

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS- GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUIS ALBERTO DA SILVA LOUSEIRO FILHO

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES E INDICADORES DE FALTA PARA MINIMIZAR AS
PENALIDADES PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA.**

SÃO LUÍS

2020

LUIS ALBERTO DA SILVA LOUSEIRO FILHO

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES E INDICADORES DE FALTA PARA MINIMIZAR AS
PENALIDADES PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA.**

Dissertação submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia da Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.

Co-Orientadora: Profa. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

SÃO LUÍS

2020

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Louseiro Filho, Luis Alberto da Silva.

Alocação ótima de chaves e indicadores de falta para minimizar as penalidades pagas por concessionárias de distribuição de energia elétrica / Luis Alberto da Silva Louseiro Filho. - 2020.

150 f.

Coorientador(a): Maria da Guia da Silva.

Orientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade/ccet, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2020.

1. Alocação de chaves e indicadores de falta. 2. Confiabilidade. 3. Minimização de Penalidades. 4. Otimização. 5. Redes de distribuição. I. da Silva, Maria da Guia. II. Rodrigues, Anselmo Barbosa. III. Título.

LUIS ALBERTO DA SILVA LOUSEIRO FILHO

**ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CHAVES E INDICADORES DE FALTA PARA MINIMIZAR AS
PENALIDADES PAGAS POR CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA.**

Dissertação submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia da Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.

Co-Orientadora: Profa. Maria da Guia da Silva, Ph.D.

Aprovada em / /

BANCA EXAMINADORA

Prof.º Anselmo Barbosa Rodrigues, D.Sc.
(Orientador - UFMA)

Prof.ª Maria da Guia da Silva, Ph.D.
(Co-Orientadora - UFMA)

Prof.º José Filho da Costa Castro, D.Sc.
(Examinador, UFPE)

Prof.º José Eduardo Onoda Pessanha, D.Sc.
(Examinador - UFMA)

Dedica-se este trabalho a Luis, Rita e Larissa, o cuidado, incentivo e apoio foram fundamentais nessa trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus por sua bondade comigo.

Meus pais, Luis e Rita, e irmã, Larissa, por sempre acreditarem em mim e se dedicarem o máximo possível a me ajudar e orientar no caminho da ética e da justiça. Serei eternamente grato pelos ensinamentos e lições que construíram meu caráter. O amor de vocês me incentiva muito, as minhas vitórias pertencem a vocês também.

Aos meus avós, vô Garcia e Vô Lúcia por serem sempre atenciosos comigo em todos os âmbitos possíveis, admiro o cuidado de vocês para comigo e prezo muito por seus ensinamentos e lições.

A Lene, por seus ensinamentos sobre a vida, sempre me mostrando experiência que serão muito valiosas na minha vida, além de toda a ajuda e a sua dedicação a me ajudar. Obrigado por sua grande amizade

Aos professores Maria da Guia e Anselmo, fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho, agradeço a confiança de aceitarem trabalhar comigo, a dedicação e o grande suporte dado a mim. Tenho vocês como referência profissional e serei sempre marcado pelos ensinamentos que foram transmitidos a mim.

Aos companheiros de LCQ pelas trocas de conhecimento e experiências que foram de grande valia no dia a dia.

À Universidade Federal do Maranhão por ser a porta de entrada para a realização de um grande sonho, minha carreira professor. Grato ao corpo docente e toda a equipe administrativa do PPGE.

Ao Conselho nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, pelo financiamento desta pesquisa.

“A energia elétrica é uma parte imprescindível do nosso dia a dia e a verdadeira força-motriz da economia. Por isso, é importante que as concessionárias e o governo estejam preparados e alinhados para que, no futuro, tenhamos esse insumo com qualidade e quantidade suficiente para atender às necessidades da sociedade.”

(Nelson Benício Marques Araújo)

RESUMO

A importância da energia elétrica na sociedade impõe para as concessionárias de energia a necessidade de avaliar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica e adotar medidas que minimizem o impacto das interrupções. As agências reguladoras atribuem limites de qualidade, que se forem extrapolados, serão impostas multas para as concessionárias. Neste cenário, os métodos de estimação de índices de confiabilidade são ferramentas que auxiliam o planejamento e a operação da rede elétrica orientados para o cumprimento de padrões aceitáveis.

Os índices de confiabilidade podem medir a frequência e a duração das interrupções nas redes de distribuição, destacando-se o índice DEC, que é a indisponibilidade anual média para um conjunto de consumidores. As penalidades pagas pelas concessionárias de energia dependem do DEC, ou seja, a cada vez que o limite aceitável do DEC é violado, paga-se uma penalidade. Desta forma, modificando-se a função densidade de probabilidade do DEC implica em redução das penalidades. Outro custo associado aos índices de confiabilidade são os custos de interrupção de energia para as classes de consumidores. Estes custos expressam os impactos econômicos de uma interrupção para os diferentes tipos de consumidores com base na duração, frequência e potência não fornecida da interrupção.

A alocação de dispositivos na rede elétrica é um recurso de baixo custo e muito eficaz para maximizar a confiabilidade da rede de distribuição. Porém, o efeito da alocação nas penalidades nunca foi avaliado. As chaves automáticas e manuais são eficientes para reduzir os tempos de restauração dos consumidores devido ao aumento na capacidade de seccionamento da rede. Os indicadores de falta e chaves automáticas são importantes para indicar um caminho mais próximo da falta. Desta forma, reduz-se o tempo de restauração dos consumidores devido a diminuição do tempo de localização da falta.

Portanto, essa dissertação propõe um método que visa reduzir os custos associados as penalidades e interrupções através da alocação ótima de chaves manuais, chaves automáticas e indicadores de falta. Este problema de otimização foi

solucionado usando-se técnicas de otimização multiobjetivo baseadas na Teoria da superfície de Pareto. Além disso, foram desenvolvidos modelos alternativos para reduzir o custo computacional da estimação das penalidades. Os resultados dos testes demonstraram que o modelo de otimização multiobjetivo foi capaz de obter soluções com um compromisso aceitável entre custos de instalação/manutenção e de confiabilidade. Adicionalmente, os modelos alternativos para a estimação das penalidades demonstraram boa precisão e baixo custo computacional com relação a Simulação Monte Carlo.

Palavras chave: **Confiabilidade, DEC, Penalidades, Custos de Interrupção, Alocação Ótima, Algoritmo Genético, Pareto, Chaves, Indicadores de Falta.**

ABSTRACT

The importance of electric energy in the society imposes on utilities the need to assess the reliability of the electric power supply and to adopt measures that minimize the impact of interruptions. Regulatory agencies establish quality limits, which, if extrapolated, will result in penalties for distribution utilities. In this scenario, the reliability index estimation methods are tools that help the planning and operation of the electrical network oriented towards the fulfillment of acceptable standards.

Reliability indices can measure the frequency and duration of interruptions in the distribution networks, i.e. the DEC index, which is the average annual unavailability for a group of consumers. The penalties paid by the distribution utilities depend on DEC. That is, each time the acceptable limit of DEC is violated, a penalty is paid. Thus, modifying DEC's probability density function implies a reduction in penalties. Another cost associated with the reliability indices is the customer interruption cost for the consumer classes. These costs express the economic impacts of an outage for different types of consumers based on the duration, frequency and energy not supplied due to outage.

The allocation of devices in the electrical network is a low cost and very effective resource to maximize the reliability of distribution network. However, the effect of the allocation on the penalties has never been assessed. Automatic and manual switches are efficient in reducing consumers' restoration times due to the increased sectionalizing capacity of the network. Fault indicators and automatic keys are important to indicate a path closer to the fault. In this way, the consumers' restoration time is reduced due to the reduction of fault location time.

Therefore, this dissertation proposes a method that aims to reduce the costs associated with penalties and interruptions through the optimal allocation of manual keys, automatic keys and fault indicators. This optimization problem was solved using multiobjective optimization techniques based on the Pareto surface theory. In addition, surrogate models have been developed to reduce the computational cost of estimating penalties. The results of the tests demonstrated that the multi-objective optimization model managed to obtain solutions with an

acceptable compromise between installation / maintenance costs and reliability. Additionally, the surrogate models for estimating penalties demonstrated good accuracy and low computational cost in relation to Monte Carlo Simulation.

Keywords: **Reliability, SAIDI, Penalties, Interruption Costs, Optimal Allocation, Genetic Algorithm, Pareto, Switches, Fault Indicators.**

Lista de Figuras

Figura 1-1 Rede de subtransmissão radial supridos subestações de distribuição..	22
Figura 1-2 Principais configurações das redes de Distribuição Primária.....	24
Figura 1-3 Subdivisões do sistema de distribuição de Energia Elétrica	24
Figura 1-4 Processo SCADA.....	28
Figura 1-5 Etapas ADMS	30
Figura 1-6 Religador	31
Figura 1-7 Chave fusível.....	32
Figura 1-8 Indicador de Falta	32
Figura 1-9 Chave seccionadora manual.....	33
Figura 1-10 Chave Seccionadora Automática	34
Figura 1-11 Custos associados a Penalidades da Concessionária do Nordeste do Brasil.....	50
Figura 2-1 Exemplo de um Grafo	54
Figura 2-2 Exemplo do conceito de camadas em uma rede de distribuição.....	55
Figura 2-3 Estrutura de Navegação de dados: Relação Pai e Filho	56
Figura 2-4 Sistema IEEE 33 Barras.....	58
Figura 3-1 Restauração à Montante.	63
Figura 3-2 Restauração à Jusante.	64
Figura 3-3 Sistema exemplo usado para explicar a identificação da área de busca pela falta.....	65
Figura 3-4 Região de busca pela falta para uma falha no ramo 6.	68
Figura 3-5 Sistema-teste sem o indicador de falta e com o seccionador automático substituído por um do tipo manual.	69
Figura 3-6 Atuação da restauração à jusante sem restrições de rede	73
Figura 3-7 Atuação da restauração à jusante com restrições de rede	73
Figura 3-8 Fluxograma para a modelagem de restrições de rede	74
Figura 3-9 Função de penalidade típica.	83
Figura 3-10: Função de penalidade com bônus representado por uma penalidade negativa.....	83
Figura 4-1: Locais candidatos para a instalação dos dispositivos.	101
Figura 4-2: Exemplo de cromossomo para o sistema da Figura 4-1.	102
Figura 4-3 Ilustração da seleção por roleta.....	103

Figura 4-4 Reprodução por ponto.....	104
Figura 4-5 Exemplo do crossover uniforme.....	105
Figura 4-6 Dominância de Pareto. Formação da superfície de Pareto.	109
Figura 4-7 Fronteira de Pareto	109
Figura 4-8 Determinação dos centroides de duas regiões, após a aplicação da técnica de cluster.....	112
Figura 4-9 Determinação dos novos clusters	113
Figura 4-10 Ilustração do SPEA.....	113
Figura 5-1 Sistema teste RBTS.....	116
Figura 5-2 Locais candidatos para instalação de chaves e indicadores de falta no RBTS.	118
Figura 5-3: Geometria dos Condutores do RBTS barra 4.....	119
Figura 5-4: Função de Penalidade Resultante para o índice DEC.	121
Figura 5-5: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #1.1 e Caso#1.2..	127
Figura 5-6 Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #1.3.....	128
Figura 5-7: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #2.	129
Figura 5-8: Parcelas do custo total para as metodologias de alocação convencional (Caso #1.2) e proposta (Caso #2).....	132
Figura 5-9: Distribuições de probabilidade do DEC para os casos #0, #1.2 e #2 .	133
Figura 5-10: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #3 (modelo alternativo baseado na distribuição de Pearson).....	135
Figura 5-11: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #4 (modelo alternativo baseado na distribuição Log-normal).....	136
Figura 5-12: Distribuições de Probabilidade do DEC obtidas via SMC, Pearson e Log-Normal para o décimo quinto ano do período de estudo.....	137
Figura 5-13: Superfície Pareto para o caso #2.....	139
Figura 5-14: Superfície Pareto para o caso #3.....	139
Figura 5-15: Superfície Pareto para o caso #4.....	140

Lista de Tabelas

Tabela 1-1 Equipamentos da Rede Elétrica e suas Funções	34
Tabela 2-1 Comparação dos Métodos Newton Raphson e MSC utilizando IEEE 33 barras	59
Tabela 3-1 Comprimento dos ramos do sistema-exemplo da Figura 3-3.....	66
Tabela 3-2 Pontos de Conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV. (Fonte: Aneel, módulo 8 – PRODIST).	70
Tabela 4-1: Alelos associados com genes na representação cromossômica.	101
Tabela 5-1 Comprimento das seções dos alimentadores do sistema RBTS.....	116
Tabela 5-2 Dados de confiabilidade dos equipamentos do sistema RBTS (* as taxas de falha das seções são expressas em falhas/[km×ano]).	117
Tabela 5-3 Dados do fluxo de potência do sistema RBTS barra 4.	119
Tabela 5-4: Valores dos Parâmetros do Algoritmo Genético.	121
Tabela 5-5: Coordenadas dos Pontos da função de Penalidades	122
Tabela 5-6: Dados estatísticos dos custos de interrupção para os tipos de consumidores.....	123
Tabela 5-7: Custo dos Equipamentos (compra e Instalação - Manutenção).....	123
Tabela 5-8: Custos associados aos casos #0, #1.1, #1.2 e 2 em dólar.....	128
Tabela 5-9: Probabilidades anuais da zona de bônus para os casos #0, #1.2 e #2.	134
Tabela 5-10: Custos associados aos casos #2, #3, e #4	135
Tabela 5-11: Estatísticas associadas com o DEC para a SMC e com os modelos alternativos para o 15 ^o ano.	138
Tabela 5-12: Tempos computacionais associados com a SMC e com os modelos alternativos.	138
Tabela 5-13: Quantidade de dispositivos inseridos na rede nos três métodos.....	141
Tabela 5-14: Quantidade de dispositivos inseridos por alimentador para os três métodos de alocação propostos	141

Lista de Abreviaturas

ADMS: Advanced Distribution Management Systems

ACP: Análise de Confiabilidade Preditiva

DMS: Distribution Management System

GIS: Geographic Information System

MAEE: Método analítico de estimação de estados

MSC: Método Soma de Correntes

MTTR: Mean time to Repair

MTTS: Mean time to Switch

OMS: Outage Management System

RTU: Remote Terminal Units

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

SMC: Simulação de Monte Carlo

SPEA: Strength Pareto Evolutionary Algorithm

TF: Tensão de Referência

Sumário

1. INTRODUÇÃO.....	20
1.1. Sistema de Energia Elétrica.....	20
1.2. Redes de Distribuição de Energia Elétrica	21
1.2.2. Redes de Distribuição Primárias.....	22
1.2.3. Redes de Distribuição Secundárias.....	24
1.3. Automação das Redes de Distribuição de Energia Elétrica	25
1.3.1. <i>Smart Grid's</i> (Redes Inteligentes).....	25
1.3.3. OMS (Outage Management Systems).....	27
1.3.4. SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)	28
1.3.5. ADMS (Advanced Distribution Management Systems).....	29
1.3.6. Equipamentos utilizados na eliminação, localização e isolamento das faltas em redes de distribuição	30
1.3.7. Locais Candidatos para a Instalação de Equipamentos de Localização e Isolamento da Falta na Rede de Distribuição.....	34
1.4. Confiabilidade em Redes de Distribuição.....	35
1.4.1. Conceitos Básicos.....	35
1.4.2. Confiabilidade nos Sistemas de Energia Elétrica	36
1.4.3. Importância dos Estudos de Confiabilidade em redes de Distribuição.	36
1.4.4. Parâmetros da Rede de Distribuição que Afetam Confiabilidade	39
1.4.5. Índices de Confiabilidade	41
1.4.6. Tipos de Análise de Confiabilidade.....	43
1.4.7. Análise de Confiabilidade Preditiva.....	44
1.5. Revisão Bibliográfica sobre Alocação de Chaves em redes de distribuição	44
1.6. Motivação	48
1.7. Objetivos.....	50
1.8. Organização da dissertação.....	51
2. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	53
2.1. Grafos.....	54

2.2.	Árvores	54
2.3.	Camadas	55
2.4.	Estrutura de Navegação da rede de distribuição	55
2.5.	Método Soma de Correntes	57
3.	ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	60
3.1.	Técnicas para cálculo de confiabilidade	60
3.1.1.	Avaliação do Impacto de uma Contingência em Redes de Distribuição	61
3.1.3.	Restrições de Rede Durante a Restauração à Jusante	70
3.1.4.	Influência das Restrições de Rede no Cálculo da Confiabilidade	72
3.3.	Simulação Monte Carlo	79
3.4.	Métodos Baseados em Modelos Alternativos (“Surrogate Models”)	85
3.4.1.	Introdução	85
3.4.2.	Fundamentação Teórica para os Modelos Alternativos	86
3.4.3.	Método Log-Normal	87
3.4.4.	Método de Pearson	90
4.	METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES E INDICADORES DE FALTA	93
4.1.	Importância das Seccionadoras e Indicadores de Falta na melhora no índice de confiabilidade	93
4.2.	Formulação Convencional para o Problema de Alocação de Chaves e Indicadores de Falta	93
4.3.	Formulação Proposta para o Problema de Alocação de Chaves e Indicadores de Falta	96
4.4.	Técnicas de Solução	99
4.5.	Algoritmo Genético	99
4.5.1.	Seleção	103
4.5.2.	Crossover	104
4.5.3.	Mutação	105
4.6.	Teoria de Pareto	107
4.6.1.	Definição Matemática	108

4.6.2.	Dominância de Pareto.....	108
4.6.3.	Solução ótima	110
4.6.4.	SPEA-I	110
5.	RESULTADOS	115
5.1.	Descrição do Sistema-Teste	115
5.2.	Parâmetros do Algoritmo de Otimização e Dados de Custos	120
5.3.	Definição dos Casos de Estudo.....	124
5.4.	Análise dos Casos de Estudo	125
5.4.1.	Análise dos Casos #0, 1 e 2.....	125
5.4.2.	Análise dos Casos #3 e #4 (Modelos Alternativos)	134
6.	CONCLUSÃO	143
6.1.	Problema Investigado.....	143
6.2.	Principais Realizações e Contribuições	143
6.3.	Aplicações Práticas	143
6.4.	Sugestões para trabalhos futuros	144
7.	REFERÊNCIAS	146

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo aborda conceitos importantes para o desenvolvimento dos capítulos posteriores. Apresentando fundamentos teóricos relacionados ao tema da dissertação, este capítulo aborda as seguintes tópicos: redes de distribuição, DMS (Distribution Management System), OMS (Outage Management System), equipamentos utilizados na automação de redes de distribuição (indicadores de falta e chaves automáticas) e dispositivos de proteção (religadores e fusíveis). É também apresentada uma introdução sobre análise da confiabilidade nas redes de distribuição de energia elétrica e uma revisão bibliográfica sobre alocação de chaves em redes de distribuição. Em seguida, apresentam-se os objetivos e a motivação da elaboração desta dissertação.

1.1. Sistema de Energia Elétrica

O Sistema de Energia Elétrica é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para consumidores dispersos em uma grande área geográfica que pode ter dimensões continentais. Tal competência é extremamente complexa, portanto, o Sistema de Energia Elétrica é dividido em três áreas que possuem funções diferentes: geração, transmissão e distribuição.

Geração de Energia elétrica, a primeira etapa, consiste em gerar energia elétrica através de outra fonte de energia, localiza-se geograficamente distante dos consumidores finais e em virtude disto, a transmissão de energia torna-se necessária. Neste ponto, o principal objetivo é transmitir grandes blocos de energia a longas distâncias com perdas mínimas. Portanto, as linhas de transmissão possuem tensões mais elevadas do que as usinas de geração.

Após a energia ser transmitida para grandes centros de carga, faz-se necessário abaixar a tensão e inicia-se uma nova zona funcional do Sistema Elétrico. A Distribuição é responsável pelo transporte da energia elétrica das subestações de transmissão para os consumidores finais. Esta dissertação está centrada na alocação de chaves em redes de distribuição. Desta forma, será realizada na próxima subseção uma introdução sobre redes de distribuição de energia elétrica.

1.2. Redes de Distribuição de Energia Elétrica

O processo de distribuição da energia elétrica se inicia após a redução da tensão oriunda das linhas de transmissão através de transformadores abaixadores nas subestações de transmissão. O sistema de distribuição fornece energia para uma gama de consumidores. Desta forma, este sistema é subdividido em três partes: redes de distribuição de alta (rede de subtransmissão), média (rede primária) e baixa tensão (rede secundária). Nas próximas subseções serão apresentadas as principais características destes três subsistemas do sistema de distribuição.

1.2.1. Rede de Subtransmissão e a Subestação de distribuição

O sistema de distribuição ou rede de distribuição de alta tensão tem como objetivo transportar energia das subestações de subtransmissão (transformadores de fronteira entre os sistemas de transmissão e distribuição) para as subestações de distribuição e para os consumidores supridos com tensão de transmissão. Geralmente, o sistema de subtransmissão opera com tensões trifásicas de 69 kV, 115 kV e 138 kV. A rede de subtransmissão fornece energia para os seguintes consumidores: grandes instalações industriais e estações de tratamento e bombeamento de água. Os projetos do sistema de transmissão variam desde topologias radiais simples até redes malhadas.

As subestações de distribuição são supridas pela rede de subtransmissão e são responsáveis pela redução da tensão de subtransmissão para o nível de tensão da rede de distribuição primária, por exemplo: 11 kV ou 13,8 kV. Os principais componentes de uma subestação de distribuição são: transformadores de força, disjuntores, chaves seccionadoras, barramentos, transformadores de corrente e potencial, capacitores em derivação, sistema de aterramento e para-raios.

A Figura 1-1 mostra uma rede de subtransmissão radial suprimindo uma subestação de distribuição.

