2008). Sistema imunológico artificial para otimização multiobjetivo, Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

Bernardon, D. P., Sperandio, M., Garcia, V. J., Canha, L. N., da Rosa Abaide, A. & Daza, E. F. B. (2011). AHP decision-making algorithm to allocate remotely controlled switches

in distribution networks, IEEE Transactions on Power Delivery **26**(3): 1884–1892. doi: 10.1109/TPWRD.2011.2119498.

Bernardon, D. P., Sperandio, M., Garcia, V. J., Russi, J., Canha, L. N., Abaide, A. R. & Daza, E. F. B. (2011). Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm, Electric Power Systems Research **81**(2): 414–420. doi: 10.1016/j.epsr.2010.10.010.

Billinton, R. & Allan, R. N. (1992). Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques, 2rd edn, Springer, Berlin, Germany.

Billinton, R. & Allan, R. N. (1996). Reliability Evaluation of Power Systems, 2rd edn, Plenum Press, New York, NY.

Billinton, R. & Jonnavithula, S. (1996). Optimal switching device placement in radial distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery **11**(3): 1646–1651. doi: 10.1109/61.517529.

Carvalho, P. M. S., Ferreira, L. A. F. M. & da Silva, A. J. C. (2005). A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems, IEEE Transactions on Power Delivery **20**(2): 1031–1036. doi: 10.1109/TPWRD.2004.838470.

Celli, G. & Pilo, F. (1999). Optimal sectionalizing switches allocation in distribution networks, IEEE Transactions on Power Delivery **14**(3): 1167–1172. doi: 10.1109/61.772388.

Chinchuluun, A. & Pardalos, P. M. (2007). A survey of recent developments in multiobjective optimization, Annals of Operational Research **154**: 29–50.

Eiben, A. E. & Smith, J. E. (2003). Introduction to Evolutionary Computing, Springer-Verlag, Berlin, Germany.

Falaghi, H., Haghifam, M. R. & Singh, C. (2009). Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach, IEEE Transactions on Power Delivery **24**(1): 268–276.

França, P. M., Mendes, A. & Moscato, P. (2001). A memetic algorithm for the total tardiness single machine scheduling problem, European Journal of Operational Research **132**: 224–242.

Garey, M. R. & Johnson, D. S. (1979). Computers and Intractability: A Guide to the Theory of Np-Completeness, 1st edn, W. H. Freeman & Co, Gordonsville, Virginia.

Gendreau, M. & Potvin, J.-Y. (2010). Handbook of Metaheuristics, 2nd edn, Springer Publishing Company, Incorporated.

González, J. F. V. (2011). Estratégias para redução de perdas técnicas e melhorias nas condições de operação de redes de distribuição de energia elétrica, Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

Haghifam, M. R. (2004). Optimal allocation of tie points in radial distribution systems using a genetic algorithm, European Transactions on Electrical Power **14**(2): 85–96. doi: 10.1002/etep.8.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B. & Robba, E. J. (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica, 1st edn.

Kersting, W. H. (2002). Distribution System Modeling and Analysis, 2rd edn, CRC Press, New York, NY.

Levitin, G., Mazal-Tov, S. & Elmakis, D. (1995). Genetic algorithm for optimal sectionalizing in radial distribution systems with alternative supply, Eletric Power Systems Research **35**: 149–155. doi: 10.1016/0378-7796(95)01002-5.

Mendes, A., França, P. M., Lyra, C., Pissarra, C. & Cavellucci, C. (2005). Capacitor placement in large-sized radial distribution networks, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution **152**(4): 496–502. doi:10.1049/ip-gtd:20059015.

Michalewicz, Z. (1996). Genetic algorithms + data structures = evolution programs, 3rd edn, Springer, New York, EUA.

Miu, K. N., Chiang, H.-D., Yuan, B. & Darling, G. (1998). Fast service restoration for large-scale distribution systems with priority customers and constraints, IEEE Transmissions and Power Systems **13**(3): 789–795.

Moradi, A. & Fotuhi-Firuzabad, M. (2008). Optimal switch placement in distribution systems using trinary particle swarm optimization algorithm, IEEE Transactions on Power Delivery **23**(1). doi: 10.1109/TPWRD.2007.905428.

Moscato, P. (1989). On evolution, search, optimization, genetic algorithms and martial arts: Towardsmemetic algorithms, Technical Report C3P Report 826, Caltech Concurrent Computation Program.

Moscato, P. & Cotta, C. (2003). An introduction to memetic algorithms, Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial (19): 131–148.

Moscato, P. & Norman, M. G. (1992). A "memetic"approach for the traveling salesman problem implementation of a computational ecology for combinatorial optimization on message-passing systems, Proceedings of the International Conference on Parallel Computing and Transputer Applications, IOS Press, pp. 177–186.

Nemhauser, G. L. & Wolsey, L. A. (1999). Integer and Combinatorial optimization, Wiley Interscience.

Queiroz, L. M. O. & Lyra, C. (2009). Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands, IEEE Transactions on Power Systems **24**(1): 445–453.

Reis, P. A. (2007). Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica, Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP - Brasil.

Silva, E. S., Manhães, L. R., Oliveira, P. R. & Joly, S. V. Z. (1992). Previsão de confiabilidade de alimentadores, Relatório interno, Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL.

Sittithumwata, A., Soudib, F. & Tomsovic, K. (2004). Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information, Electric Power Systems Research **68**(3): 208–220.

Teng, J. & Liu, Y. (2003). A novel acs-based optimum switch relocation method, IEEE Transactions on Power Systems **18**(1): 113–120. doi: 10.1109/TPWRS.2002.807038.

Tippachon, W. & Rerkpreedapong, D. (2009). Multiobjective optimal placement of switches and protective devices in electric power distribution systems using ant colony optimization, Electric Power Systems Research **79**(7): 1171–1178. doi: 10.1016/j.epsr.2009.02.006.

Usberti, F., Lyra, C., Cavellucci, C. & González, J. F. V. (2012). Hierarchical multiple criteria optimization of maintenance activities on power distribution networks, Annals of Operations Research **on line**: 1–22.

Veldhuizen, D. A. V. & Lamont, G. B. (2000). Multiobjective evolutionary algorithms: Analyzing the state-of-the-art, Evolutionary Computation **8**(2): 125–147.

Zitzler, E. (2000). Evolutionary Algorithms for Multiobjective Optimization: Methods and Applications, Phd thesis, Federal Institute of Technology Zurich, Zurich, Swiss.