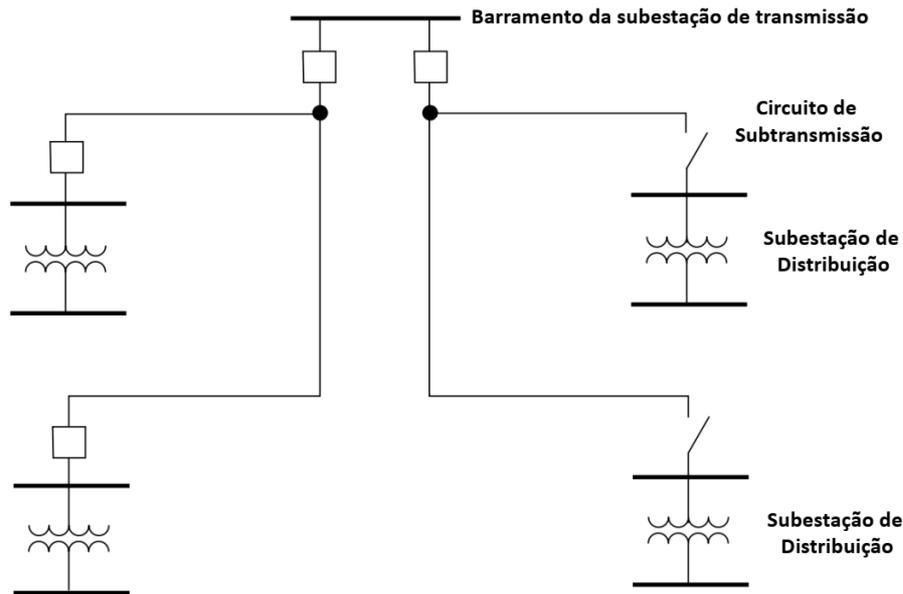


Figura 1-1 Rede de subtransmissão radial supridos subestações de distribuição.
(Fonte: Adaptado de Gonen (2014))

1.2.2. Redes de Distribuição Primárias

As redes de distribuição primárias são circuitos que conduzem correntes a grandes tensões (alimentadores), oriundas da subestação abaixadora de distribuição, e deslocam-se até fornecerem energia para os consumidores de média tensão e para os transformadores de fronteira entre as redes de média e baixa tensão.

Os alimentadores do tronco principal são trifásicos e os ramais (troncos laterais) podem ser monofásicos ou trifásicos, usando transformadores de distribuição instalados em postes (BROWN, 2009). As redes de distribuição primárias têm uma variação de tensão entre 13,8 kV e 69 kV.

As redes de distribuição possuem as seguintes principais configurações (Brown, 2009).

- a) Radial simples: Possuem alimentadores independentes onde cada ponto de carga conecta-se a apenas um alimentador. Esta configuração não é muito recomendada pois apenas um alimentador supre cada carga, ou seja, na ocorrência de um evento de falha não há a possibilidade de reenergizar tais unidades consumidoras afetadas, podendo ter a

restauração do fornecimento somente após o reparo do defeito. Recomenda-se utilizar esta configuração apenas quando houver regiões com baixa densidade de carga. Uma de suas vantagens está relacionada com o baixo custo.

- b) Radial com Recurso: Configuração mais utilizada em centros urbanos, conecta cada unidade consumidora por dois alimentadores através de uma chave NA (normalmente aberta), desta forma a rede torna-se malhada em algumas situações de transferência de carga. Este processo contribui para a confiabilidade da rede, gerando uma segunda alternativa para reestabelecer o fornecimento de uma unidade consumidora que não está localizada no mesmo alimentador do um evento de falha. Há a necessidade de observar a robustez da rede para permitir a transferência de carga, ou seja, observar o comportamento das grandezas elétricas associadas com limites operacionais, por exemplo: tensão mínima e o carregamento dos circuitos.
- c) Barra Única: Conexão de dois ou mais transformadores em paralelo que são supridos por alimentadores distintos com a finalidade de alimentar um barramento secundário. Esta configuração é característica de clientes que necessitam de um grau de confiabilidade mais elevado.
- d) Primário Seletivo: Conecta cada consumidor a um alimentador primários e a outro secundário, que pode ser acessado através de um sistema de chaveamento quando ocorrer alguma falha no alimentador principal. A diferença desta configuração para a Radial com Recurso é que a conexão com o alimentador secundário não é realizada via transferência de carga com restrições de rede, ou seja, o secundário sempre pode ser utilizado quando o primário falhar. Desta forma, aumenta-se a confiabilidade do sistema.

As configurações definidas nos itens (a)-(d) são ilustradas na Figura 1-2.

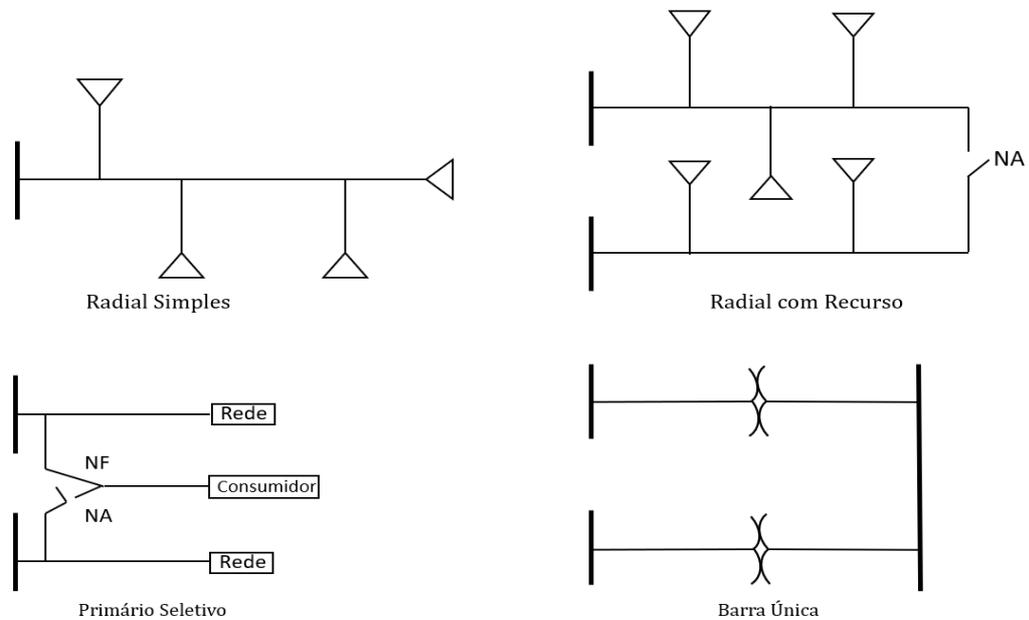


Figura 1-2 Principais configurações das redes de Distribuição Primária

1.2.3. Redes de Distribuição Secundárias

As redes de distribuição secundárias têm o nível de tensão mais baixo, na faixa de 127 V a 380 V, isto deve-se a inserção de transformadores de distribuição que abaixam a tensão e através dos circuitos fornecem energia aos consumidores. A Figura 1-3 ilustra a estrutura das subdivisões do sistema de distribuição.

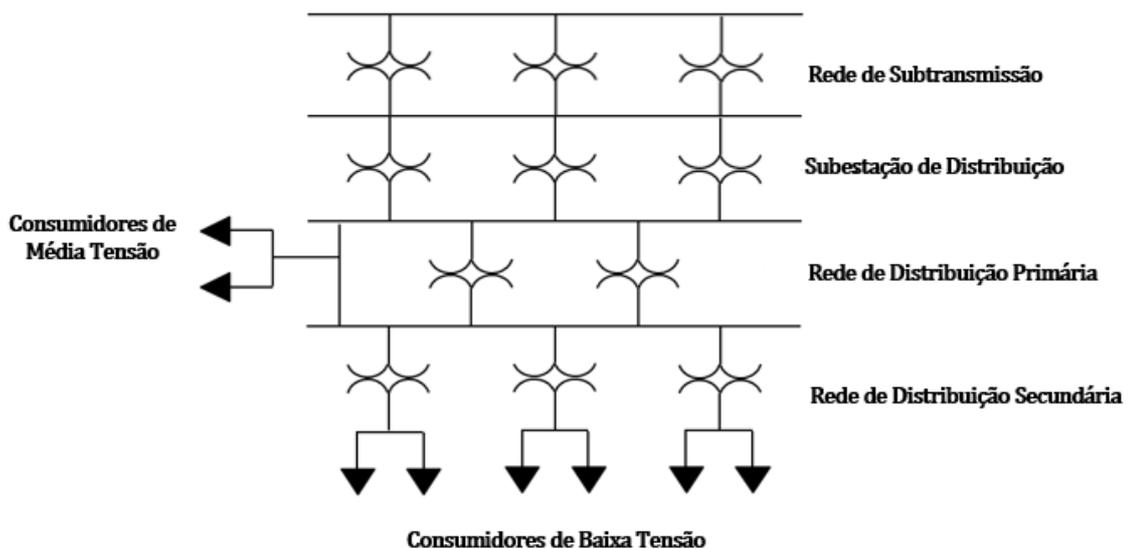


Figura 1-3 Subdivisões do sistema de distribuição de Energia Elétrica

1.3. Automação das Redes de Distribuição de Energia Elétrica

O alto grau de complexidade dos sistemas elétricos gera grandes desafios para tornar confiáveis os processos de geração, transmissão e distribuição de energia. Nos sistemas atuais há a necessidade de interligação entre os sistemas e grandes variações das características da rede em virtude do aumento de demanda e conexão de fontes renováveis (FARHANGI, 2009).

Analisar os processos de mitigação de contingência com velocidade e eficiência torna-se cada vez mais difícil devido a interligação e expansão da rede elétrica, por exemplo, a interrupção do fornecimento de energia para alguns consumidores que não tem qualquer relação física com a falha, além da imprecisão na detecção de um evento de falta, principalmente em redes de distribuição, ocasionando na demora da restauração do fornecimento de energia.

A solução para os problemas expostos acima está no gerenciamento da rede elétrica, e principalmente na análise das contingências que ocasionam a interrupção dos consumidores. Uma forma de processar esse conglomerado de dados é a união da tecnologia digital, processamento instantâneo de dados e coordenação de ações para solucionar os problemas, ou seja, as *Smart Grids*.

1.3.1. *Smart Grid's* (Redes Inteligentes)

O conceito de Redes Inteligentes abrange várias características: sistema com maior confiabilidade, mais econômico, eficiente e seguem os padrões ambientais (CGEE Redes Elétricas, 2012).

As redes inteligentes buscam unir as características das tecnologias digitais com recursos computacionais e, principalmente, comunicação e tratamento de dados tendo como finalidade o gerenciamento e monitoramento de dados elétricos da rede elétrica desde o transporte a distribuição de energia, onde encontram-se os consumidores finais (IEA, 2011).

1.3.2. DMS (Distribution Management Systems)

Segundo Brown (2009), 90% dos problemas envolvendo confiabilidades dos sistemas elétricos ocorrem nas Redes de Distribuição, portanto, existe a necessidade de analisar, as redes de Distribuição com mais atenção.

O DMS é um conjunto de ferramentas assistidas por computador usado pelos operadores da rede de distribuição para monitorar, controlar e otimizar o desempenho da rede de distribuição. O DMS fornece maior monitoramento e controle sobre a rede de distribuição para aumentar a eficiência nas tarefas diárias dos operadores. Os principais componentes físicos de um DMS são:

- i) Servidores de computador: os servidores são responsáveis pela execução de diversos serviços do sistema, tais como: acesso as bases de dados, interfaces com os usuários e mapas eletrônicos.
- ii) Dispositivos de interface com o usuário: consoles dos operadores
- iii) Mapas eletrônicos: permitem a visualização de informações com base no sistema GIS (“Geographic Information System”).
- iv) RTU (Remote Terminal Units): obtém medições de grandezas elétricas que são enviadas para o sistema SCADA (“Supervisory Control and Data Acquisition”).
- v) Hardware de comunicação: redes sem fio, de celulares ou de cabeamento físico usada para transmissão de dados.
- vi) Dispositivos auxiliares: são dispositivos que fornecem apoio aos serviços do DMS, por exemplo: impressoras, anunciadores de alarmes e registradores de gráficos.

As principais funções do DMS são (ETAP, 2017):

- a) **Processamento topológico:** determina a conectividade dos componentes com base em informações da operação em tempo real, por exemplo, status dos disjuntores e chaves.
- b) **Geração de Sequências de Chaveamento:** Criação de um plano completo de manobras de chaves para a restauração do fornecimento de energia elétrica para os consumidores no caso de interrupções forçadas ou programadas.

Nas próximas seções são descritos os principais subsistemas residentes no DMS: o OMS e o DMS.

1.3.3. OMS (Outage Management Systems)

O Sistema de gerenciamento das interrupções no fornecimento de energia (OMS) tem como principal objetivo reduzir a duração das interrupções identificando o local da falha e fornecendo informações referentes a contingência.

O OMS adquire informações de falha através do sistema SCADA, demonstrando visualmente a área geográfica da falta a partir da análise do sistema GIS. Além disso, o OMS coleta dados dos consumidores que informam a central de monitoramento sobre a interrupção no fornecimento de energia. Após a localização da área da falha, as equipes de manutenção patrulham a rede em busca da causa do(s) componente(s) falhado(s) (ETAP, 2017). Após a identificação do componente defeituoso, são realizadas manobras de chaves para isolar a falta e restaurar o fornecimento de energia através de duas estratégias: fechamento da proteção que eliminou a falta e transferências de carga para alimentadores adjacentes.

Abaixo estão descritas algumas funções do OMS (ETAP, 2017):

- a) **Sistema de Gerenciamento Planejado de Interrupções:** usado como fim de manutenção para desenergizar parcialmente ou completamente circuitos elétricos. Notifica e autoriza a realização do trabalho.
- b) **Central de atendimento ao Consumidor:** Chamadas feitas pelos clientes para informar sobre as interrupções e que auxiliam a localização das falhas. Tais chamadas também servem como *feedback* para a solução dos problemas.
- c) **Rastreamento automático das interrupções:** Reduz a duração da interrupção identificando as áreas interrompidas pela falta, usa ainda os dados de chamadas dos clientes e eventos externos.
- d) **Análise e relatórios de Interrupção:** Análise dos dados em tempo real das interrupções e índice de qualidade dos serviços prestados.
- e) **Equipes de Patrulhamento:** Elabora de forma organizada e eficiente a relação de equipes para execução das ordens de trabalho.

1.3.4. SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

Um dos grandes problemas atuais, em qualquer ramo industrial ou de serviços, concentra-se na interpretação e tratamento de dados gerados por uma operação ou processo. Especificamente em redes de distribuição de energia, há a necessidade de analisar muitos dados em tempo real e organizá-los para tomar uma decisão que minimize o impacto de uma falha no sistema elétrico. Além disso, deve-se realizar tal procedimento em tempo mínimo.

Os sistemas SCADA utilizam a junção das tecnologias de computação e comunicação, automatizando o monitoramento e o controle dos processos industriais. Presentes em ambientes dispersos geograficamente, os sistemas SCADA têm a capacidade para coletar os dados oriundos de diversas fontes, e após isso, são apresentados de forma organizada para um operador de forma mais clara. Por consequência, existe uma melhora na análise de dados e, portanto, rapidez em uma tomada de decisão (PINHEIRO, 2006).

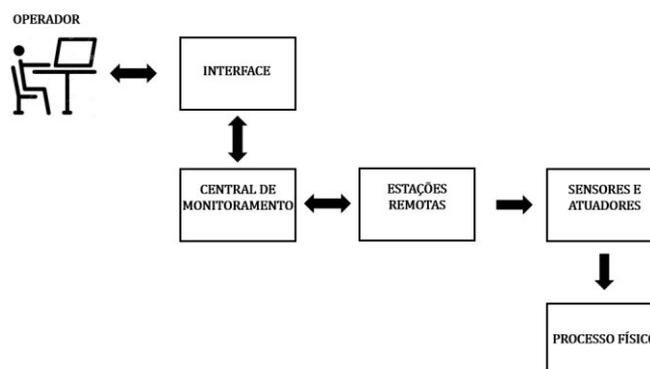


Figura 1-4 Processo SCADA

O sistema SCADA comunica-se através da central com as unidades remotas, por meio dessas, são feitas as operações de tratamento de dados, gerando a necessidade de existir uma rede de comunicação para absorver as informações em todos os campos existentes e por conseguinte, transmitir os dados para a central. A Figura 1-4 exemplifica as etapas do sistema SCADA.

1.3.5. ADMS (Advanced Distribution Management Systems).

O ADMS é o provedor de uma plataforma de softwares para automatizar a restauração da rede de distribuição (Recomposição Automática—"Self-Healing") e otimizar o desempenho da rede de distribuição com relação à economia e confiabilidade. As principais funções do ADMS desenvolvidas para as concessionárias de distribuição são:

- i) Localização e isolamento de faltas e restauração do fornecimento (recomposição automática);
- ii) Controle var/volt: minimização de perdas através da operação otimizada de bancos de capacitores, taps de transformadores, reguladores de tensão e geradores distribuídos.
- iii) Redução de tensão para conservação de energia: aproveitamento da característica de dependência da carga com relação à tensão para obter uma diminuição na demanda de energia em condições de emergência através da redução da tensão por meio da atuação de equipamentos de controle de tensão (por exemplo, taps de transformadores).
- iv) Gerenciamento do pico de demanda: despacho otimizado de geradores distribuídos e dispositivos de armazenamento de energia para reduzir o pico de carga em condições de emergência.
- v) Gerenciamento otimizado do carregamento de veículos elétricos para evitar a violação de restrições de rede.
- vi) Formação otimizada de microrredes. Uma microrrede é um grupo de cargas e consumidores que pode se desconectar do sistema da concessionária quando há um distúrbio no mesmo ou operar de forma interligada para participar de mercados de energia. Desta forma, o ADMS possui as seguintes atribuições com relação as microrredes: coordenar as operações de mercado, assegurar a factibilidade da operação ilhada e permitir a interligação e/ou particionamento de microrredes para aumentar a resiliência da rede durante eventos climáticos extremos.
- vii) Coleta e armazenamento de dados a partir de dispositivos eletrônicos inteligentes (por exemplo, as chaves de transferência estáticas) e sensores que se comunicam com o mundo exterior através da internet.

A partir das funções enumeradas acima, pode-se observar que uma das principais diferenças entre o DMS e o ADMS é que este último possui aplicações que são altamente intensivas com relação a aquisição e manipulação de dados. Geralmente, no DMS a única medição disponível são as grandezas elétricas no disjuntor de saída do alimentador (tensão, corrente e potência), pois não há medições em tempo real referentes às demandas dos consumidores. Por outro lado, o ADMS possui uma infraestrutura de medição avançada (“Advanced Metering Infrastructure–AMI”) que coleta dados de medidores inteligentes (“smart meters”) em escalas de até 15 minutos. Adicionalmente, há dados associados com veículos que devem considerar interdependência espacial e temporal para que se realize uma operação mais eficiente da rede de distribuição. Desta forma, pode-se dizer que o ADMS é equivalente ao EMS (“Energy Management System”) do sistema de transmissão.

A Figura 1-5 ilustra o esquema do ADMS e seus componentes, assim como a relação entre suas etapas de atuação.

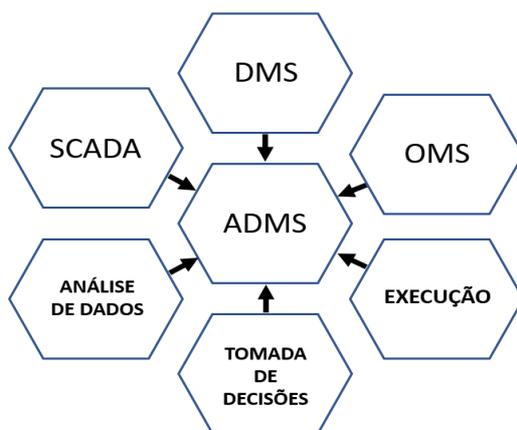


Figura 1-5 Etapas ADMS

1.3.6. Equipamentos utilizados na eliminação, localização e isolamento das faltas em redes de distribuição

Os processos de eliminação, localização e isolamento da falta são responsáveis por mitigar o impacto de uma falha em componente sobre o fornecimento de energia para os consumidores. Estes procedimentos não são capazes de mitigar as causas raízes das falhas (contato de vegetação e animais com a rede, colisões com postes, contaminação de isoladores, descargas atmosféricas,

etc.), mas podem reduzir a duração e a frequência das interrupções e, conseqüentemente, melhorar os índices de confiabilidade da rede elétrica, por exemplo: os custos de interrupção para os consumidores e as penalidades pagas pelas concessionárias.

O primeiro processo nesta seqüência de procedimentos é a eliminação da falta pelos dispositivos de proteção. Esta eliminação evita que curtos-circuitos causem explosões, incêndios, danos em equipamentos e fatalidades. Os principais dispositivos usados na eliminação da falta são os religadores e os fusíveis.

O religador é um dispositivo de interrupção automático, que abre seus contatos em caso de detecção de falhas permanentes e transitórias isolando apenas as áreas do trecho sob defeito e fazendo com que os demais circuitos permaneçam energizados.

Quando o religador percebe alguma perturbação de corrente, abrem-se os seus contatos instantaneamente e a corrente é interrompida. Após certo tempo com os contatos abertos, religa-se novamente o equipamento para verificar a extinção da falta. Caso ainda persista o defeito, a operação abertura/fechamento é repetida um certo número de vezes consecutivamente. Este número de repetições é dependente dos procedimentos operacionais da concessionária. Caso os contatos ainda permaneçam abertos, estes só poderão ser fechados manualmente.

O tempo de abertura e fechamento dos contatos devem ser ajustados de acordo com a presença de outras proteções, como fusíveis e seccionadoras, na rede elétrica, além de não produzir danos mais significativos para o sistema. A Figura 1-6 mostra um religador automático.



Figura 1-6 Religador
(Fonte: Tavrida Electric, 2013)

Os fusíveis são dispositivos de proteção contra sobrecorrente e sobrecargas de longas durações. Dentro da rede de distribuição primária, são instalados nos ramais e sub-ramais e no lado de alta tensão dos transformadores de fronteira que alimentam a rede secundária. A sua principal função é interromper a corrente de falta para proteger o restante dos circuitos. A Figura 1-7 mostra um fusível utilizado em redes de distribuição.



Figura 1-7 Chave fusível

(Fonte: ONIX, Distribuidora de produtos elétricos, 2009)

O segundo passo no processo de mitigação de uma falha é a sua localização. O principal componente usado para identificar o local da falta são os indicadores de falta. Os indicadores de falta têm como principal objetivo facilitar a localização da falta através de indicadores por iluminação, diminuindo assim, o espaço de busca e tempo de patrulha das equipes de manutenção nos ramos. Desta forma, há uma redução do tempo de localização da falta, e conseqüentemente no tempo de interrupção das unidades consumidoras. A Figura 1-8 mostra um indicador de falta instalado em uma rede aérea.



Figura 1-8 Indicador de Falta

(Fonte: SEL, 2011)

Após uma falta ter sido localizada, inicia-se o processo de isolamento da mesma. Os principais componentes usados no isolamento de uma falta são as chaves seccionadoras que são dispositivos mecânicos estando sujeitas a falhas de atuação e requerem um certo tempo de operação. A sua atuação não é instantânea, portanto, considera-se o tempo de chaveamento tanto para a abertura quanto fechamento.

As chaves seccionadoras, que podem ser manuais ou automatizadas, isolam o componente falhado e permitem a reenergização de componentes à montante e à jusante da falta através do fechamento da proteção e de chaves normalmente abertas, respectivamente. As chaves automáticas também permitem a localização da falta, pois permanecem abertas após a falta ter sido eliminada pelo religador imediatamente à montante da falta. É importante destacar que as chaves seccionadoras não possuem capacidade de interrupção de corrente (extinção de arco elétrico). Desta forma, elas só podem realizar manobras em circuitos previamente desenergizados por dispositivos de proteção. As chaves manuais, necessitam de atuação humana e possuem um tempo de atuação muito maior em relação as chaves automáticas. As Figuras 1-9 e 1-10 mostram chaves seccionadoras manuais e automáticas.

Finalmente, a Tabela 1-1 resume as características dos principais componentes usados na eliminação, localização e isolamento de uma falha.



Figura 1-9 Chave seccionadora manual
(Fonte: SCHAK, 2007)



Figura 1-10 Chave Seccionadora Automática

(Fonte: ABB, 2017)

Tabela 1-1 Equipamentos da Rede Elétrica e suas Funções

Equipamento	Tipo de atuação	Função na Rede Elétrica de Distribuição
Chave Manual	via equipe de manutenção	Isolamento da falta
Chave Automática	Automatizada	Isolamento da falta e indicação do local da falta
Indicador de Falta	Automatizada	Indicação do local da falta
Religador	Automatizada	eliminação da falta e indicação do local da falta
Fusível	Instantânea	eliminação da falta e indicação do local da falta

1.3.7. Locais Candidatos para a Instalação de Equipamentos de Localização e Isolamento da Falta na Rede de Distribuição

Apesar das chaves diminuírem a duração das interrupções das unidades consumidoras, não é viável alocar chaves em todas as seções dos sistemas de distribuição. Há um motivo para isso: alto custo para alocar grande quantidade de chaves. Desta forma, a alocação de chaves é realizada de acordo com as seguintes restrições:

- a) As chaves serão alocadas apenas no ramo principal, pois o seccionamento das seções do tronco restaura mais consumidores do que o das laterais tanto do ponto de vista da reenergização pelo fechamento da proteção como pelas transferências de carga. É importante destacar que as interligações de alimentadores via chaves NA é sempre realizada entre seções do tronco, pois estas seções possuem condutores com maior

capacidade de corrente (maior bitola). Portanto, é mais adequado instalar chaves seccionadoras no tronco para flexibilizar as transferências de carga realizadas à jusante do componente falhado.

- b) Não é possível instalar as chaves em locais onde já existem dispositivos de proteção devido a restrições de espaço físico. Além disso, há um problema de redundância funcional, pois a proteção possibilita o seccionamento do circuito. Adicionalmente, não haveria consumidores entre a proteção e chave para permitir a restauração à montante dos mesmos com a abertura da chave e o fechamento da proteção.
- c) As chaves podem ser alocadas ao lado dos nós inicial e final de cada seção do tronco. Esta configuração permite isolar somente o componente defeituoso e aumenta significativamente a capacidade de restauração e seccionamento da rede. Todavia, o seu custo de instalação e manutenção é muito alto em redes de grande porte devido a possibilidade de instalação de um número elevado de equipamentos. Esta ambivalência torna necessário considerar a minimização do custo de instalação/manutenção na alocação de chaves para maximizar a confiabilidade.

Ao contrário das chaves, os indicadores de falta podem ser instalados nas seções laterais dos sistemas de distribuição. No entanto, esta prática é questionável caso existam poucos pontos de carga nessas seções laterais. Portanto, a sua contribuição para a melhoria dos índices de confiabilidade será minimizada. Já a sua localização perto de componentes de proteção se assemelha com as chaves automáticas, não traz impactos significativos devido a redundância funcional. Outro ponto em comum com as chaves é a determinação dos locais possíveis sem comprometer as restrições orçamentárias da concessionária.

1.4. Confiabilidade em Redes de Distribuição

1.4.1. Conceitos Básicos

Na sociedade moderna existe uma vasta necessidade de planejar, organizar e controlar processos, sendo que alguns desses precisam operar de forma quase contínua, pois as interrupções geram vários desconfortos para a sociedade. Uma

forma de operar um sistema com interrupções mínimas é tornando-o mais confiável possível (BILLINTON e ALLAN, 1984).

A confiabilidade está atrelada ao tempo de operação do processo, ou seja, o seu estudo contempla operações que duram milésimos de segundos até aquelas que duram décadas. A finalidade dos estudos de confiabilidade é “prever o desempenho futuro do sistema” e a partir disto, analisar as possíveis medidas que tornariam o sistema mais confiável. No entanto, não há como “prever o desempenho futuro” de forma determinística, sendo necessária a abordagem estocástica a partir da análise probabilística, colhendo dados de operações oriundas do passado. Portanto, confiabilidade é a probabilidade de um sistema operar de forma adequada durante um período de tempo determinado considerando as características do mesmo (BILLINTON e ALLAN, 1984).

1.4.2. Confiabilidade nos Sistemas de Energia Elétrica

Os sistemas de energia elétrica devem operar de forma confiável devido aos grandes impactos sociais (por exemplo: problemas de segurança pública, fatalidades, desconforto devido a variações na temperatura, adiamento de atividades e dificuldade para realizar deslocamentos em consumidores residenciais) e econômicos (por exemplo: perdas de receitas e prejuízos com matéria-prima em consumidores industriais e comerciais) das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Uma métrica usada para aferir a confiabilidade de um sistema elétrico é a duração da interrupção que os seus consumidores experimentam durante um evento de falha. A forma mais eficiente de melhorar a confiabilidade da rede seria extinguindo a possibilidade de existência da falta, no entanto, há eventos de falha que são totalmente aleatórios, tais como: animais, fenômenos naturais (chuvas, relâmpagos). Porém, existe a possibilidade de minimizar os efeitos da falha tornando os sistemas robustos suficientes para isolar a falha com o menor tempo possível.

1.4.3. Importância dos Estudos de Confiabilidade em redes de Distribuição.

A rede de distribuição é radial devido ao baixo custo de construção e facilidade para realizar a coordenação das proteções. Uma desvantagem desta

topologia é que a falha de qualquer componente irá causar a desconexão de um ou mais pontos de carga. Estes eventos de falha podem ser rapidamente restaurados através de chaves normalmente abertas, mas não é possível assegurar que estas transferências de carga sejam factíveis devido a violação de restrições de rede (limites de tensão e capacidade de carregamento).

A duração da interrupção é um dos principais problemas das redes de distribuição, isto deve-se as elevadas perdas financeiras em determinadas classes de consumidores, por exemplo, perdas de receita e matéria prima em instalações comerciais e custos com manutenção, mão de obra e reinicialização de processos em consumidores industriais. Tais custos podem aumentar de forma não-linear em relação a sua duração. Além disso, o tempo de restauração depende das características da rede, ou seja, os tempos de restauração dos consumidores podem variar entre si devido à disposição das chaves, proteções e indicadores de falta. Dentre os fatores que influenciam no valor médio do tempo de interrupção, tem-se: localização da falta na rede, dimensão da área a ser patrulhada para localizar a falta, velocidade das equipes de patrulhamento, automação da rede e disponibilidade de interligações entre alimentadores para realizar transferências de carga (BOLLEN, 2000).

Entende-se como interrupção a situação na qual um consumidor não recebe mais energia elétrica devido a uma falha que causou a desconexão de um componente no caminho entre o ponto de carga e a fonte (barra da subestação). Há dois tipos de interrupção com relação a duração: longa e curta. A primeira tem duração superior a três minutos, sendo finalizada por ação manual, a segunda é caracterizada por tempo inferior a três minutos e a sua extinção é através de ação automática (BOLLEN, 2000). Neste ponto, verifica-se a importância da automação das redes de distribuição, principalmente dos componentes remotamente controlados.

Quando os pontos de carga são restaurados através de dispositivos remotamente controlados, entende-se que estes experimentaram uma interrupção de curta duração. No entanto quando os consumidores são restaurados através da abertura de chaves manuais à montante da falta, ou através do fechamento de chaves manuais à jusante da falta (transferência de carga para pontos de

fornecimento alternativos), há uma interrupção de longa duração. No entanto, quando os pontos de carga só poderão ser restaurados por meio de reparo do componente defeituoso, o tempo de restauração da interrupção de longa duração torna-se mais elevado. Apesar deste tipo de interrupção ter baixa frequência, os custos de interrupção associados podem ser bastantes onerosos, tornando importante a sua análise. Outro indicativo da importância do estudo das durações das interrupções está no cálculo das penalidades impostas as concessionárias de energia elétrica. Estas penalidades podem considerar tanto as durações individuais das interrupções a nível de ponto de carga como a duração acumulada (soma das durações para um período de estudo, por exemplo: anual, semestral ou mensal) para uma área do sistema (alimentador, subestação ou território de serviço).

As condições de tempo adversas afetam o processo de restauração das interrupções e devido a: redução da possibilidade de realimentação por um alimentador reserva, maior dificuldade na realização do reparo do componente defeituoso e a possibilidade de ocorrer evento de falha em vários componentes. Uma forma de mitigar eventos de falha devido a condições de tempo adversas é a análise de banco de dados da rede de distribuição (BOLLEN, 2000). Neste ponto, faz-se necessário analisar os custos do projeto de reforço da rede e avaliar a possibilidade de retorno do investimento aplicado na melhoria do sistema.

Árvores e ações humanas também causam interrupções na rede elétrica de distribuição. A ação humana pode ocorrer de forma intencional (fraudes, interrupções planejadas, serviços de desconexão e vandalismo) ou não intencional (erros em operações, acidentes de trânsito). As interrupções causadas pelas árvores são devido aos curtos circuitos através do contato de seus ramos e do seu caule com os condutores nus das redes aéreas. No entanto, há em várias concessionárias de energia equipes que cuidam exclusivamente das podas das árvores.

As redes de distribuição necessitam de ações de confiabilidade devido a sua importância do sistema de energia elétrica, várias possibilidades de interrupções e conseqüentemente danos associados aos consumidores e custos associados a interrupção que são arcados pelas concessionárias de energia.

1.4.4. Parâmetros da Rede de Distribuição que Afetam Confiabilidade

Os índices de confiabilidade da rede de distribuição são funções de diversos parâmetros. Os índices de confiabilidade são mais sensíveis aos seguintes parâmetros:

- 1) Topologia: é definida pela conectividade dos ramos (nós inicial e final) e pelos seus status (aberto e fechado). Desta forma, a topologia determina, o número de componentes entre um ponto de carga e a fonte. Quanto mais componentes há entre um ponto de carga e a fonte (mais distante da subestação) pior é a sua confiabilidade e vice versa.
- 2) Resposta do sistema de proteção: a resposta do sistema de proteção é determinada pelos locais de instalação dos disjuntores e dos fusíveis. Os disjuntores geralmente são instalados no início dos alimentadores. Mas pode haver disjuntores instalados em outros pontos do alimentador quando o mesmo é muito longo e atende um grande número de consumidores. Por outro lado, os fusíveis são sempre instalados no começo das laterais (ramais) e sub-laterais (sub-ramais). Estes locais de instalação evitam que uma falha em uma lateral cause a atuação do disjuntor principal do alimentador e desconecte todos os consumidores do mesmo.
- 3) Estratégia de restauração: as estratégias de restauração são responsáveis por restabelecer o fornecimento de energia para os consumidores desenergizados pela atuação do dispositivo de proteção que eliminou a falta. As principais estratégias de restauração são: à montante e à jusante da falta. Na restauração à montante fecha-se a proteção que eliminou a falta e abre-se a chave imediatamente à montante do componente defeituoso para restaurar o fornecimento de energia para os consumidores entre a proteção e a chave. Na restauração à jusante abrem-se chaves abaixo da falta para isolar componentes da rede e restaura-se o fornecimento de energia para os componentes isolados fechando-se chaves normalmente abertas de interligação entre alimentadores. Tanto a restauração à montante como a restauração à jusante podem ser implementadas em conjunção chaves automáticas ou

remotamente controladas para reduzir os tempos de restauração dos consumidores interrompidos pela falha.

- 4) Procedimento de localização da falha: o componente que causou a falha na rede de distribuição pode ser localizado de duas formas: inspeção visual ou indicação automática. A inspeção visual é realizada por equipes de manutenção que são despachadas dos centros de operação da distribuição quando a distribuidora toma conhecimento de uma interrupção através das ligações dos consumidores para as suas centrais de atendimento (“call centers”). A localização dos consumidores que ligaram já fornece uma estimativa da área atingida pela falha. Após esta notificação, as equipes de campo iniciam a sua preparação e desloca-se para a área atingida pela falha. Após a chegada na área falhada, as equipes iniciam o patrulhamento das seções dos alimentadores para identificar o componente defeituoso através de uma inspeção visual. Por outro lado, a localização por sinalização automática agiliza o patrulhamento da rede através de dispositivos indicadores de falta. Estes dispositivos emitem sinais luminosos quando são percorridos pela corrente de falta. Desta forma, os tempos de localização e restauração são reduzidos devido a diminuição na extensão total das seções patrulhadas pelas equipes de campo. É importante mencionar que chaves automáticas também auxiliam na localização da falha, pois elas são automaticamente abertas para isolar a falha. Portanto, a abertura dos contatos destas chaves fornece uma indicação visual do local do defeito para as equipes de campo. Finalmente, programas de computador embarcados em relés de proteção dos disjuntores de saída dos alimentadores também podem fornecer uma indicação da distância da falha. Por outro lado, os tempos de reparo podem fornecer informações gerenciais para melhorar o treinamento das equipes na realização de atividades de manutenção corretiva ou indicar condições adversas nas quais o conserto do componente defeituoso é mais demorado.
- 5) Características elétricas: as principais características elétricas dos equipamentos da rede de distribuição são: as potências ativas e reativas das cargas, as impedâncias dos circuitos e as suas capacidades. Estes

parâmetros determinam o perfil de tensão e o nível de carregamento da rede que por sua vez definem a máxima capacidade de suprimento de carga de um alimentador em condições normais ou de emergência (transferências de carga via chaves normalmente aberta). Desta forma, alimentadores com a capacidade de suprimento superada não poderão ser usados na estratégia de restauração à jusante. Consequente, os tempos de restauração tendem a ser mais longos em um sistema com capacidade de suprimento superada.

- 6) Dados de confiabilidade dos componentes: as interrupções dos consumidores são causadas por falhas de componentes individuais. Os principais parâmetros usados para caracterizar estas falhas são a taxa de falha e os tempos de reparo. Estes parâmetros são obtidos a partir de registros históricos armazenados nos bancos de dados dos OMS das concessionárias de distribuição. É também importante determinar a causa raiz associada com a taxa de falha de um componente para definir estratégias de mitigação desta causa. Adicionalmente, a análise de causa raiz também pode fornecer informações valiosas para o gerenciamento das atividades de manutenção.

1.4.5. Índices de Confiabilidade

As concessionárias de distribuição têm como objetivo fornecer energia elétrica para os consumidores finais de forma econômica e atendendo aos requisitos de qualidade e confiabilidade. A confiabilidade da rede de distribuição é aferida através de índices baseados na frequência e na duração das interrupções.

Em virtude do seu caráter mercadológico restrito, as concessionárias geram monopólios naturais, o que resulta na necessidade de estabelecer padrões de desempenho, metas e penalidades para índices de confiabilidade por meio das Agências Reguladoras. Uma das medidas que estimulam a eficácia das concessionárias são as penalidades impostas pelas agências em detrimento do não atendimento às metas estabelecidas dos índices de confiabilidade. Consequentemente, as concessionárias de energia devem desenvolver metodologias para identificar as alternativas de reforço e expansão da rede para maximizar a

confiabilidade, minimizar penalidades, aumentar os seus lucros e reduzir os custos de instalação e manutenção de equipamentos. Estes objetivos podem ser obtidos usando-se técnicas de análise de confiabilidade preditiva para estimar o impacto de técnicas de mitigação nos índices de confiabilidade da rede elétrica.

Os índices de confiabilidade são indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, podendo avaliar a qualidade da rede elétrica e o seu desempenho. Os índices a seguir deverão ser apurados para todas as Unidades Consumidoras ou ponto de conexão de uma concessionária de distribuição (PRODIST, módulo 8).

a) DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora)

$$DIC = \sum_{i=1}^N t(i) \quad (1.1)$$

b) FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora)

$$FIC = N \quad (1.2)$$

c) DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora)

$$DMIC = \max(t(i)) \quad (1.3)$$

d) DICRI (Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora)

$$DMIC = T_{crítico} \quad (1.4)$$

Sendo:

i: Índice de interrupções da Unidade Consumidora no período de apuração, variando de 1 a N.

N: Número de interrupções da Unidade Consumidora no período de apuração.

t(i): tempo de duração de cada interrupção da Unidade Consumidora.

max(t(i)): valor máximo do tempo de interrupção contínua verificado dentre as Unidades Consumidoras apuradas.

$t_{critico}$: duração da Interrupção no dia crítico (dia o qual a quantidade de ocorrências emergenciais, para um determinado grupo de consumidores, supera a média somada a três desvios padrões dos valores diários).

Os indicadores de confiabilidade de um conjunto de unidades consumidoras (alimentador, subestação, área de serviço etc.) também são objetos de estudo da avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica (PRODIST, módulo 8). Os principais índices usados para avaliar a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para um conjunto de unidades consumidoras são:

a) DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)

$$DEC = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{DIC(i)}{Nc} \quad (1.5)$$

b) FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)

$$FEC = \sum_{i=1}^{Nc} \frac{FIC(i)}{Nc} \quad (1.6)$$

Sendo:

Nc : Número de Consumidores

1.4.6. Tipos de Análise de Confiabilidade

Os índices de confiabilidade podem ser calculados de duas formas: análise pretérita e futura. A diagnose (análise pretérita) verifica o desempenho dos equipamentos durante um certo período passado, e a partir desses conjuntos de dados, obtém-se os índices de confiabilidade.

Na prognose, ocorre a avaliação confiabilidade futura. A utilização desta abordagem está relacionada ao planejamento da rede elétrica de forma que se calcule o impacto da confiabilidade com a inserção de novos componentes.

A análise pretérita destaca-se pela possibilidade de comparar os índices calculados com as metas estabelecidas pelas agências reguladoras. Há também a possibilidade de identificar a causa raiz das falhas e desta forma, gerar mecanismos de combate a esses eventos.

É importante destacar que a análise pretérita tem como maior desvantagem a incapacidade de identificar o efeito de uma possível modificação na estrutura da rede ou seja, não é viável utilizar a abordagem pretérita para projetar na rede elétrica de distribuição.

1.4.7. Análise de Confiabilidade Preditiva

Uma alternativa para contornar as deficiências da análise pretérita é usar técnicas de Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP). A ACP combina os principais parâmetros que afetam a confiabilidade da rede de distribuição (ver subseção 1.4.4) com métodos matemáticos e simulações computacionais para realizar previsões referentes aos índices de confiabilidade. Ou seja, a ACP está relacionada com a prognose da rede de distribuição. As falhas nos componentes individuais possuem incertezas devido ao comportamento aleatório do número e da duração das falhas. Por tanto, os métodos matemáticos mais adequados para prever o desempenho futuro do sistema com relação a confiabilidade são os métodos probabilísticos (Billinton, 1992). Os principais métodos usados na análise de confiabilidade preditiva são: o método analítico e a Simulação Monte Carlo (Billinton, 1992. Brown, 2009).

Esta dissertação de mestrado está associada com a aplicação de técnicas de ACP para melhorar a confiabilidade da rede de distribuição através da alocação de chaves e indicadores de falta. Desta forma, será apresentada a seguir uma revisão bibliográfica sobre a alocação de chaves em redes de distribuição.

1.5. Revisão Bibliográfica sobre Alocação de Chaves em redes de distribuição

A alocação ótima de chaves e indicadores de falta foram amplamente estudados nos últimos anos, no entanto, na maioria dos casos, tratadas separadamente. Ou seja, algumas pesquisas estavam associadas somente com alocação de chaves e outras apenas com a alocação de indicadores. Uma das tarefas relacionadas com a aplicação de indicadores de falta é quantificar os seus efeitos sobre os índices de confiabilidade da rede de distribuição para desenvolver um método eficiente capaz de determinar a localização ótimas dos indicadores na rede

de distribuição. Em outras palavras, representar os indicadores em um modelo preditivo de confiabilidade.

Falaghi et al. (2005) modelaram os indicadores de falta no método analítico de enumeração de faltas introduzindo o tempo de localização da falta no cálculo do tempo de restauração, isto é, o tempo de reparo ou chaveamento somado o tempo de localização da falta. O tempo de localização estimado de uma falta é obtido através da seguinte equação:

$$T_i^{loc} = T_{mean}^{loc} \times \frac{\sum_{j \in \Omega_i^{pat}} L_j}{\sum_{j \in \overline{\Omega_i^{pat}}} L_j} \quad (1.9)$$

Onde:

T_i^{loc} é o tempo de localização para uma falha no componente i .

T_{mean}^{loc} é o tempo médio de localização da falta sem o indicador de falta.

L_j é o comprimento do componente j .

$\Omega_i^{pat} (\overline{\Omega_i^{pat}})$ é o conjunto de seções que devem ser patrulhadas para localizar uma falta no componente i considerando-se (ignorando-se) a informação de localização da falta fornecida pelo indicador de falta.

Farajollahi et al. (2019b) propõem uma metodologia para a alocação simultânea de indicadores de falta e chaves seccionadoras. Estes equipamentos são alocados com o objetivo de minimizar os custos de instalação, manutenção dos equipamentos e de interrupção no fornecimento de energia. Estes custos foram minimizados através da solução de um problema de programação inteira mista usando o software CPLEX no ambiente GAMS. Farajollahi et al. (2019b) modelaram os indicadores de falta considerando a velocidade de patrulha das equipes de manutenção de acordo com a seguinte equação:

$$T_i^{loc} = \sum_{j \in \Omega_i^{fault}} \frac{L_j}{V_j^{pat}} + T_{mean}^{pre} \quad (1.10)$$

Onde:

Ω_i^{fault} é o conjunto de componentes afetados por uma falta no componente i ;

V_j^{pat} é a velocidade de patrulha dos componentes na seção j .

T_{mean}^{pre} é o tempo médio de preparação das equipes de manutenção.

Assis et al. (2015) propuseram uma metodologia de otimização para alocar chaves em redes de distribuição com topologia radial. A metodologia proposta considera a instalação de chaves manuais e automáticas para seccionamento e interligação dos alimentadores. A técnica introduzida por estes autores tem como objetivo minimizar os custos de alocação e energia não fornecida sujeito a restrições de confiabilidade e capacidade dos circuitos. A solução deste problema de otimização foi obtida usando-se o conceito de algoritmos meméticos com uma população estruturada.

Shahsavari et al. (2014) introduziram uma metodologia multi-objetivo para a alocação de indicadores de falta em redes de distribuição. Os locais de instalação dos indicadores são determinados considerando-se os efeitos dos dispositivos de controle e proteção existentes sobre o tempo de restauração dos consumidores. As componentes da função multiobjetivo definida por Shahsavari et al. (2014) estão associadas com:

- a) **Objetivos econômicos:** minimizar os custos de interrupção do fornecimento de energia elétrica para os consumidores e os custos de instalação e manutenção dos indicadores de falta;
- b) **Objetivos técnicos:** minimização dos índices de confiabilidade SAIDI (“System Average Interruption Duration Index”) e CARTI (“Customers’ Average Restoration Time Index”).

O problema de otimização resultante é resolvido através de algoritmo de otimização de enxame de partículas multiobjetivo combinado com um método de tomada de decisão nebulosa para selecionar a melhor solução a partir do conjunto Pareto de soluções ótimas.

A partir da revisão bibliográfica realizada acima pode-se observar que todos os algoritmos existentes para a alocação de chaves e indicadores de falta minimizam os valores esperados dos índices de confiabilidade (custos de interrupção, SAIDI e CARTI) os custos de instalação e manutenção destes equipamentos.

Todavia, a minimização dos valores esperados dos índices de confiabilidade não assegura que uma concessionária não experimentará penalidades, devido a violação de metas para os índices de confiabilidade, após a instalação das chaves e indicadores. Esta limitação deve-se ao fato de as penalidades estarem associadas às caudas das distribuições de probabilidade do DEC, esta característica não é considerada nas metodologias existentes de alocação de indicadores e chaves, pois baseiam-se no método analítico de enumeração de estados que só é capaz de calcular os valores esperados dos índices de confiabilidade. A principal dificuldade para incluir as penalidades na alocação de chaves é que as penalidades só podem ser estimadas a partir da distribuição de probabilidade do índice DEC. O único método probabilístico que pode ser usado para gerar esta distribuição é a Simulação Monte Carlo. Todavia este método possui alto custo computacional. Esta desvantagem se torna crítica em aplicações associadas com a solução de problemas de otimização via meta-heurísticas populacionais. Estes métodos necessitam avaliar várias populações compostas por vários indivíduos (soluções candidatas) para obter uma solução ótima.

Adicionalmente, a estimação dos índices de confiabilidade nos artigos de alocação ótima de chaves e indicadores de falta é realizada sem considerar as restrições de rede durante a restauração à jusante. Desta forma, o número de chaves instaladas na rede para melhorar a confiabilidade pode ser subestimado, pois não foram considerados os limites de tensão e carregamento durante as transferências de carga. Nestes casos, poderia ser necessário instalar chaves adicionais para seccionar mais os circuitos à jusante da falta e permitir que um menor número de consumidores seja transferido para um alimentador adjacente.

Portanto, há uma carência com relação ao desenvolvimento de metodologias que incorporem as penalidades devido as transgressões nas metas para o DEC na alocação de chaves e indicadores de falta. O desenvolvimento de tais metodologias forneceria melhores condições na tomada de decisão e inclusão de perdas de receita experimentadas pela concessionária resultantes das multas no processo de planejamento.

1.6. Motivação

A partir da revisão bibliográfica, pode-se concluir que os estudos referentes a instalação de chaves e indicadores de falta para maximizar índices de confiabilidade convencionais (DEC, custos de interrupção e energia não fornecida) foram bastante explorados na literatura técnica. Porém, não há referências na literatura associadas com a alocação destes componentes considerando-se restrições de rede, tampouco as penalidades. Esta dissertação propõe estudos nestes aspectos para preencher tais lacunas.

A importância de analisar os custos associados as penalidades está cada vez mais recorrente. Isto se deve ao nível maior de exigência por parte das agências reguladoras. Os custos das penalidades oneram as concessionárias na casa dos milhões de reais, porém, pode-se atenuar estas perdas de receita com a utilização de ações de reforço orientadas para minimização de multas e custos de investimento.

A Figura 1-11 mostra os custos associados às penalidades na última década de uma concessionária do nordeste do Brasil. Apesar de melhorar os seus índices de continuidade, nos últimos dois anos a empresa obteve o 3º pior índice da década.

As penalidades causam grandes perdas de receita para várias concessionárias ao redor do país. Isto deve-se principalmente à falta de adequação às novas normas e padrões das agências reguladoras. Este cenário motiva o desenvolvimento e a implementação de modelos e métodos para minimizar as perdas de receita da concessionária através de uma tomada de decisão otimizada com relação aos locais de instalação de chaves e indicadores de falta. Todavia, a consideração de restrições de rede no processo de restauração à jusante (onde as chaves são usadas para transferências de carga) deve ser realizada de forma criteriosa para que os resultados obtidos sejam o mais próximo possível da realidade operativa das redes de distribuição.

Neste ponto deve-se destacar que a inclusão das penalidades na função objetivo do problema de alocação de chaves introduz duas novas complexidades na solução deste problema:

- i) Os métodos analíticos usados na literatura para estimar índices de confiabilidade no problema de alocação de chaves e indicadores de falta

não podem aplicados para estimar as penalidades, pois eles só fornecem os valores esperados dos índices de confiabilidade e as penalidades são funções de suas distribuições de probabilidade.

- ii) Não há formulas analíticas fechadas para as distribuições de probabilidade dos índices.
- iii) As distribuições de probabilidades dos índices podem ser estimadas via Simulação Monte Carlo, mas este método possui alto custo computacional.
- iv) Múltiplos critérios na função objetivo: custos de interrupção, penalidades e custos de instalação e manutenção.

As complexidades enumeradas acima geram uma motivação adicional para o desenvolvimento das seguintes estratégias para superar estas complexidades:

- i) Desenvolvimento e implementação de métodos probabilísticos com custos computacionais moderados como uma alternativa a Simulação Monte Carlo para estimar as penalidades.
- ii) Aplicação de algoritmos meta-heurísticos para solucionar problemas de otimização com funções que não possuem fórmulas analíticas fechadas e são não-diferenciáveis.
- iii) Utilização técnicas de otimização multiobjetivo para minimizar os múltiplos critérios resultantes da reformulação do problema de alocação de chaves orientado a multas.

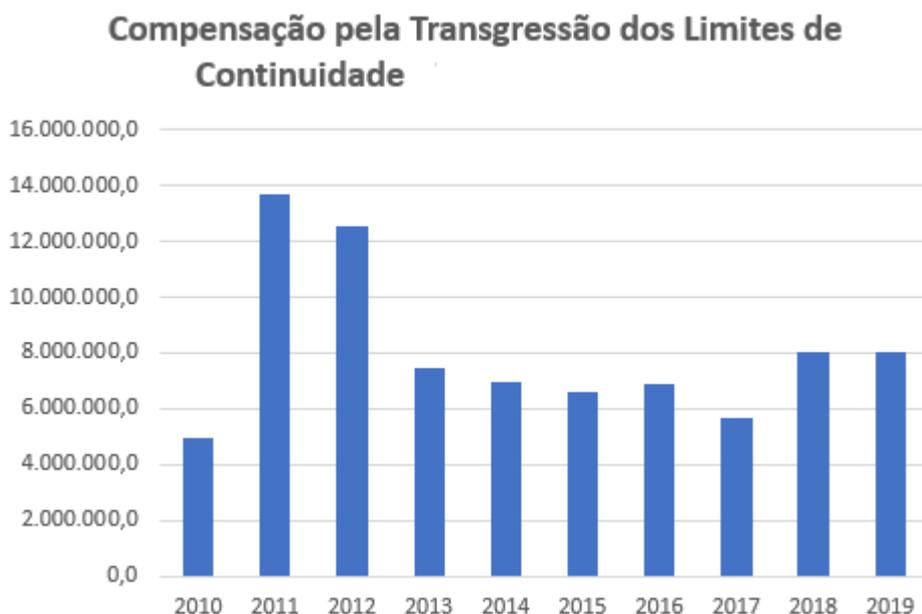


Figura 1-11 Custos associados a Penalidades da Concessionária do Nordeste do Brasil
(Dados obtidos da ANEEL)

1.7. Objetivos

O principal objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de um método para realizar a alocação de chaves e indicadores de falta para minimizar os custos associados com: interrupção do fornecimento de energia, perdas de receita devido a multas e instalação e manutenção de equipamentos.

O desenvolvimento deste método tem como principais pré-requisitos: a representação dos indicadores de falta em um modelo de ACP, a inclusão de restrições de rede na estimação dos índices de confiabilidade, concepção de métodos probabilísticos de baixo custo computacional para a estimação das penalidades e a implementação de um método de otimização para a alocação simultânea de seccionadoras (manuais e automáticas) e indicadores de falta.

As multas serão estimadas usando-se a Simulação Monte Carlo e Modelos Alternativos para determinar as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. As localizações das chaves e dos indicadores serão determinadas usando-se um Algoritmo Genético multiobjetivo devido à presença de múltiplos componentes de custo na função objetivo: penalidades, custos de interrupção e custos de instalação e manutenção. O paradigma multiobjetivo usado na

implementação do algoritmo genético foi a Teoria Pareto. A aplicação de um Algoritmo Genético Multiobjetivo é fundamentada pelas seguintes razões:

- a) Impossibilidade de modelar as penalidades em modelos de programação matemática tradicionais (programação linear ou não-linear inteira mista) devido à complexidade de se obter fórmulas analíticas fechadas para as distribuições de probabilidades dos índices de confiabilidade.
- b) função objetivo com múltiplos componentes de dimensões muito diferentes entre si.

1.8. Organização da dissertação

Esta dissertação está dividida nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1 (Introdução):** abordam-se os temas principais desta dissertação, conceituando as principais teorias estudadas, além de justificar o tema deste trabalho mostrando as motivações que levaram para sua abordagem,
- **Capítulo 2 (Fluxo de Potência em Redes de Distribuição):** apresenta uma explanação do algoritmo de fluxo de potência usado para obter o perfil de tensão da rede elétrica no estado pós-restauração e avaliar a factibilidade da restauração à jusante, isto é, a ocorrências de violações nas restrições de rede (limites de tensão e carregamento).
- **Capítulo 3 (Estimação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição):** este capítulo apresenta os métodos de cálculo dos índices de confiabilidade.
- **Capítulo 4 (Metodologia para alocação de chaves e indicadores de falta):** Este capítulo aborda a metodologia proposta para a alocação de chaves e indicadores de falta dentro da rede elétrica de distribuição. Essas etapas consistem em: definição dos locais candidatos para os componentes, efeito dos indicadores de falta e chaves nos índices de confiabilidades, determinação dos tempos de atuação dos equipamentos e o seu funcionamento.
- **Capítulo 5 (Resultados):** são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta, por exemplo: a comparação das soluções ótimas obtidas com a aplicação das metodologias convencional (minimização dos custos dos equipamentos e valores esperados dos índices de

confiabilidade) e proposta (minimização dos custos dos equipamentos e penalidades) para a solução do problema de alocação de chaves.

- **Capítulo 6 (Conclusão):** neste capítulo destaca-se as principais contribuições desta dissertação e sugere-se possíveis temas de pesquisa para trabalhos futuros com o objetivo de aprimorar a metodologia proposta.

2. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O Fluxo de Potência é uma importante ferramenta no estudo da distribuição de energia elétrica. Através do cálculo de fluxo de potência, é possível analisar o impacto de variações de carga ou prováveis contingências nas seguintes grandezas elétricas: perfil de tensão, carregamento e perdas. Desta forma, o cálculo de fluxo de potência permite identificar melhorias no sistema que asseguram condições de operação adequadas.

Os algoritmos de fluxo de potência podem ser classificados de acordo com a topologia da rede em dois tipos:

- i) Matriciais: são orientados para redes com topologias genéricas (radiais ou malhadas). Os principais representantes desta categoria são os algoritmos do Ponto-Fixo (Gauss-Seidel, Gauss-Jacobi e Gauss-Zbus) (STAGG & EL-ABIAD, 1968) e Newton-Raphson e suas versões desacopladas (MONTICELLI, 1968). A principal vantagem dos métodos baseados no método de Newton-Raphson com relação aqueles baseados no Método do Ponto-Fixo é a sua flexibilidade para modelagem de controles e limites. No entanto, estes métodos tem custo computacional elevado e tem problemas de convergência em redes de distribuição devido ao valor elevado da relação R/X e mau condicionamento matricial.
- ii) Varredura Regressiva/Progressiva: são métodos orientados para redes com topologia radial e são livres de operações matriciais. Devido a isso, estes métodos possuem baixo custo computacional com relação ao método de Newton-Raphson. Basicamente, estes algoritmos percorrem a rede das cargas para a fonte (varredura regressiva) para acumular uma grandeza de interesse (tensão, corrente ou potência) e depois varrem a rede da fonte para a carga (varredura progressiva) para determinar as tensões nodais através da Lei de Kirchhoff das Tensões. Os principais representantes desta categoria são os métodos de soma de corrente (SHIRMOHAMMADI et al, 1988), admitância (RAJICIC & TALESKI, 1998) e potência (BARAN & WU, 1989).

Esta dissertação está focada no cálculo de índices de confiabilidade para redes de distribuição radiais. Desta forma, os algoritmos de fluxo de potência usados nesta

dissertação para modelar restrições de rede durante o processo de restauração serão baseados nos métodos de varredura progressiva/regressiva. Portanto, na próxima subseção serão apresentados os principais fundamentos da teoria de grafos usados para construir a estrutura de navegação da rede de distribuição usada nos algoritmos de fluxo de potência e de estimação de índices de confiabilidade. Em seguida será apresentado o método de varredura que foi implementado nesta dissertação: o Método de Soma de Correntes (Shirmohammadi et al, 1988).

2.1. Grafos

Um grafo é uma estrutura de abstração muito usada na representação e solução de diversos tipos de problemas. Matematicamente, um grafo formaliza relações de interdependência existentes entre os elementos de um conjunto possuindo representação gráfica bastante fácil de implementar. Nessa forma de modelagem, os elementos do conjunto são desenhados como pontos ou círculos e denominados de nós ou vértices. As relações entre os elementos do conjunto são caracterizadas por traços ou setas ligando os pontos e que são denominados arestas, arcos ou ramos.

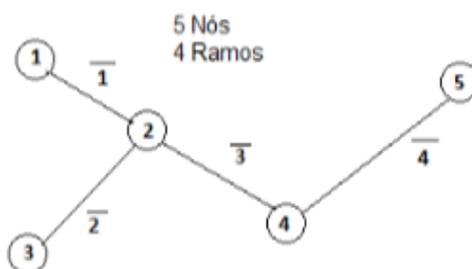


Figura 2-1 Exemplo de um Grafo

2.2. Árvores

As árvores são um conjunto específico de grafos. A sua principal característica é não conter caminhos cíclicos (laços ou malhas) em sua estrutura, ou seja, existe apenas um caminho entre qualquer par de nós ou vértices de um grafo T. As principais propriedades das árvores são:

- a) Todo grafo X convexo possui pelo menos uma subárvore que contém todos os seus nós.

- b) Toda árvore é um grafo planar
- c) Toda árvore finita com números de ramos maior que 1 possui pelo menos dois vértices terminais.

2.3. Camadas

Em uma árvore os ramos podem ser classificados em ordem ascendente de camada. A camada é o número de ramos entre o nó final de um ramo e o nó fonte (nó raiz). Esta classificação exige que o nó inicial (final) de cada ramo esteja do lado da fonte de energia elétrica (do lado da carga). A Figura 2-3 exemplifica a camada e a ordenação dos ramos. O principal objetivo de ordenação dos ramos de acordo com as camadas está na utilização da varredura regressiva, ou seja, os ramos com camadas mais profunda serão os primeiros a serem percorridos na varredura regressiva.

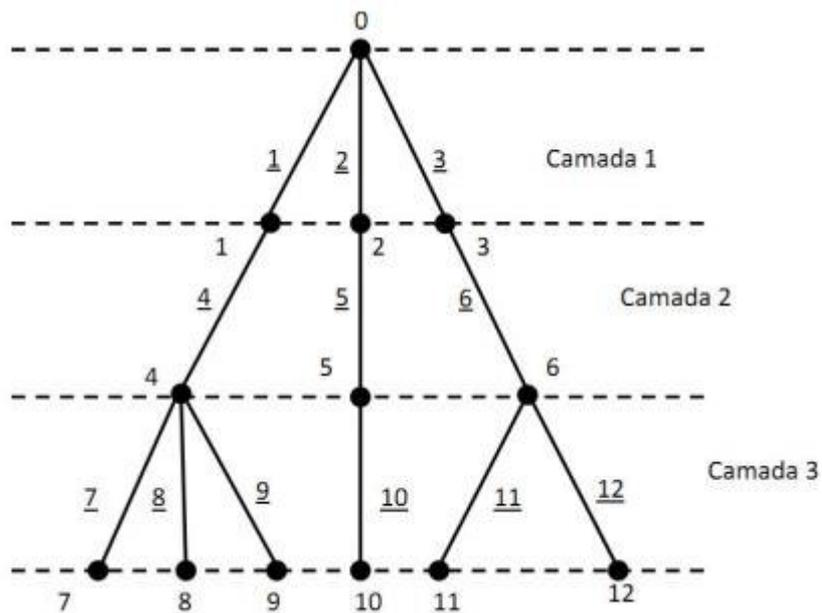


Figura 2-2 Exemplo do conceito de camadas em uma rede de distribuição
(Fonte: VIEIRA, 2012).

2.4. Estrutura de Navegação da rede de distribuição

A estrutura de navegação da rede de distribuição consiste basicamente em definir uma estrutura de relação pais/filhos entre os componentes da rede elétrica. Desta forma, os indivíduos de camada superior são denominados de pais e os mais abaixo, são chamados de filhos. A estrutura de navegação proporciona duas formas de percorrer os componentes da rede elétrica: busca à montante e à jusante.

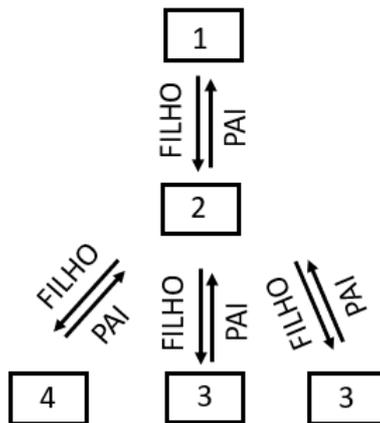


Figura 2-3 Estrutura de Navegação de dados: Relação Pai e Filho
(Fonte: BROWN, Adaptado).

Na busca a montante, escolhe-se um componente como ponto de partida e percorre-se todos os ramos no caminho entre o ramo de interesse e a fonte até chegar em um critério estabelecido (exemplo: proteção mais próxima ao componente ou ao nó raiz). O algoritmo da busca à montante é descrito abaixo (BROWN, 2009).

- a) Limpar a sinalização de todos os componentes
- b) Sinalizar um componente A como ponto de partida
- c) Caso o critério de parada for atendido, ir para o passo (e).
- d) Determinar o pai do componente A, sinalizar o parente de A e ir para a etapa (c).
- e) Fim.

Na busca à jusante, percorre-se todos os componentes subsequentes (filhos) até localizar as chaves NA e NF, pontos de carga ou outro critério de parada. Esta função realiza a busca em profundidade, percorrendo a sequência de filhos até chegar no ponto de carga (ramos folhas, ou seja, sem filhos). Recursivamente inicia-se novas pesquisas de profundidade para todos os filhos que ainda não foram percorridos nas iterações anteriores. O algoritmo da busca à jusante realiza as seguintes etapas (BROWN, 2009).

- a) Limpar a sinalização de todos os componentes.
- b) Sinalizar um componente A como o ponto de partida.
- c) Chamada da função **Busca_Profundidade(A)**.

d) Fim.

Função **Busca_Profundidade(P)**

F1) Sinalizar o componente P.

F2) Determinar um dos filhos do componente A.

F3) Para cada filho C de P, chamar a função **Busca_Profundidade(C)**.

2.5. Método Soma de Correntes

O método soma de correntes (MSC) é iterativo e tem grande aplicação em redes de distribuição radiais. O processo é dado da seguinte forma:

a) Inicializa-se o número de iterações τ e as tensões nodais.

$$\tau = 0$$

$$E_i^{(\tau)} = 1 \angle 0^\circ \quad i = 1, \dots, N_{bus}$$

Sendo:

N_{bus} o número de barras da rede elétrica;

$E_i^{(\tau)}$ é a tensão complexa na barra i para a iteração τ .

b) Inicializa-se as correntes totais à jusante dos nós de acordo com a equação (1.12). Desta forma, o nó raiz terá a sua corrente em função de toda a carga da rede de distribuição.

$$I_i^{(\tau)} = \left(\frac{S_i}{E_i^{(\tau)}} \right)^* \quad \text{sendo } i = 1 \dots N_{bus} \quad (1.12)$$

$I_i^{(\tau)}$ é a corrente complexa à jusante da barra i na iteração τ .

c) Inicia-se a varredura regressiva para calcular as correntes totais à jusante dos nós de acordo com a equação (1.13).

$$I_{k_i}^{(\tau)} = I_{k_i}^{(\tau)} + I_{m_i}^{(\tau)} \quad \forall i = N_{bran}, \dots, 1 \quad (1.13)$$

Onde k_i e m_i são os nós inicial e final do ramo i , respectivamente.

d) Calcula-se as tensões através da Lei de Kirchhoff das tensões. Neste passo, inicia-se pelas tensões mais próximas da rede e vão até as camadas mais profundas (ramos folha), realizando a varredura progressiva. As tensões são calculadas de acordo com a equação (1.14).

$$E_{m_i}^{(\tau)} = E_{k_i}^{(\tau)} - Z_i^{ser} \times I_{m_i}^{(\tau)} \quad \forall i = 1, \dots, N_{bran} \quad (1.14)$$

Onde:

Z_i^{ser} é a impedância série do ramo i .

- e) Atualiza o contador de iterações: $\tau = \tau + 1$
- f) Se $\tau = \tau^{max}$ ou $\Delta V^{max} < \varepsilon$, então vá para o passo (g), senão retorne para o passo (b).

Onde: $\Delta V^{max} = \max \left\{ \left| E_k^{(\tau)} \right| - \left| E_k^{(\tau-1)} \right|, \forall k = 1, \dots, N_{bus} \right\}$ é o máximo desvio dos módulos das tensões entre iterações consecutivas; ε é uma tolerância especificada e τ^{max} é o número máximo de iterações.

- g) Fim.

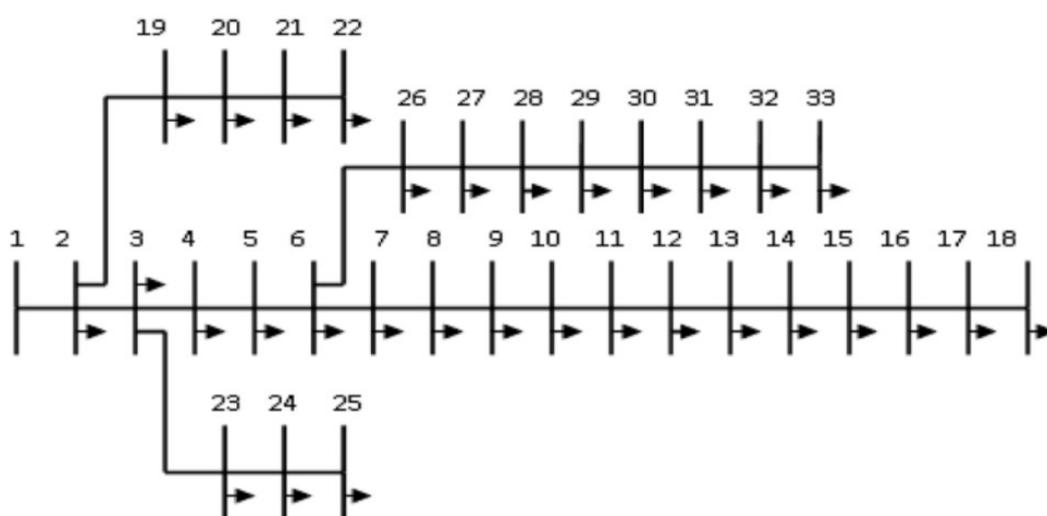


Figura 2-4 Sistema IEEE 33 Barras
Fonte (Meera, 2017).

Uma forma de demonstrar a eficiência do Método soma de correntes é a comparação com o método Newton Raphson utilizado para fluxo de potência. Esta demonstração é realizada usando-se o sistema radial de 33 barras proposto em (Baran e Wu, 1989). Este sistema é amplamente utilizado na literatura técnica em estudos de fluxo de potência e otimização em redes de distribuição radiais. A Figura 2-4 mostra o diagrama unifilar do sistema de 33 barras. A Tabela 2-1 mostra a comparação das tensões nodais obtidas pelos métodos de Soma de Correntes e Newton-Raphson. A partir desta tabela, pode-se observar que as tensões nodais obtidas por ambos os métodos são idênticas. Os tempos de CPU requeridos pelos métodos de Newton-Raphson e Soma de Correntes para solucionar o fluxo de

potência no sistema de 33 barras são iguais a 0,0749 segundos e 0,0347 segundos, respectivamente. Desta forma, pode-se concluir que o Método de Soma de Correntes é cerca de 54% mais rápido que o Método de Newton-Raphson.

Tabela 2-1 Comparação dos Métodos Newton Raphson e MSC utilizando IEEE 33 barras

Barra	MSC	Newton	Barra	MSC	Newton
1	1∠0°	1∠0°	18	0.881∠-0.695	0.881∠-0.695
2	0.996∠0.012°	0.996∠0.012°	19	0.995∠0.005°	0.995∠0.005°
3	0.977∠0.132°	0.977∠0.132°	20	0.990∠-0.084	0.990∠-0.084
4	0.967∠0.222°	0.967∠0.222°	21	0.989∠-0.109	0.989∠-0.109
5	0.957∠0.314°	0.957∠0.314°	22	0.988∠-0.136	0.988∠-0.136
6	0.931∠0.185°	0.931∠0.185°	23	0.971∠0.090	0.971∠0.090
7	0.927∠-0.135	0.927∠-0.135	24	0.963∠-0.029	0.963∠-0.029
8	0.920∠-0.084	0.920∠-0.084	25	0.959∠-0.088	0.959∠-0.088
9	0.912∠-0.185	0.912∠-0.185	26	0.929∠0.240	0.929∠0.240
10	0.904∠-0.262	0.904∠-0.262	27	0.925∠0.318	0.925∠0.318
11	0.902∠-0.262	0.902∠-0.262	28	0.910∠0.433	0.910∠0.433
12	0.900∠-0.246	0.900∠-0.246	29	0.898∠0.541	0.898∠0.541
13	0.892∠-0.374	0.892∠-0.374	30	0.894∠0.690	0.894∠0.690
14	0.889∠-0.486	0.889∠-0.486	31	0.888∠0.570	0.888∠0.570
15	0.887∠-0.539	0.887∠-0.539	32	0.887∠0.538	0.887∠0.538
16	0.885∠-0.572	0.885∠-0.572	33	0.886∠0.527	0.886∠0.527
17	0.882∠-0.682	0.882∠-0.682			

3. ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

3.1. Técnicas para cálculo de confiabilidade

Há duas técnicas que podem ser usadas para obter os índices de confiabilidade: analítica e Simulação Monte Carlo (SMC). O método analítico utiliza fórmulas matemáticas fechadas para estimar os valores esperados dos índices de confiabilidade. Por outro lado, a SMC estima os índices de confiabilidade a partir de uma amostra de estados ou cenários (estados em ordem cronológica) do sistema usando o conceito de média amostral. A amostra de cenários é obtida sorteando-se as durações dos estados de duração e falha dos componentes com base nas suas distribuições de probabilidade e combinando-se as transições de estados dos componentes individuais para obter o processo cronológico de transição de estados do sistema. Por outro lado, a amostra de estados do sistema é obtida sorteando-se os estados dos componentes individuais a partir de suas indisponibilidades individuais e de uma distribuição de probabilidade uniforme. Em seguida, os estados dos componentes individuais são combinados para formar um estado do sistema sem conexão temporal com outros estados sorteados. Quando a amostragem considera a cronologia (dependência temporal), a simulação é denominada de SMC Sequencial. Contrariamente, quando os estados são amostrados sem conexão cronológica a simulação é denominada de SMC Não-Sequencial (BILLINTON e ALLAN, 1992).

O método analítico calcula somente os valores esperados (médios) dos índices. Por outro lado, a SMC determina a densidade de probabilidade de cada índice de confiabilidade a partir de uma amostra de estados/cenários do sistema. Esta amostra pode-se ser usada para obter diversas informações estatísticas associadas com índice sob estudo, por exemplo: desvio padrão, percentis e intervalo de confiança. O método analítico é mais rápido computacionalmente que a SMC. No entanto, com a evolução da computação, os reflexos dessa diferença são cada vez menores.

Basicamente, a diferença entre os métodos analíticos e a SMC é o processo de seleção de estados de falha (contingências). Nos métodos analíticos a seleção é

realizada via enumeração com base nos seguintes critérios: ordem de contingência ou limiar para a probabilidade de um evento. Em redes de distribuição geralmente se considera apenas contingências de primeira ordem, pois as probabilidades de múltiplas falhas nas seções são muito pequenas. Desta forma, as probabilidades do espaço amostral se concentram em um pequeno número de estados. Por outro lado, na SMC a seleção de estados de contingência é determinada por amostragem aleatória cronológica ou baseada no espaço de estados. Após um estado de contingência ser selecionado no método analítico ou na SMC, ele deve ser avaliado para identificar se ele causou um evento de perda de carga, isto é, interrupção do fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Após esta avaliação, pondera-se o impacto da contingência (potência interrompida, número de consumidores, energia não fornecida, etc.) pela probabilidade, frequência ou duração acumulada da contingência para adicionar a contribuição da mesma para os índices de confiabilidade. Portanto, pode-se concluir que a avaliação do impacto de uma contingência é parte central do algoritmo de estimação de índices de confiabilidade. Desta forma, serão apresentados nas próximas subseções os principais passos da avaliação do impacto de uma contingência em redes de distribuição.

3.1.1. Avaliação do Impacto de uma Contingência em Redes de Distribuição

Quando ocorre uma contingência nos sistemas de distribuição, há uma complicada sequência de eventos. Cada contingência pode afetar os consumidores da rede elétrica de forma diferente, ou seja, um evento de falha gera uma resposta diferente em relação a outro. Portanto, é necessário analisar todos os eventos de falha possíveis na rede para encontrar as diferentes consequências para todos os consumidores (BROWN, 2009).

Independentemente do método usado para estimar os índices de confiabilidade (analítico ou SMC), existem três etapas de análise do efeito das contingências em todos os consumidores: resposta à proteção, restauração à jusante e restauração à montante. Estas três etapas são descritas abaixo.

- a) **Resposta a proteção:** consiste em identificar o dispositivo de proteção que é capaz de interromper a falta. Tais dispositivos são: disjuntores, religadores e fusíveis. A identificação do dispositivo de proteção que eliminou a falta é realizada usando-se a busca à montante descrito na subseção 2.3. No sistema exemplo da Figura 3-1 o dispositivo de proteção que eliminou a falta no ramo 6 é o religador REL 1. Conseqüentemente, todos os consumidores do Alimentador 1 experimentam uma interrupção no fornecimento de energia elétrica.
- b) **Restauração à montante:** tem como objetivo identificar o dispositivo seccionador que é capaz de isolar a falta dos componentes não defeituosos (saudáveis). Porém, a busca só é realizada nos dispositivos que estão acima da falta. Desta forma, isola-se a falta do alimentador principal, e muitos pontos de carga poderão ser energizados novamente através do fechamento da proteção que eliminou a falta. A identificação do dispositivo seccionador acima da falta é também realizada usando-se a busca à montante descrito na subseção 2.3. Na Figura 3-1 mostra o efeito da restauração a montante no sistema exemplo. O ponto de partida para a restauração à montante está no ramo 6 (componente defeituoso), logo acima, no ramo 5, identifica-se a chave NF1 que é capaz de isolar os elementos saudáveis da falta. Os pontos de carga PC1 e PC2 são restaurados após a abertura da chave NF1. No entanto, os pontos de carga PC3, PC4, PC5 e PC6 ainda não foram restaurados. Desta forma, os locais em azul estão energizados devido a abertura da chave e fechamento da proteção. Por outro lado, os componentes em vermelho são os dispositivos que não retornaram a operar após a manobra da chave.
- c) **Restauração à jusante:** após localizar o dispositivo seccionador à montante da falta, verifica-se se há dispositivos seccionadores que estão abaixo da falta e são capazes de isolar os elementos saudáveis da zona de falta. No sistema da Figura 3-2, a seção 7 onde está o dispositivo NF 2 é o elemento seccionador mais próximo à jusante da falta que é capaz de restaurar os elementos saudáveis a jusante da falta. No entanto, esses elementos estão ilhados, pois o seccionador a montante interrompeu o fornecimento. Portanto, para ocorrer a restauração à jusante, é

necessário a atuação da chave NA1 que é capaz de transferir esses dispositivos ilhados para outro alimentador. Os pontos de carga PC3 e PC4 só serão restaurados com o reparo do componente defeituoso, os pontos de carga PC5 e PC6 são restaurados após a abertura da chave NF2 e o fechamento da chave NA1. Na Figura 3-2 estão destacados de verde os equipamentos restaurados à jusante.

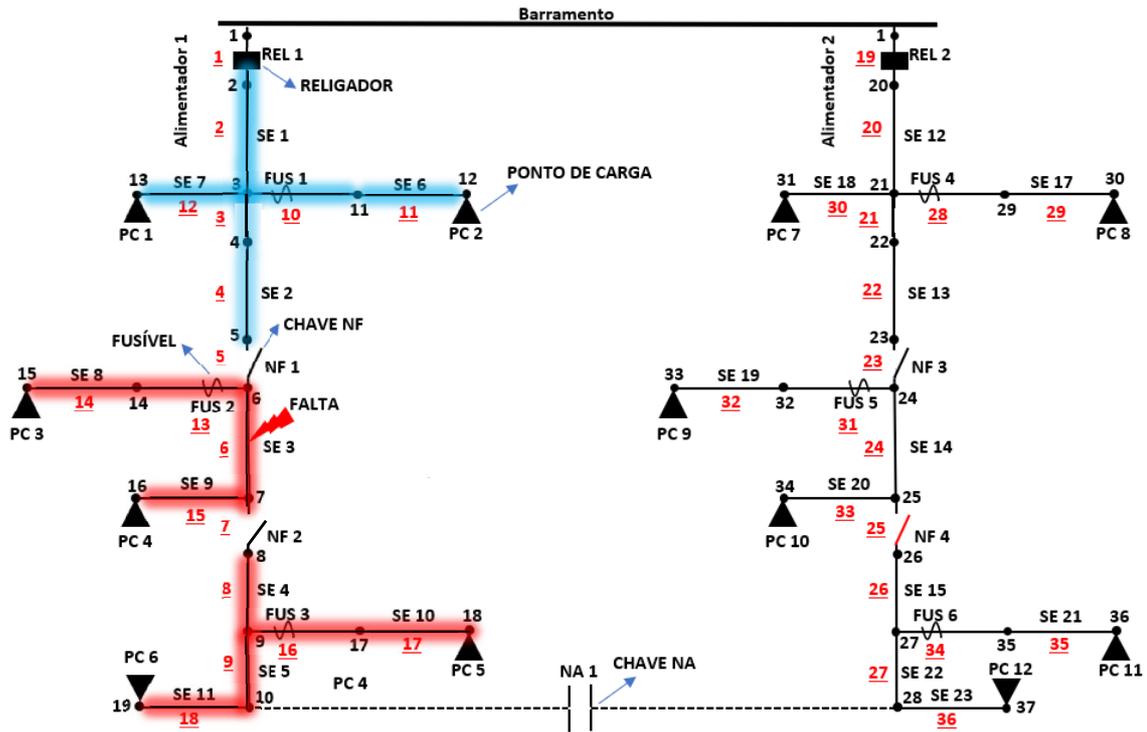


Figura 3-1 Restauração à Montante.

As etapas da análise de contingência descritas acima assumem que a localização da falta (componente defeituoso) é precisamente conhecida. Todavia, esta localização só é conhecida após o patrulhamento da rede de distribuição pelas equipes de manutenção e com o auxílio de indicadores de falta e/ou seccionadores automáticos. A estratégia de localização não afeta os procedimentos de resposta da proteção e restaurações à montante e a jusante, mas causa uma redução nos tempos

de restauração. Devido a isso, este procedimento será explicado detalhadamente na próxima subseção.

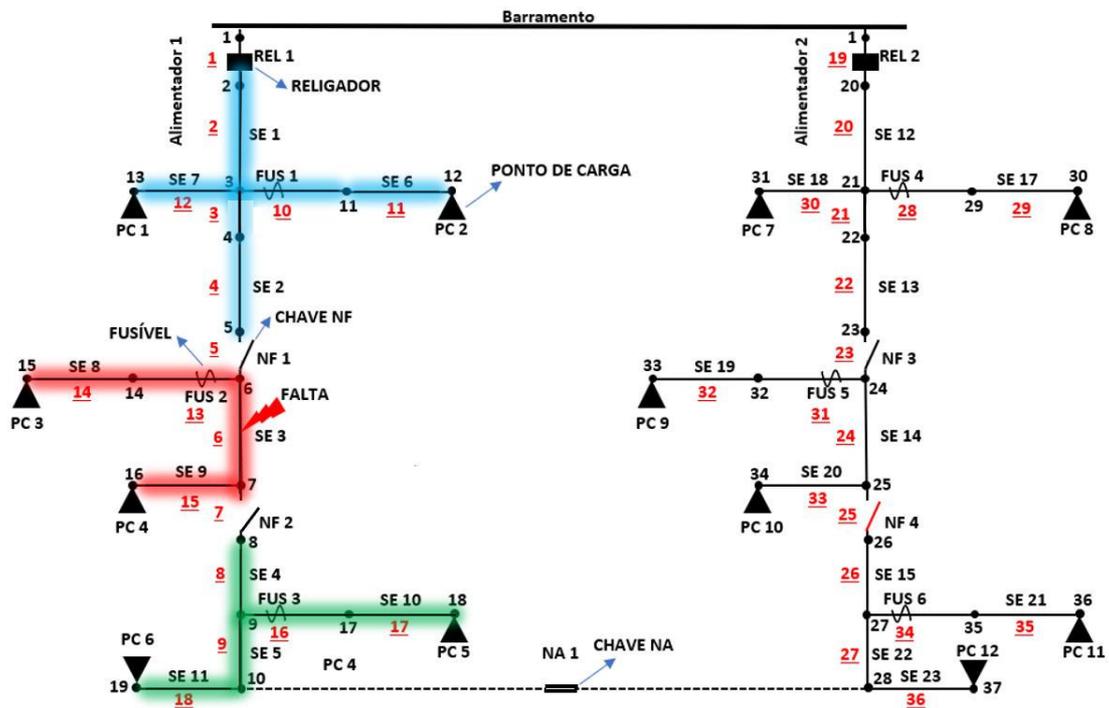


Figura 3-2 Restauração à Jusante.

3.1.2. Dispositivos de Indicação de Falta

Os dispositivos indicadores de falta são responsáveis por auxiliar na localização da falta reduzindo a região de busca da falha. Ao reparar algum componente, é necessário que o primeiramente ele seja encontrado, e esse processo de localização resulta em um tempo a ser acrescido nos tempos de reparo e chaveamento para se obter o tempo de restauração final. Quanto maior for o número provável de ramos nos quais a falta pode ocorrer, maior será o tempo de busca, pois as equipes de patrulhamento das concessionárias têm mais caminhos a percorrer.

Nesta dissertação, foram considerados dois tipos de dispositivos de localização da falta: os indicadores de falta ou e as seccionadoras automáticas. A última tem a vantagem de ter duas funções, são elas: seccionamento automático e em virtude disto, ser um elemento indicador de falta, já que a abertura da chave se torna visível para as equipes de patrulhamento, como explica Farajollahi et al. (2019a). Desta maneira, os indicadores de falta e seccionadoras automáticas serão denominados de dispositivo de indicação de falta.

A maneira pela qual os indicadores de falta indicam uma falta acontece de duas maneiras: a montante e a jusante. Desta forma, tem-se as seguintes situações:

- Quando o indicador de falta é sensibilizado por uma corrente muito alta (o que ocorre nos eventos de falha) sinalizará que uma corrente de falta o atravessou. Porém, quando os indicadores mais a jusante não emitirem sinais luminosos significa que estes equipamentos não foram percorridos pela corrente de falta, conseqüentemente, cria-se uma região de falha entre o primeiro indicador que acendeu e o primeiro indicador à jusante que não acendeu.
- A coordenação entre indicadores de falta e seccionadoras automáticas ocorre de maneira análoga: da seccionadora que estiver aberta até o primeiro indicador a jusante que não estiver aceso, cria-se uma região de possíveis locais de falha. Ou poderá ocorrer de outra maneira: do primeiro indicador de falta aceso até a primeira seccionadora a jusante fechada.

A Figura 3-3 mostra um sistema radial simples que é utilizado para explicar o funcionamento dos dispositivos de localização da falta. A Tabela 3-1 apresenta os comprimentos dos ramos do tronco e laterais para o alimentador 1.

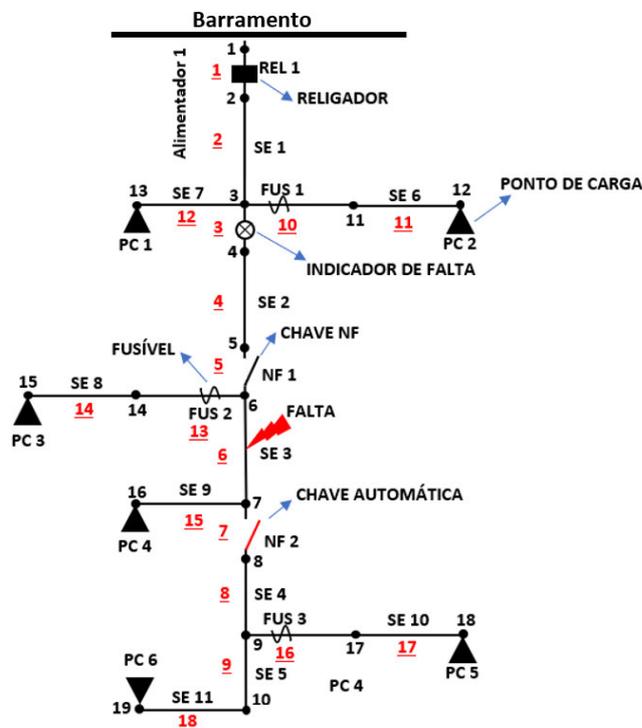


Figura 3-3 Sistema exemplo usado para explicar a identificação da área de busca pela falta.

Tabela 3-1 Comprimento dos ramos do sistema-exemplo da Figura 3-3.

Comprimento (km)	Ramos Associados
0,0	1, 3, 5, 7, 10, 13, 16
0,75	11, 12, 14
1,00	15, 17, 18
1,25	2, 4, 6, 8, 9

A identificação da região de busca pela falha através da operação de dispositivos de proteção, seccionamento e indicação de falta será explicada considerando-se uma falha no ramo 6. As etapas do processo de identificação da região de falha são definidas abaixo:

- a) Define-se um vetor denominado de V_{IF} cuja dimensão é igual ao número de ramos da rede (18 para a rede da Figura 3-3):

$$V_{IF} = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 \\ \begin{matrix} \boxed{0} & \boxed{0} \end{matrix} \end{matrix}$$

- b) Realiza-se a busca a jusante do dispositivo de proteção que eliminou a falta e cessa-se esta busca quando são encontrados os seguintes tipos de dispositivos: proteções, chaves automáticas e indicadores de falta que estão no tronco principal do alimentador. Atribui-se valor unitário a todos os ramos encontrados nesta busca. Desta forma, o vetor V_{IF} é atualizado como se segue:

$$V_{IF} = \begin{matrix} & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 \\ \begin{matrix} \boxed{1} & \boxed{1} & \boxed{0} & \boxed{1} & \boxed{0} & \boxed{0} & \boxed{0} & \boxed{0} & \boxed{0} & \boxed{0} \end{matrix} \end{matrix}$$

Analisando-se o vetor acima, pode-se observar que os ramos 10 e 11 não foram atualizados pois há um fusível no ramo 10. Além disso, os ramos 3,4,5,6,7,8,9,13,14,15,16,17 e 18 não foram atualizados devido a existência do indicador de falta no ramo 3. A preservação dos valores do vetor V_{IF}

referentes aos ramos 10 e 11 indica uma redução na área de busca pela falta devido a não atuação de dispositivos de proteção.

- c) Realiza-se a busca à montante da falta para se encontrar um dispositivo indicador de falta (seccionadora automática ou indicador de falta) mais próximo à montante da falta. Esta busca encontrou um indicador de falta no ramo 3.
- d) Realiza-se a busca à jusante do indicador de falta identificado no passo (c) para reajustar a área de busca pela falta e cessa-se esta busca quando são encontrados os seguintes tipos de dispositivos: proteções, chaves automáticas e indicadores de falta. Atribui-se valor 2 (dois) a todos os ramos encontrados nesta busca. Após esta busca à jusante, tem-se que o vetor V_{IF} é dado por:

$$V_{IF} = \begin{array}{cccccccccccccccccccc} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 \\ \hline 1 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 \end{array}$$

A partir do vetor acima, pode-se observar que as posições 13 e 14 não foram atualizadas devido ao fusível do ramo 13 não ter operado para eliminar a falta. Adicionalmente, os ramos 8, 9, 16, 17 e 18 não foram atualizados devido ao seccionador automático do ramo 7 não ter operado para isolar a falta. A preservação dos valores destes elementos é equivalente a diminuição da área de busca pelas proteções e sinalizadores automáticos. Em outras palavras, não é necessário patrulhar os ramos 13, 14, 8, 9, 16, 17, e 18.

- e) Desta forma, o conjunto de ramos que formam a região de busca pela falta é dado por: $\Omega_3^{fault} = \{3,4,5,6,7,15\}$ (elementos com valor 2 no vetor V_{IF}). A área de busca pela falta definida no conjunto Ω_3^{fault} é ilustrada na Figura 3.4 (ramos destacados de cor vermelha).
- f) Calcula-se o tempo de localização da falta com base no conjunto definido no passo (e) como se segue:

$$T_i^{loc} = \sum_{j \in \Omega_i^{fault}} \frac{L_j}{V_j^{pat}} + T_{mean}^{pre}$$

$$T_i^{loc} = \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0}{20} + \frac{1,00}{20} + 0,5$$

$$T_i^{loc} = \frac{3,5}{20} + 0,5$$

$$T_i^{loc} = 0,675 \text{ horas}$$

Os valores nulos na primeira igualdade indicam que chaves, proteções e indicadores de falta têm comprimentos nulos.

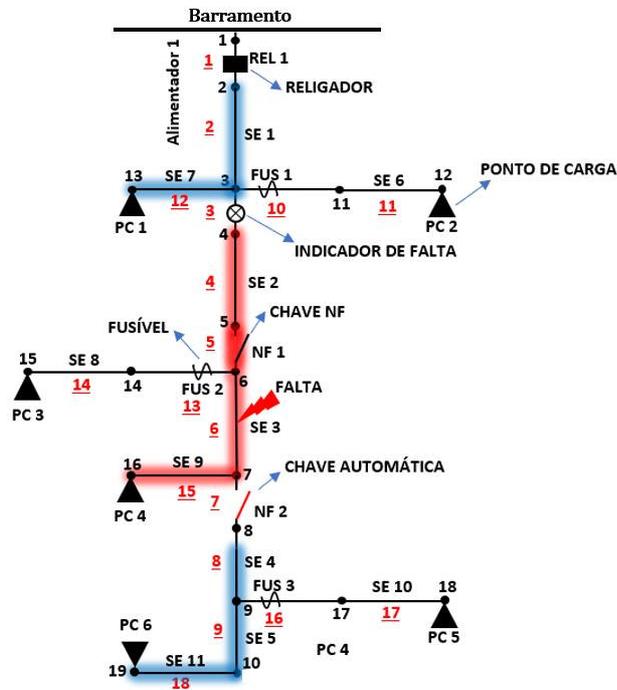


Figura 3-4 Região de busca pela falha para uma falha no ramo 6.

Se o dispositivo de localização da falha no início do ramo 3 não existisse e a chave automática no início do ramo 7 fosse manual, então o procedimento de identificação da área de busca seria interrompido após a etapa de busca a jusante da proteção (disjuntor no início do ramo 1), pois não se encontraria nenhum indicador de falta entre o ramo falhado e a proteção. Desta forma, o vetor V_{IF} é definido como se segue:

$$V_{IF} = \begin{array}{c} \begin{array}{cccccccccccccccccccc} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 & 15 & 16 & 17 & 18 \\ \hline 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 2 \end{array} \end{array}$$

Observa-se que há um aumento no número de ramos associados com área de busca (elementos com valor 2), pois a busca à jusante da proteção não cessou devido às ausências do indicador de falta do ramo 3 e da chave automática do ramo 7. Conseqüentemente, não foi possível descartar os ramos 1, 2, 12, 8, 9, e 18 do

conjunto de busca. O conjunto de busca só reduzido pela pausa da busca quando a mesma encontrou os fusíveis nos ramos 10, 13 e 16. Neste caso, o conjunto de ramos que formam a região de busca pela falta é dado por: $\Omega_3^{fault} = \{1,2,3,4,5,6,7,8,9,12,15,18\}$ (elementos com valor 2 no vetor V_{IF}). A área de busca pela falta (componentes destacados de vermelho) associada com esta configuração do sistema-teste é ilustrada na Figura 3.5.

Desta forma, o tempo de localização da falta é dado por:

$$T_i^{loc} = \sum_{j \in \Omega_i^{fault}} \frac{L_j}{V_j^{pat}} + T_{mean}^{pre}$$

$$T_i^{loc} = \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{1,25}{20} + \frac{0,75}{20} + \frac{1,00}{20} + \frac{1,00}{20}$$

$$T_i^{loc} = \frac{9,00}{20} + 0,5$$

$$T_i^{loc} = 0,95 \text{ horas}$$

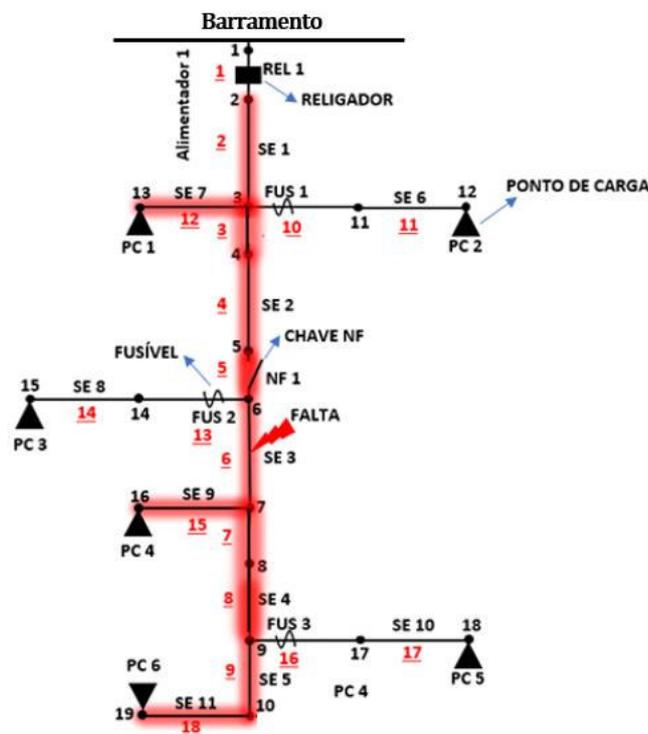


Figura 3-5 Sistema-teste sem o indicador de falta e com o seccionador automático substituído por um do tipo manual.

Neste ponto, deve-se destacar que a ausência do indicador de falta e do seccionador automático causou um aumento de cerca de 40,7% ($100\% \times (0,95 - 0,675)/0,675$) no tempo de localização da falta.

3.1.3. Restrições de Rede Durante a Restauração à Jusante

A rede elétrica possui grandezas elétricas que precisam estar em conformidade com padrões propostos pelas agências reguladoras. Obedecer a esses padrões significa maior segurança e conformidade para os clientes.

Dentre essas grandezas elétricas, a qualidade de tensão é um dos principais objetivos de análise de qualidade. A conformidade de tensão é a comparação entre os valores de tensão medidos, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos (ANEEL, PRODIST – MÓDULO 8, 2010).

Nas distribuidoras de energia elétricas, a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos consumidores finais em tensão nominal superior a 1 kV deve estar na faixa entre 95% a 105% da tensão nominal de operação do sistema, coincidindo com a tensão nominal dos pontos de derivação ou do transformador. Já em pontos com tensão inferior a 1kV, a tensão fornecida deve ser igual a tensão nominal do sistema (ANEEL, PRODIST – MÓDULO 8, 2010).

Dentre as especificações de tensão, todas são associadas com a tensão de referência (TR), desta forma existem três tipos de tensão, que são: adequada, crítica e precária. A tabela abaixo relaciona as faixas de valores que representa cada tipo de tensão.

Tabela 3-2 Pontos de Conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV. (Fonte: Aneel, módulo 8 – PRODIST).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação de tensão medida (T) em relação a tensão de referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq T \leq 1,05TR$
Precária	$0,9TR \leq T < 0,95TR$ ou $1,05TR < T \leq 1,07TR$
Crítica	$0,9TR > T$ ou $1,07TR < T$

A operação da rede de distribuição com perfil de tensão degradado também pode impactar na confiabilidade da rede devido a ocorrência de interrupções causadas por:

- I) Desconexão das cargas pela operação inadvertida de seus dispositivos de proteção contra subtensão.
- II) Desligamento intempestivo das cargas devido a sua própria sensibilidade com relação a valores de tensão muito baixos.

Outra restrição técnica que tem impacto na confiabilidade é o carregamento dos circuitos, isto é, fluxo de corrente ou potência nos condutores das seções e transformadores. A violação deste limite também pode resultar em interrupções no fornecimento de energia devido a:

- I) Sobrecargas podem causar operações inadvertidas das proteções se o seu valor exceder a corrente de acionamento (“pick-up”).
- II) A taxa de falha dos equipamentos pode-se tornar mais elevada devido à perda de vida útil causada pelo aquecimento (Perdas devido ao Efeito Joule) quando um equipamento opera em sobrecarga.

Portanto, a operação da rede de distribuição deve ser planejada para satisfazer as restrições de rede, isto é: limites de tensão e carregamento. Um procedimento que está diretamente relacionado com a factibilidade destas restrições é a restauração pós-falha. Em outras palavras, a reconfiguração da rede para realizar transferências de carga. Se este procedimento não satisfaz as restrições de rede, então podem ocorrer interrupções adicionais após a restauração. Os modelos de ACP emulam o processo de restauração via reconfiguração para calcular os índices de confiabilidade de forma mais acurada. Todavia, este cálculo pode sobrestimar os índices de confiabilidade se as restrições de rede são relaxadas no modelo. Desta forma, os benefícios obtidos com técnicas de mitigação de problemas de confiabilidade (por exemplo, a alocação de chaves) podem não ser observados na prática devido a imprecisão do modelo com relação a realidade operativa da rede de distribuição.

3.1.4. Influência das Restrições de Rede no Cálculo da Confiabilidade

Nesta dissertação, as restrições de rede são incluídas no modelo de ACP que é usado para estimar os índices DEC, os custos de interrupção e a penalidade. Primeiramente, seleciona-se os dispositivos de seccionamento abaixo da falta que podem ser abertos e as suas respectivas chaves normalmente abertas que serão fechadas. A abertura de um dispositivo de seccionamento abaixo da falta e o fechamento da sua chave aberta correspondente isolará da falta uma área da rede de distribuição que será transferida para um alimentador adjacente pelo fechamento da chave aberta. Visto que pode haver mais de uma chave fechada abaixo da falta, deve-se ter um critério de seleção para a transferência de carga que será realizada. O critério de seleção da chave NA que foi considerado é selecionar a chave que restaura o maior número de consumidores sem violação de restrições de rede.

A Figura 3-6 exemplifica a influência das restrições de rede em um pequeno circuito. A chave 1 realiza o seccionamento à montante da falta, desta maneira, isola da falta os componentes destacados em azul na Figura 3-6. Estes componentes continuam sendo alimentados pelo o alimentador 1.

Após o seccionamento a montante, inicia-se a busca pelos dispositivos de seccionamento à jusante da falta que estão mais próximos da mesma. Portanto, a chave 2 faz o seccionamento, isolando a região de falta, destacada de vermelho. Só há uma chave NA associada com a chave 2. Desta forma, só é possível realizar uma transferência de carga. Os elementos em verde são aqueles que são restaurados após o fechamento da chave NA. Todos esses elementos serão alimentados pelo alimentador 2. Os pontos de carga 03, 04, 05 e 06 são restaurados a partir do alimentador 2.

No entanto, essa operação pode gerar um estado ineficaz (com restrições de rede violadas) e fazer com que padrões de qualidade e restrições físicas sejam desrespeitados.

Supondo-se que as restrições de rede não permitam a restauração de todos os pontos de carga, procura-se a próxima chave mais perto da falta a jusante, neste caso, a chave 3. A Figura 3-7 mostra a configuração da rede elétrica considerando-

se das restrições de rede. Apenas os pontos de carga 05 e 06 são restaurados, portanto, os pontos de carga 02, 03 e 04 serão restaurados após o reparo do componente defeituoso. Desta forma, pode-se concluir que com a inclusão restrições de rede não será possível restaurar o fornecimento de energia para todos os pontos de carga à jusante da falta que podem ser isolados da mesma.

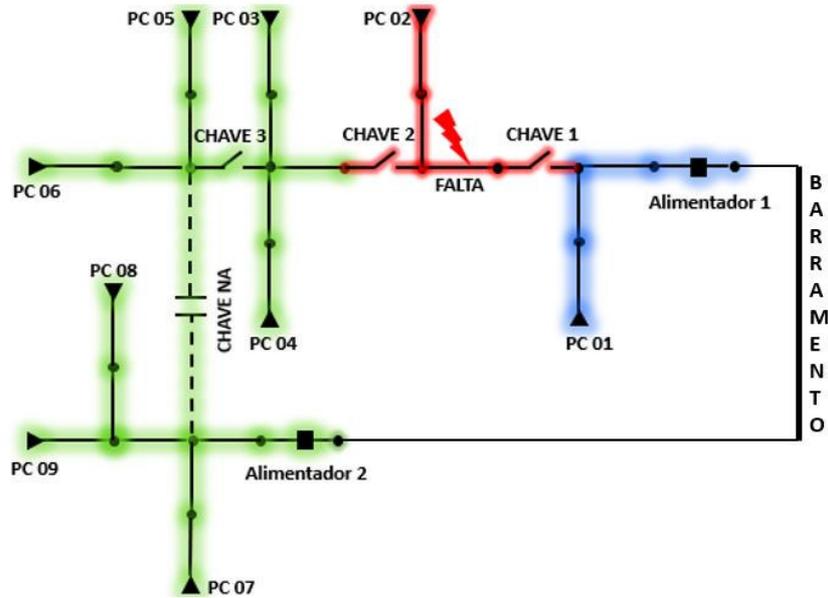


Figura 3-6 Atuação da restauração à jusante sem restrições de rede

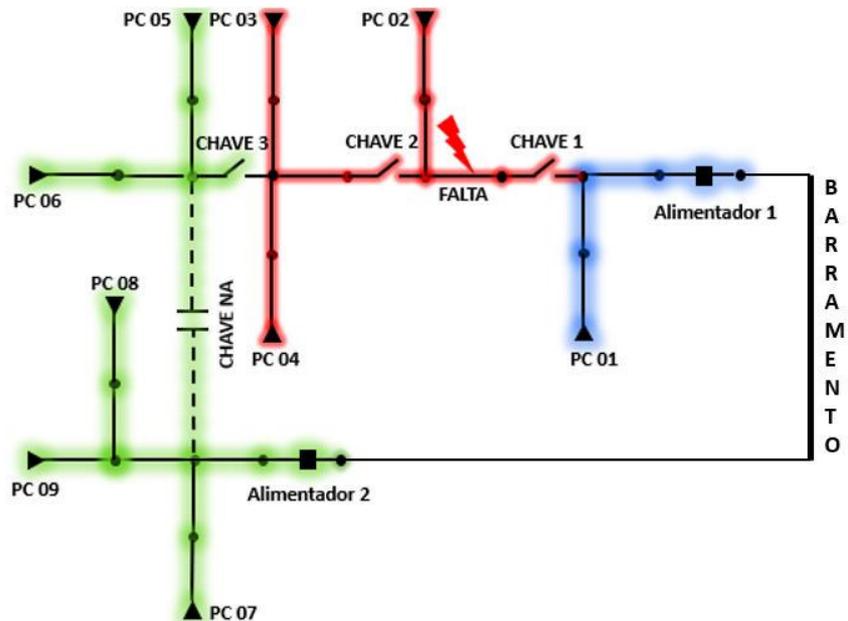


Figura 3-7 Atuação da restauração à jusante com restrições de rede

A verificação da possibilidade de restauração à jusante com restrições de rede para um determinado elemento seccionador é realizada através do cálculo de fluxo de potência via método de soma de correntes para a topologia da rede no estado pós-restauração à jusante. Após o cálculo do fluxo de potência, verifica-se se há violações nos limites das tensões nodais e dos carregamentos dos circuitos.

O fluxograma para a modelagem das restrições de rede durante a restauração à jusante é mostrado na Figura 3-8.

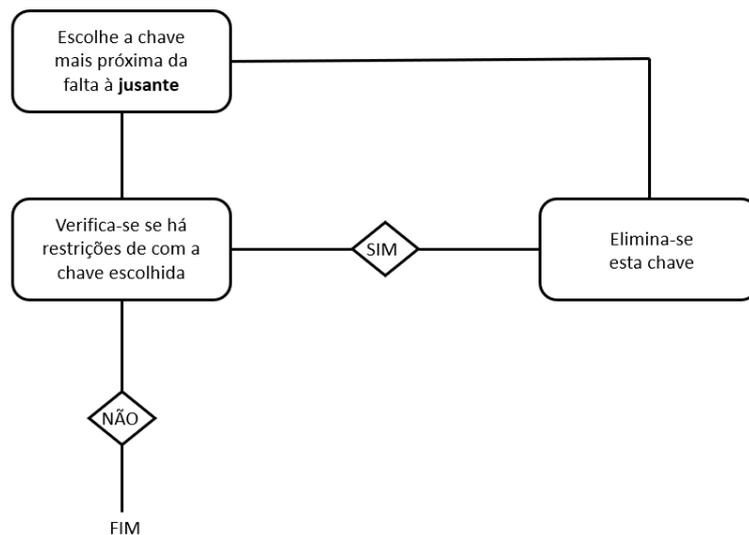


Figura 3-8 Fluxograma para a modelagem de restrições de rede

3.2. Método Analítico de Enumeração de Estados

As consequências de um evento de falha devem considerar a resposta de cada equipamento da rede elétrica. Desta forma, os seus impactos em todos os ramos ou componentes da rede elétrica podem ser avaliados. Portanto, é de suma importância considerar o impacto da resposta da proteção e da restauração no cálculo da confiabilidade de redes de distribuição (BROWN, 2009).

Um dos métodos mais usados no cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição é o Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE) (BROWN, 2009). Este método consiste em simular uma falha (contingência) em cada componente da rede. Em seguida, o impacto da falha é avaliado considerando-se a resposta do sistema de proteção e as estratégias de restauração à jusante e a montante. Após esta avaliação, o impacto da contingência é ponderado pela taxa de

falha e pela indisponibilidade anual do componente falhado para adicionar a contribuição deste componente para os índices nodais FIC e DIC, respectivamente. Após a simulação de todos os eventos de falha tem-se os valores esperados dos índices FIC e DIC que são usados para calcular os índices sistêmicos FEC e DEC.

De acordo com BROWN (2009), os principais passos do MAEE são:

- 1) Leitura dos dados de confiabilidade e de fluxo de potência da rede de distribuição.
- 2) Definição da estrutura de parentes/filhos para a navegação na rede de distribuição.
- 3) Execute os passos de (4) até (13) para $j = 1, \dots, N^{com}$
- 4) Determinar a proteção que eliminou a falta via busca à montante (parentes).
- 5) Identificar os pontos de carga descontados pela atuação da proteção e armazená-los no conjunto Ω_j^{prot} através da busca à jusante (filhos)
- 6) Determinar o dispositivo de seccionamento imediatamente acima da falta (usando a busca montante) para realizar a restauração a montante: fechamento da proteção que eliminou a falta e abertura de uma chave para restabelecer o fornecimento de energia para todos componentes entre estes dois equipamentos.
- 7) Armazenar os pontos de carga cujo fornecimento de energia foi restabelecido pela restauração à montante do passo (6) em um conjunto denominado Ω_j^{mont} .
- 8) Identificar as chaves normalmente abertas candidatas para a transferência de carga (restauração à jusante) e armazená-las em um conjunto denominado Ω_j^{NA} .
- 9) Utilizar o fluxo de potência (via Método de Soma de Correntes) para selecionar a chave normalmente aberta do conjunto Ω_j^{NA} e a sua respectiva chave fechada que restabelecem o fornecimento de energia para o maior número possível de consumidores sujeito a factibilidade das restrições de rede (restrições de tensão e de carregamento).
- 10) Realizar uma busca à montante para determinar os pontos de carga cujo fornecimento de energia foi restabelecido pela reconfiguração do

passo (9) e armazenar estes pontos de carga em um conjunto denominado de Ω_j^{jus} .

- 11) Armazenar a união dos conjuntos Ω_j^{jus} e Ω_j^{mont} para determinar o conjunto de pontos de carga cujo tempo de restauração será igual ao tempo de chaveamento. Este conjunto união será denominado de Ω_j^{chave} .
- 12) Armazenar os pontos de carga cujo fornecimento de energia não pode ser restabelecido através das restaurações à montante e à jusante em um conjunto chamado de Ω_j^{rep} . Isto é, o conjunto de pontos de carga cujo fornecimento de energia só será restabelecido após o reparo do componente defeituoso.
- 13) Acumular a contribuição da contingência no componente j para os índices de confiabilidade nodais esperados:

$$\begin{aligned} \text{a. } E[FIC_i] &= \begin{cases} E[FIC_i] + \lambda_j, & \text{se } i \in \Omega_j^{prot} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \\ \text{b. } E[DIC_i] &= \begin{cases} E[DIC_i] + \lambda_j \times t^{chave}, & \text{se } i \in \Omega_j^{chave} \\ E[DIC_i] + \lambda_i \times t_j^{rep}, & \text{se } i \in \Omega_j^{rep} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \end{aligned}$$

- 14) Calcular os índices de confiabilidade do sistema

$$\text{a. } E[FEC] = \left(\sum_{i=1}^{N^{PC}} E[FIC_i] \times N_i^{cons} \right) / N_{tot}^{cons}$$

$$\text{b. } E[DEC] = \left(\sum_{i=1}^{N^{PC}} E[DIC_i] \times N_i^{cons} \right) / N_{tot}^{cons}$$

Onde:

N^{com} é o número de componentes da rede de distribuição.

$E[FEC]$ e $E[DEC]$ são os valores esperados dos índices FEC e DEC, respectivamente.

$E[FIC_i]$ e $E[DIC_i]$ são os valores esperados dos índices FIC e DIC, respectivamente, para o ponto de carga i .

N_i^{cons} é o número de consumidores no ponto de carga i .

N^{PC} é o número de pontos de carga da rede de distribuição.

$N_{tot}^{cons} = \sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons}$ é o número total de consumidores da rede de distribuição.

λ_j e t_j^{rep} são a taxa de falha e o tempo de reparo do componente j , respectivamente.

t^{chave} é o tempo de chaveamento.

Os índices de confiabilidade $E[FEC]$, $E[DEC]$, $E[FIC_i]$ e $E[DIC_i]$ podem ser expressos em notação matricial como se segue:

$$E[\mathbf{FIC}] = \mathbf{W}^f \cdot \boldsymbol{\lambda} \quad (3.1)$$

$$E[\mathbf{DIC}] = \mathbf{W}^r \cdot \mathbf{M}_D \cdot \mathbf{t}^{rep} + \mathbf{t}^{chave} \cdot \mathbf{W}^{chave} \cdot \boldsymbol{\lambda} \quad (3.2)$$

$$E[FEC] = \frac{\mathbf{N}^{consT} \cdot E[\mathbf{FIC}]}{N_c^{tot}} \quad (3.3)$$

$$E[DEC] = \frac{\mathbf{N}^{consT} \cdot E[\mathbf{DIC}]}{N_c^{tot}} \quad (3.4)$$

$E[\mathbf{FIC}]$ ($E[\mathbf{DIC}]$) é o vetor com dimensão igual a N^{PC} cujos elementos são os índices $E[FIC_i]$ ($E[DIC_i]$) para $i = 1, \dots, N^{PC}$.

\mathbf{W}^f é uma matriz com dimensão igual a $N^{PC} \times N^{com}$. É composta por valores binários; o valor 1 representa que o ponto de carga é interrompido por uma falha em um determinado componente. O valor 0 representa a não interrupção do ponto de carga pela falta no componente.

\mathbf{t}^{rep} tempo de reparo.

$\boldsymbol{\lambda}$ é o vetor dimensão igual ao N^{PC} que contém a taxa de falha dos componentes.

\mathbf{W}^r é uma matriz com dimensão igual a $N^{PC} \times N^{com}$ que tem taxa de falha diferente de zero. É composta por valores binários; o valor 1 representando que o ponto de carga é interrompido só será religado após o tempo de reparo do componente defeituoso. O valor 0 representa a não interrupção do ponto de carga pela falha no componente.

\mathbf{W}^{chave} é uma matriz com dimensão igual aos pontos de carga pelo os componentes que tem taxa de falha diferente de zero. É composta por: o valor t_{chave} representando que o ponto de carga é interrompido só será religado após o tempo de chaveamento do componente que separa a falta do ponto de carga, o valor 0 representa a não interrupção do ponto de carga pela falta no componente.

M_D é uma matriz diagonal na qual os elementos não nulos têm o valor idêntico do vetor taxa de falha (λ).

N^{cons} é o vetor que contém os números de consumidores dos pontos de carga.

O sobrescrito T , como em N^{cons^T} , indica a transposta de uma matriz ou vetor.

Os passos (8), (9) e (10) do algoritmo do MAEE realizam a restauração à jusante (transferências de carga para pontos de fornecimento alternativos) considerando-se restrições de rede, ou seja: limites de tensão nos pontos de carga e carregamento nos circuitos (transformadores e seções dos alimentadores). A modelagem destas restrições em estudos de confiabilidade via MAEE tem sido realizada de acordo com dois paradigmas: circuito equivalente (Brown, 2009; Silva et al., 2002) e exato (Li et al., 2004; Coelho et al., 2006). A técnica do circuito equivalente modela as restrições de carregamento dos circuitos usando uma fonte de energia equivalente para representar o alimentador que recebe a carga durante a transferência. A capacidade desta fonte é a capacidade de transferência mínima para os ramos entre a chave normalmente aberta e fonte do alimentador que recebe a carga. Se a carga total transferida é maior que a capacidade da fonte de tensão equivalente, então a transferência de carga não é realizada. A principal desvantagem da técnica de circuito equivalente é que essa técnica não é capaz de modelar restrições de rede associadas com os limites de tensão. A única alternativa para incluir limites de tensão no processo de restauração à jusante é a técnica exata. Essa técnica combina métodos de atualização da estrutura de navegação da rede de distribuição (parentes e filhos) (Brown, 2009) com algoritmos de fluxo de potência baseados na varredura progressiva/regressiva (Shirmohammadi et al., 1988) da rede para calcular as tensões e o carregamento da rede no estado pós-restauração. A atualização da estrutura de dados é necessária devido ao fato de que a transferência de carga (fechamento e abertura de uma chave à jusante da falta) resulta em uma reconfiguração da rede para restaurar o fornecimento de energia que modifica as direções dos fluxos de potência/corrente nos circuitos. Portanto, é necessário redefinir os parentes de todos os ramos entre as chaves que foram manobradas. Visto que na técnica exata realiza-se um cálculo de fluxo de potência na configuração pós-restauração, pode-se identificar se ocorreram violações de tensão após a transferência de carga.

A partir dos comentários realizados no parágrafo acima, pode-se concluir que a modelagem de restrições de rede foi explorada em algumas publicações na literatura técnica (Brown, 2009; Silva et al., 2002; Li et al., 2004; Coelho et al., 2006). Contudo, o impacto destas restrições nas penalidades e nos custos de interrupção não tem sido avaliados. Esta limitação é devido ao fato de que as restrições de rede só foram modeladas no MAEE que não é capaz de gerar as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. Em outras palavras, não foram realizados cálculos de índices de confiabilidade via SMC considerando-se restrições de rede. Além disso, as metodologias existentes para a alocação de chaves e indicadores não consideram restrições de rede na estimação dos índices de confiabilidade. Desta forma, as contribuições desta dissertação incluem a análise do impacto das restrições de rede nas penalidades, custos de interrupção e na alocação ótima de chaves e indicadores de falta.

3.3. Simulação Monte Carlo

A simulação de Monte Carlo (SMC) consiste basicamente em emular o comportamento aleatório de um sistema através do conhecimento das distribuições de probabilidade que representam as incertezas nos componentes individuais. Estas distribuições de probabilidade são usadas para produzir uma amostra de estados dos componentes usando-se geradores de números aleatórios. Os estados dos componentes individuais são combinados para obter uma amostra de estados do sistema sob estudo. Finalmente, amostra de estados do sistema é usada para estimar métricas de desempenho do sistema através de índices estatísticos, tais como: média, desvio padrão, percentis, distribuições de probabilidade, etc. Há dois tipos de SMC: a Sequencial e a Não-Sequencial. Estes tipos de SMC diferem entre si de acordo com a representação das incertezas. A SMC sequencial modela o comportamento do sistema considerando a dependência temporal entre os estados do sistema. Por outro lado, a SMC Não-sequencial sorteia os estados do sistema sem considerar a conexão cronológica entre eles. A SMC Sequencial é mais acurada, mas tem alto custo computacional. Esta limitação torna inviável a sua aplicação em problemas de otimização devido a necessidade de avaliar um grande número de soluções candidatas para se obter a solução ótima. Devido a isso, a metodologia de

alocação ótima de chaves proposta nesta dissertação se baseará na SMC Não-Sequencial.

Analogamente ao MAEE, há duas formulações para a SMC: a escalar e a matricial. A principal diferença entre a formulação escalar e a matricial, no contexto da SMC, é que na última a amostragem do número de falhas é realizada de forma vetorizada para todos os componentes simultaneamente. Por outro lado, na formulação escalar o número de falhas é amostrado individualmente para cada componente. Portanto, no âmbito da SMC, a principal vantagem da abordagem matricial é que o cálculo dos índices de confiabilidade para um elemento da amostra do período de estudo (por exemplo, anual) é realizado em um único passo através de uma operação matricial. Isto é, sem a análise de contingências e a acumulação das contribuições para cada componente. Desta forma, reduz-se o custo computacional. É importante ressaltar que esta vantagem é muito importante na alocação de dispositivos seccionadores e indicadores de falta via algoritmos meta-heurísticos, pois estes algoritmos requerem a avaliação de um grande número de soluções candidatas para identificar a solução ótima. Devido a isso, o algoritmo que calcula os índices de confiabilidade da função objetivo do problema deve possuir custo computacional baixo para permitir que a realização da otimização seja factível do ponto de vista do desempenho computacional.

O algoritmo conceitual para a estimação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição via SMC Não-Sequencial matricial é mostrado a seguir:

- 1) Construção das matrizes W^f , W^r e W^{chave} com base na avaliação do impacto de uma contingência usada no algoritmo do método analítico descrito na seção 3.2.
- 2) Execute os passos (3)-(12) para $i = 1, \dots, N^{anos}$, onde N^{anos} é o número de anos (tamanho da amostra especificado).
- 3) Repita os passos (4)-(10) para $j = 1, \dots, N^{com}$
- 4) Sortear o número de eventos de falha do componente j N_c^{fal} usando a distribuição de Poisson, isto é: $P(N_c^{fal} = n) = \frac{\lambda_j^n e^{-\lambda_j}}{n!}$, onde $P(N_c^{fal} = n)$ é a probabilidade do número de falhas no componente j ser igual a n . O

número de falhas sorteado é armazenado na posição correspondente ao componente j do vetor número de falhas sorteadas λ^{sort} , ou seja: $\lambda_j^{sort} = N_j^{fal}$.

- 5) Inicialização dos vetores de indisponibilidades anuais sorteadas associadas com os tempos de reparo (U^{rsort}) e chaveamento (U^{csort}) dos componentes:

$$U_j^{rsort} = 0 \text{ e } U_j^{csort} = 0 \text{ para } j = 1, \dots, N^{com}$$

- 6) Execute os passos (7)-(10) para $k = 1, \dots, N_j^{fal}$
- 7) Amostram o tempo de reparo para o evento de falha k no componente j (t_{jk}^{rsort}) a partir da distribuição de probabilidade que representa o tempo de reparo. Por exemplo a distribuição exponencial dada por: $f(t_j^r) = \exp(-t_j^r/MTTR_j)/MTTR_j$. Onde: $MTTR_j$ é o tempo médio de reparo do componente j , t_j^r é o tempo de reparo do componente j e $f(t_j^r)$ é a função densidade de probabilidade de t_j^r .
- 8) Acumular o tempo de reparo sorteado t_{jk}^{rsort} na posição correspondente ao componente j do vetor U_j^{rsort} , ou seja: $U_j^{rsort} = U_j^{rsort} + t_{jk}^{rsort}$.
- 9) Amostram o tempo de chaveamento para a falha k no componente j (t_{jk}^{csort}) a partir da distribuição de probabilidade que representa o tempo de chaveamento. Por exemplo a distribuição exponencial dada por: $f(t_j^c) = \exp(-t_j^c/MTTS_j)/MTTS_j$. Onde: $MTTS_j$ é o tempo médio de chaveamento do componente j , t_j^c é o tempo de chaveamento do componente j e $f(t_j^c)$ é a função densidade de probabilidade de t_j^c .
- 10) Acumular o tempo de chaveamento sorteado t_{jk}^{csort} na posição correspondente ao componente j do vetor U_j^{csort} , ou seja: $U_j^{csort} = U_j^{csort} + t_{jk}^{csort}$.

- 11) Obter os valores sorteados dos índices FIC (\mathbf{FIC}^{sort}), FEC (\mathbf{FEC}^{sort}), DIC (\mathbf{DIC}^{sort}) e DEC (\mathbf{DEC}^{sort}) como se segue:

$$\mathbf{FIC}^{sort} = \mathbf{W}^f \boldsymbol{\lambda}^{sort}$$

$$\mathbf{FEC}^{sort} = [(\mathbf{N}^{cons})^T \mathbf{FIC}^{sort}] / N_{tot}^{cons}$$

$$\mathbf{DIC}^{sort} = \mathbf{W}^r \mathbf{U}^{rsort} + \mathbf{W}^{chave} \mathbf{U}^{csort}$$

$$\mathbf{DEC}^{sort} = [(\mathbf{N}^{cons})^T \mathbf{DIC}^{sort}] / N_{tot}^{cust}$$

- 12) Atualize as amostras de índices anuais FIC, FEC, DIC e DEC com os valores obtidos para o ano simulado i : $\mathbf{FIC}_{*i}^{am} = \mathbf{FIC}^{sort}$, $\mathbf{FEC}_i^{am} = \mathbf{FEC}^{sort}$, $\mathbf{DIC}_{*i}^{am} = \mathbf{DIC}^{sort}$, $\mathbf{DEC}_i^{am} = \mathbf{DEC}^{sort}$

Onde: \mathbf{FIC}^{am} (\mathbf{DIC}^{am}) é uma matriz com dimensão $N^{PC} \times N^{anos}$ que armazena os índices FIC (DIC) dos pontos de carga para os anos sorteados e a notação \mathbf{FIC}_{*i}^{am} indica a coluna i da matriz \mathbf{FIC}^{am} .

- 13) Calcular as médias amostrais dos índices de confiabilidade a partir de suas amostras sorteadas:

$$\tilde{E}[\mathbf{FEC}] = \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} \mathbf{FEC}_i^{am}$$

$$\tilde{E}[\mathbf{DEC}] = \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} \mathbf{DEC}_i^{am}$$

$$\tilde{E}[\mathbf{FIC}_j] = \frac{1}{N^{anos}} \sum_{k=1}^{N^{anos}} \mathbf{FIC}_{jk}^{am} \quad \forall j = 1, \dots, N^{PC}$$

$$\tilde{E}[\mathbf{DIC}_j] = \frac{1}{N^{anos}} \sum_{j=1}^{N^{anos}} \mathbf{DIC}_{jk}^{am} \quad \forall j = 1, \dots, N^{PC}$$

\mathbf{FIC}_{jk}^{am} (\mathbf{DIC}_{jk}^{am}) é o valor do índice FIC (DIC) para o ponto de carga j no elemento da amostra referente ao ano k .

A partir da amostra de valores de DEC, pode-se obter uma amostra de valores de penalidade e recompensa (penalidade negativa) calculando-se o valor da função de penalidade para cada elemento da amostra de DEC. Adicionalmente, pode-se também estimar as probabilidades das áreas de bônus e penalidade calculando-se as frequências amostrais relativas dos intervalos do DEC que definem estas áreas. Uma função de penalidade/recompensa típica é mostrada na Figura 3-9.

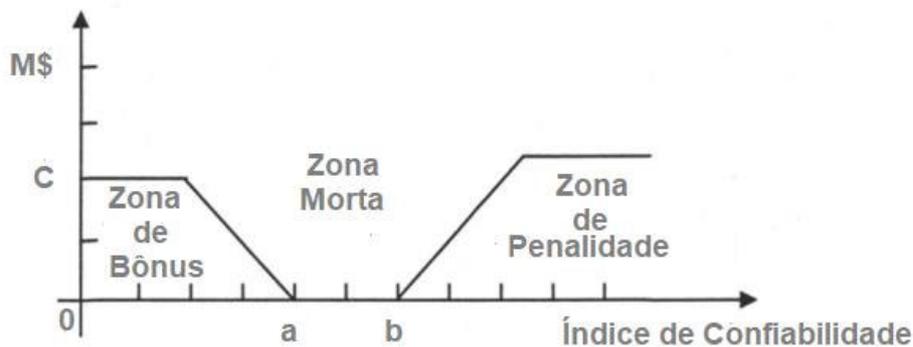


Figura 3-9 Função de penalidade típica.
(Fonte: Adaptado de Pan (2003))

Visto que o bônus é uma penalidade negativa, pode-se converter para o gráfico da Figura 3-9. Este procedimento é justificado pelo fato de que na alocação de chaves minimiza-se a penalidade resultante: penalidade menos o bônus.

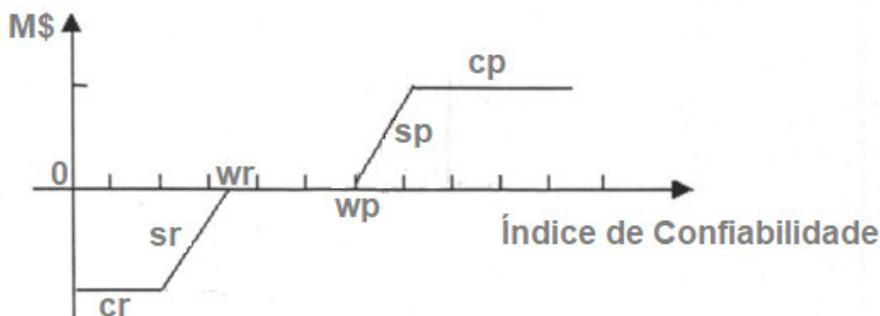


Figura 3-10: Função de penalidade com bônus representado por uma penalidade negativa.
(Fonte: Adaptado de Pan (2003))

A partir da Figura 3-10, tem-se a seguinte função de penalidade resultante para os elementos da amostra de DEC:

$$PR_i^{am} = \begin{cases} -cr, & \text{se } DEC_i^{am} \leq wr + cr/sr \\ -(DEC_i^{am} - wr)sr, & \text{se } DEC_i^{am} \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC_i^{am} \in [wr, wp] \\ (DEC_i^{am} - wp)sp, & \text{se } DEC_i^{am} \in (wp, wp + cp/sp) \\ cp, & \text{se } DEC_i^{am} \geq wp + cp/sp \end{cases} \quad (3.5)$$

Onde:

PR_i^{am} é a Penalidade Resultante referente ao DEC para o ano i (DEC_i^{am}).

wr e wp são os limites para o índice DEC que definem as áreas de recompensa e penalidade, respectivamente.

sr e sp são as inclinações (coeficientes angulares) das funções lineares associadas com a recompensa e com a penalidade, respectivamente.

sr e sp são os valores máximos para a recompensa e para a penalidade, respectivamente.

Portanto, o valor médio da penalidade resultante é dado por:

$$\tilde{E}[PR] = \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} PR_i^{am} \quad (3.6)$$

Onde $\tilde{E}[RP]$ é a estimativa (média amostral) do valor esperado da penalidade resultante considerando-se uma amostra com dimensão N^{anos} .

As probabilidades das zonas de bônus, morta e penalidade podem ser calculadas como se segue:

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{rec\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} F^{rec}(DEC_i^{am}) \quad (3.7)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{mrt\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} F^{mrt}(DEC_i^{am}) \quad (3.8)$$

$$\tilde{E}[\mathbb{P}\{pen\}] = 100\% \times \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} F^{pen}(DEC_i^{am}) \quad (3.9)$$

Onde:

$\tilde{E}[\mathbb{P}\{rec\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{mrt\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{pen\}]$ são as probabilidades estimadas para as zonas de recompensa, morta e penalidade, respectivamente.

$F^{rec}(DEC_i^{am})$, $F^{mrt}(DEC_i^{am})$ e $F^{pen}(DEC_i^{am})$ são funções-teste relacionadas os índices $\tilde{E}[\mathbb{P}\{rec\}]$, $\tilde{E}[\mathbb{P}\{mrt\}]$ e $\tilde{E}[\mathbb{P}\{pen\}]$, respectivamente, definidas a seguir:

$$F^{rec}(DEC_i^{am}) = \begin{cases} 1, & DEC_i^{am} < wr \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.10)$$

$$F^{mrt}(DEC_i^{am}) = \begin{cases} 1, & wr \leq DEC_i^{am} \leq wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.11)$$

$$F^{pen}(DEC_i^{am}) = \begin{cases} 1, & DEC_i^{am} > wp \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.12)$$

3.4. Métodos Baseados em Modelos Alternativos (“Surrogate Models”)

3.4.1. Introdução

Em estudos de engenharia, há problemas complexos cuja solução através de métodos convencionais é bastante onerosa do ponto de vista de tempo de CPU. Devido a isso, utiliza-se modelos mais simples e que tem a capacidade de obter uma solução próxima a solução produzida pelo modelo convencional com custos computacionais aceitáveis. Esses modelos são denominados de alternativos (BANDLER, 2004).

O projeto de sistemas de engenharia requer a realização simulações com a finalidade de avaliar os custos e os benefícios das soluções candidatas. Porém, para muitos problemas, a obtenção de uma única solução pode ter um alto custo computacional. Além dos resultados obtidos com a solução do modelo, existem algumas análises de rotina (tais como: análise de sensibilidade, otimização do projeto, propagação de incertezas, etc.) que exigem a simulação de diversas modificações no projeto original. Visto que a solução do modelo original é computacionalmente intensiva, torna-se impossível a simulação de milhares de projetos candidatos ou modificados, que é algo comum em engenharia (BANDLER, 2004).

Os modelos alternativos surgem com o principal objetivo de aliviar o custo computacional dos métodos tradicionais, imitando o comportamento do modelo de simulação original. Ressalta-se que a simulação é conduzida de forma diferente dos métodos tradicionais, portanto, as entradas e saídas dos dois modelos devem ser próximas.

Nesta dissertação foram desenvolvidos dois modelos alternativos para minimizar o custo computacional da estimação do DEC e das penalidades através da SMC. O primeiro modelo é analítico e se baseia na qualidade do ajuste entre a distribuições de probabilidade do DEC e a distribuição Log-Normal. O segundo é um método híbrido que combina a distribuição de Pearson e a SMC para gerar a distribuição de probabilidade do DEC.

Inicialmente serão apresentados alguns conceitos de teoria de probabilidades e processos estocásticos que serão úteis no desenvolvimento dos modelos propostos. Em seguida, será apresentado o modelo Log-Normal e finalmente o modelo de Preason.

3.4.2. Fundamentação Teórica para os Modelos Alternativos

Um conceito importante no desenvolvimento dos modelos alternativos é o do cumulante de uma variável aleatória com uma distribuição especificada (exponencial, normal, Poisson, etc.). Na teoria da probabilidade, os cumulantes de uma distribuição de probabilidade são grandezas que tem muita utilidade, e em alguns casos podem ser utilizadas ao invés dos momentos. Existe uma relação matemática entre as duas grandezas, pois uma maneira de encontrar os cumulantes de uma distribuição é através de seus momentos. Os cumulantes podem ser obtidos a partir dos momentos através da seguinte equação. (WIKIPEDIA, 2013).

$$\gamma_n(X) = \alpha_n(X) - \sum_{m=1}^{n-1} C_{m-1}^{n-1} \gamma_m(X) \alpha_{n-m}(X) \quad (3.13)$$

Onde:

C_{m-1}^{n-1} é o número de combinações de $m - 1$ elementos tomados a partir de $n - 1$ elementos.

$\gamma_n(X)$ e $\alpha_n(X)$ são o cumulante e o momento não centrado de ordem n da variável aleatória X .

Em uma distribuição, deseja-se, em alguns casos, determinar suas características gráficas, tais como: espalhamento, achatamento e simetria. Essas informações são obtidas através dos momentos de uma distribuição (Han, Shapiro, 1994). Para uma determinada função densidade de probabilidade, $f(x)$, a equação geral que calcula o enésimo momento, $\alpha_n(X)$ é definida como se segue (MILLER & CHILDERS, 2012):

$$\alpha_n(X) = E[x^n] = \int_{-\infty}^{+\infty} x^n f(x) dx \quad (3.14)$$

Os momentos centrais são calculados em relação ao valor esperado (média) μ , sendo calculados da seguinte maneira:

$$\alpha'_n(X) = E[(x - \alpha)^n] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \alpha)^n f(x) dx \quad (3.15)$$

Onde $\alpha'_n(X)$ é o n -ésimo momento centrado.

Os cumulantes de uma variável aleatória X também podem ser obtidos partir da função geratriz de cumulantes $K(t)$, que é uma função da função geratriz de momentos $M_X(t)$, conforme a equação abaixo (MILLER & CHILDERS, 2012):

$$K(t) = \left[\frac{d^n \log M_X(t)}{dt^n} \right]_{t=0} \quad (3.16)$$

Onde: $M_X(t) = E[e^{tx}] = \int_{-\infty}^{+\infty} e^{tx} f(x) dx$

3.4.3. Método Log-Normal

O método Log-Normal embasa-se na hipótese de a distribuição de probabilidade do índice DEC tem boa aderência com relação a distribuição Log-Normal (BROWN, 2009). Uma variável aleatória x com distribuição Log-Normal tem uma função densidade de probabilidade dada por:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (3.17)$$

Onde μ e σ são os parâmetros da distribuição Log-Normal.

A média $E(x)$ e a variância $Var(x)$ de uma variável aleatória com distribuição Log-Normal são dadas por:

$$E(x) = \exp\left[\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right] \quad (3.18)$$

$$Var(x) = \exp[2\mu + 2\sigma^2] - \exp[2\mu + \sigma^2] \quad (3.19)$$

Se uma amostra de dados é disponível, então pode-se determinar os parâmetros da distribuição Log-Normal podem ser determinados usando-se o método dos momentos. Ou seja, calcula-se a média e o desvio padrão da amostra e

em seguida resolve-se um sistema com duas equações para calcular μ e σ . A ACP baseada em métodos analíticos não fornece uma amostra de valores do índice DEC. No entanto, pode-se obter fórmulas analíticas fechadas para a média e o desvio padrão deste índice. Estas fórmulas se baseiam na expressão do DEC como uma combinação linear de variáveis aleatórias como se segue:

$$\begin{aligned}
 DEC &= (1/N_{tot}^{cons})(N^{cons})^T DIC \\
 &= (1/N_{tot}^{cons})(N^{cons})^T [W^r \quad W^{chave}] \begin{bmatrix} U^r \\ U^c \end{bmatrix} \\
 &= [A^r \quad A^c] \begin{bmatrix} U^r \\ U^c \end{bmatrix} \\
 &= A^r U^r + A^c U^c
 \end{aligned} \tag{3.20}$$

Onde:

$A^r = (1/N_{tot}^{cust})(N^{cons})^T W^r$ é um vetor linha com dimensão igual a $1 \times N^{com}$

$A^c = (1/N_{tot}^{cust})(N^{cons})^T W^c$ é um vetor linha com dimensão igual a $1 \times N^{com}$

$U^r = [U_1^r \quad \dots \quad U_{N^{com}}^r]^T = \left[\sum_{k=0}^{N_1^{fal}} t_{1k}^r \quad \dots \quad \sum_{k=0}^{N_{N^{com}}^{fal}} t_{N^{com}k}^r \right]^T$ é o vetor de somas aleatórias devido ao reparo. Ou seja, o vetor de indisponibilidades anuais dos tempos de reparos dos componentes.

$U^c = [U_1^c \quad \dots \quad U_{N^{com}}^c]^T = \left[\sum_{k=0}^{N_1^{fal}} t_{1k}^c \quad \dots \quad \sum_{k=0}^{N_{N^{com}}^{fal}} t_{N^{com}k}^c \right]^T$ é o vetor de somas aleatórias devido aos tempos de chaveamento. Ou seja, o vetor de indisponibilidades anuais dos tempos de chaveamento dos componentes.

$t_{jk}^r (t_{jk}^c)$ é a variável aleatória que representa o tempo de reparo (chaveamento) do componente j no evento de falha k e segue a distribuição exponencial com parâmetro $MTTR_j^{-1} (MTTS_j^{-1})$.

N_j^{fal} é uma variável aleatória que representa o número de falhas do componente j e obedece a distribuição de Poisson com parâmetro λ_j .

É possível demonstrar que os cumulantes da combinação linear $DEC = A^r U^r + A^c U^c$ podem ser calculados a partir de (3.21).

$$\gamma_k(DEC) = \sum_{j=1}^{N^{com}} (A_j^r)^k \gamma_k(U_j^r) + \sum_{c=1}^{N^{comp}} (A_j^c)^k \gamma_k(U_j^c) \tag{3.21}$$

$\gamma_k(DEC)$ é o k -ésimo cumulante do índice DEC.

$\gamma_k(U_j^r)$ e $\gamma_k(U_j^c)$ são os k-ésimos cumulantes das somas aleatórias U_j^r e U_j^c , respectivamente.

A partir de (3.21), pode-se concluir que o principal pré-requisito para se obter os cumulantes do DEC é calcular os cumulantes das somas aleatórias individuais. Os quatro primeiros cumulantes destas somas são dados por (MILLER; CHILDERS, 2012):

$$\gamma_1(U_j^c) = \lambda_j MTTS_j \quad (3.22)$$

$$\gamma_2(U_j^c) = 2\lambda_c MTTS_j^2 \quad (3.23)$$

$$\gamma_3(U_j^c) = 6\lambda_c MTTS_j^3 \quad (3.24)$$

$$\gamma_4(U_j^c) = 24\lambda_j MTTS_j^4 \quad (3.25)$$

$$\gamma_1(U_j^r) = \lambda_j MTTR_j \quad (3.26)$$

$$\gamma_2(U_j^r) = 2\lambda_c MTTR_j^2 \quad (3.27)$$

$$\gamma_3(U_j^r) = 6\lambda_c MTTR_j^3 \quad (3.28)$$

$$\gamma_4(U_j^r) = 24\lambda_j MTTR_j^4 \quad (3.29)$$

$$j = 1, \dots, N^{com}$$

Substituindo-se (3.22)-(3.29) na equação (3.21), pode-se obter os cumulantes do DEC. Com base nos cumulantes do DEC ($\gamma_k(DEC)$), calcula-se a média e a variância do DEC, pois $E[DEC] = \gamma_1(DEC)$ e $Var[DEC] = \gamma_2(DEC)$, onde $Var[DEC]$ é a variância do DEC. Desta forma, pode-se obter os parâmetros da distribuição Log-Normal que representa o DEC resolvendo-se (3.18) e (3.19) para μ e σ . Este procedimento resulta nas seguintes equações para os parâmetros da distribuição Log-Normal do DEC:

$$\sigma = \sqrt{\ln(Var[DEC] + e^{2\ln(E[DEC])}) - 2\ln(E[DEC])} \quad (3.30)$$

$$\mu = \ln(E[DEC]) - \frac{1}{2}\sigma^2 \quad (3.31)$$

Uma vez que a distribuição Log-Normal do DEC está definida, pode-se estimar o valor esperado da penalidade resultante através da seguinte integral:

$$E[PR] = \int_0^{\infty} PR(DEC) \cdot f(DEC) dDEC \quad (3.32)$$

Onde:

$E[PR]$ é o valor esperado da penalidade resultante.

$PR(DEC)$ é função de penalidade resultante do DEC definida como se segue:

$$PR(DEC) = \begin{cases} -cr, & \text{se } DEC \leq wr + cr/sr \\ -(DEC - wr)sr, & \text{se } DEC \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC \in [wr, wp] \\ (DEC - wp)sp, & \text{se } DEC \in (wp, wp + cp/sp) \\ cp, & \text{se } DEC \geq wp + cp/sp \end{cases}$$

$f(DEC) = \frac{1}{DEC\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln(DEC)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]}$ é a distribuição de probabilidade Log-Normal que descreve o comportamento aleatório do índice DEC.

$dDEC$ é uma variação infinitesimal no DEC.

A integral definida em (3.32) foi solucionada nesta dissertação através funções disponíveis no software MATLAB para integração numérica.

3.4.4. Método de Pearson

O sistema de distribuição de Pearson é uma família paramétrica de várias distribuições utilizada para modelar vários tipos de distribuições a partir dos 4 primeiros momentos (AZRULHISHAM et al., 2002). As distribuições de Pearson são definidas através da equação diferencial de primeira ordem definida abaixo:

$$\frac{f'(x)}{f(x)} = \frac{P(x)}{Q(x)} = \frac{x - a}{b_0 + b_1x + b_2x^2} \quad (3.33)$$

Onde f é a função densidade de probabilidade e a, b_0, b_1 e b_2 são os parâmetros da distribuição. Uma característica importante da distribuição de Pearson está na correspondência direta entre os parâmetros e os quatro primeiros momentos da distribuição. As expressões dos momentos são obtidas através de (3.33) utilizando a integração por partes. As expressões para os parâmetros a, b_0, b_1 e b_2 , são definidas em (3.34), (3.35) e (3.36):

$$b_1 = a = -\frac{\alpha_3(x)(\alpha_4(x) + 3\alpha_2^2(x))}{A} = -\frac{\alpha_2^{1/2}(x)\beta_1(\beta_2 + 3)}{A'} \quad (3.34)$$

$$b_2 = -\frac{2\alpha_2(x)\alpha_4(x) - 3\alpha_3^2(x) - 6\alpha_2^3(x)}{A} = -\frac{2\beta_2 - 3\beta_1^2 - 6}{A'} \quad (3.35)$$

$$b_0 = -\frac{\alpha_2(x)(4\alpha_2(x)\alpha_4(x) - 3\alpha_3^2(x))}{A} = -\frac{\mu_2(4\beta_2 - 3\beta_1^2)}{A'} \quad (3.36)$$

Onde $\beta_1^2 = \frac{\alpha_3^2(x)}{\alpha_2^3(x)}$ e $\beta_2 = \frac{\alpha_4(x)}{\alpha_2^2(x)}$ são a curtose e assimetria, respectivamente.

Os valores escalares dos parâmetros A e A' são obtidos de (3.37) e (3.38).

$$A = 10\alpha_4(x)\alpha_2(x) - 18\alpha_3^2(x) - 12\alpha_2^3(x) \quad (3.37)$$

$$A' = 10\beta_2 - 18 - 12\beta_1^2 \quad (3.38)$$

A classificação e seleção da distribuição de Pearson são realizadas através das raízes da equação (3.33). As relações entre os cumulantes e os momentos, utilizados no método de Pearson são dadas abaixo:

$$\alpha_1(x) = \gamma_1(x) \quad (3.39)$$

$$\alpha_2(x) = \sqrt{\gamma_2(x)} \quad (3.40)$$

$$\alpha_3(x) = \frac{\gamma_3(x)}{(\sqrt{\gamma_2(x)})^3} \quad (3.41)$$

$$\alpha_4(x) = \frac{\gamma_4(x) + 3\gamma_2(x)^2}{(\sqrt{\gamma_2(x)})^4} \quad (3.42)$$

A função assumirá, de acordo com os parâmetros, uma das distribuições de probabilidades da família de Pearson. Os tipos de distribuições da família de Pearson são (LAHCENE, 2013):

Tipo 1: Distribuição Beta (tipo 1)

- a) Tipo 2: Distribuição Uniforme
- b) Tipo 3: Distribuição Gama e Distribuição chi-quadrado
- c) Tipo 4: Região acima do tipo 5
- d) Tipo 5: Distribuição de três parâmetros representada pela curve
- e) Tipo 6: Distribuição Beto (tipo 2) e a Distribuição F-Fisher
- f) Tipo 7: Distribuição T-Student
- g) Tipo 8: Distribuição Exponencial
- h) Tipo 9: Distribuição de Pareto

Os parâmetros da distribuição de Pearson são obtidos através dos cumulantes do índice de confiabilidade DEC utilizando as equações (3.22) - (3.25). Os quatro parâmetros da distribuição de Pearson são: média, desvio-padrão, assimetria (*skewness*) e curtose (*kurtosis*). A média e variância são obtidos dos cumulantes brutos, curtose e assimetria são por meio de cumulantes padronizados. As equações abaixo são usadas para obter os parâmetros da distribuição de Pearson a partir dos cumulantes.

$$m\u00e9dia = \gamma_1(DEC) \quad (3.43)$$

$$desvio\ padr\u00e3o = \sqrt{\gamma_2(DEC)} \quad (3.44)$$

$$assimetria = \frac{\gamma_3(DEC)}{\sqrt{\gamma_2(DEC)^3}} \quad (3.45)$$

$$assimetria = \frac{\gamma_4(DEC) + 3\gamma_2(DEC)^2}{\sqrt{\gamma_2(DEC)^4}} \quad (3.46)$$

A função nativa *pearsrnd*, presente no software MATLAB, é capaz de fornecer amostras de tamanho desejável e o tipo de distribuição de Pearson. Os dados de entrada requeridos por esta função são os quatro parâmetros definidos em (3.43)-(3.46). A amostra de saída gerada pela função *pearsrnd* é usada para determinar o valor das penalidades pago pelas concessionárias de energia de acordo com a equação (3.6). Neste ponto, é importante mencionar que o método de Pearson também se baseia na amostragem sintética do DEC assim como a SMC. Todavia, a principal diferença entre a SMC e o modelo substituo de Pearson é que na SMC a amostra é gerada a partir do sorteio do número de falhas e dos tempos de reparo/chaveamento dos componentes individuais para gerar uma amostra de DEC a partir de operações matriciais. Por outro lado, no modelo alternativo a amostra do DEC é gerada somente a partir dos quatro parâmetros do modelo de Pearson sem a necessidade de realizar operações matriciais nem de sortear o número de falhas e os tempos de reparo para cada componente. Portanto, o custo computacional do modelo alternativo de Pearson será menor do que aquele associado com a SMC.

4. METODOLOGIA PARA ALOCAÇÃO DE CHAVES E INDICADORES DE FALTA

4.1. Importância das Seccionadoras e Indicadores de Falta na melhora no índice de confiabilidade

As chaves seccionadoras e os indicadores de falta são dispositivos capazes de melhorar a continuidade do serviço de energia elétrica. Apesar de não influenciarem as frequências das interrupções (FIC e FEC), esses dispositivos são eficientes na mitigação das durações das interrupções (DIC e DEC).

As chaves seccionadoras manuais e automáticas diminuem o tempo de interrupção de alguns pontos de carga através do isolamento da falta. Desta forma, unidades consumidoras poderão ser energizadas novamente após o tempo de chaveamento para restauração à montante e à jusante. Consequentemente, os consumidores restaurados pelas manobras das chaves não terão que esperar o tempo de reparo do dispositivo defeituoso.

As chaves seccionadoras automáticas e indicadores de falta são dispositivos capazes de indicar a falta. No entanto, os indicadores de falta não são capazes de isolar a falta. Esses dispositivos atuam nos tempos de localização das faltas que são adicionados aos tempos de reparo ou chaveamento para se obter a duração total da interrupção. Desta maneira, os indicadores de falta reduzem a duração total da interrupção, pois para reparar um componente defeituoso é necessário encontrar primeiro o local da falta.

4.2. Formulação Convencional para o Problema de Alocação de Chaves e Indicadores de Falta

Geralmente, o problema de alocação de seccionadoras e indicadores de falta minimiza os custos de interrupção e os custos de instalação destes equipamentos. Este problema é matematicamente formulado como se segue:

$$\text{Minimizar } \{C^{int}, C^{eq}\} \quad (4.1)$$

Sujeito a:

$$C^{int} = \sum_{p=1}^{N^{proj}} \sum_{i=1}^{N^{PC}} \sum_{j=1}^{N^{com}} \sum_{t=1}^{N^{tipo}} \lambda_j (1 + F^{CC})^p P_{it}^{kw} [W_{ij}^r C_t^{int} (t_j^{rep} + t_j^{loc}) + W_{ij}^{chave} C_t^{int} (t_j^{chave} + t_j^{loc})] \quad (4.2)$$

$$C^{eq} = C^{IF} + C^{chvm} + C^{chva} \quad (4.3)$$

$$C^{IF} = \sum_{i=1}^{N^{IF}} \left(C_{inst_i}^{IF} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{IF} \right) \quad (4.4)$$

$$C^{chvm} = \sum_{i=1}^{N^{chvm}} \left(C_{inst_i}^{chvm} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{chvm} \right) \quad (4.5)$$

$$C^{chva} = \sum_{i=1}^{N^{chva}} \left(C_{inst_i}^{chva} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{chva} \right) \quad (4.6)$$

Onde:

C^{int} é o custo de interrupção.

C^{eq} é o custo associado com equipamentos.

C^{IF} , C^{chvm} e C^{chva} são os custos associados com indicadores de falta, chaves manuais e chaves automáticas, respectivamente.

N^{tipo} é o número de tipos de consumidores.

P_{it}^{kw} é a potência ativa associada com ao consumidor do tipo t no ponto de carga i .

$C_t^{int}(d)$ é o custo de interrupção para o consumidor do tipo t em função da duração da interrupção d expresso em [\$/kW]. As funções dos custos de interrupção para os tipos de consumidores (rural, residencial, comercial, industrial, etc.) são definidas a partir de dados estatísticos obtidos através de pesquisas (entrevistas) com os consumidores.

t_j^{loc} é o tempo de localização para uma falha no componente j .

F^{CC} é o fator de crescimento de carga anual.

N^{proj} é o número de anos no horizonte de projeto.

N^{IF} , N^{chvm} e N^{chva} são os números de indicadores de falta, chaves manuais e chaves automáticas, respectivamente.

$C_{inst_i}^{IF}$, $C_{inst_i}^{chvm}$ e $C_{inst_i}^{chva}$ são os custos de instalação de indicadores de falta, chaves manuais e chaves automáticas, respectivamente.

$C_{man_i}^{IF}$, $C_{man_i}^{chvm}$ e $C_{man_i}^{chva}$ são os custos de instalação de indicadores de falta, chaves manuais e chaves automáticas, respectivamente.

É importante comentar as seguintes características do problema de otimização (4.1) - (4.6):

- a) O problema de alocação de chaves e indicadores de falta é formulado como um problema de otimização multiobjetivo. Esta formulação é utilizada devido ao fato de que é difícil combinar em uma função objetivo simples componentes de custos (interrupção e de equipamentos) com grandes diferenças de magnitudes. Desta forma, a formulação multiobjetivo evita uma solução tendenciosa com relação a componente de custo de maior magnitude.
- b) Os impactos das localizações dos indicadores de falta e das chaves são modelados de forma implícita no problema através do vetor de tempos de localização t^{loc} e das matrizes W^r e W^{chave} .
- c) A formulação convencional se baseia no MAEE, pois não é necessário obter a distribuição de probabilidade do DEC.
- d) O problema é discreto, pois as variáveis de decisão são os locais das chaves e indicadores de falta.
- e) É difícil obter fórmulas analíticas fechadas que relacionem a função objetivo, as variáveis de decisão (locais de instalação dos equipamentos) e as restrições de rede (limites de tensão e carregamento durante a restauração).

As características enumeradas acima indicam que métodos de programação matemática tradicionais (programação linear/não-linear inteira mista) não são adequados para solucionar o modelo convencional de otimização para alocação de chaves e indicadores de falta. Portanto, as técnicas mais adequadas para solucionar o modelo convencional de alocação de chaves e indicadores de falta são os algoritmos meta-heurísticos (recozimento simulado, busca Tabu, algoritmos genéticos, etc.)

4.3. Formulação Proposta para o Problema de Alocação de Chaves e Indicadores de Falta

Em alguns modelos publicados na literatura desconsidera-se a função das seccionadoras automáticas como indicador de falta. Além disso, é também comum ignorar as restrições de rede no cálculo dos índices de confiabilidade. Tais pontos são cruciais para encontrar soluções mais próximas da realidade, visto que não é possível fazer restaurações à jusante sem avaliar a factibilidade das restrições operacionais da rede de distribuição.

Penalidades e bônus, devido as transgressões em metas para os índices de confiabilidade, também não são explorados pela literatura atual. Isto deve-se principalmente ao alto custo computacional para obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade via SMC. Porém, os custos associados com as penalidades por descumprimento das metas para os índices de confiabilidade são mais elevados do que os custos associados as interrupções. Desta forma, torna-se crucial estimar essas penalidades e tentar mitigá-las através da instalação de dispositivos seccionadores e indicadores de falta.

Esta dissertação introduz dois aspectos importantes no problema alocação de indicadores de falta e chaves seccionadoras, são eles: cálculo dos custos das penalidades ou bônus (penalidade resultante) e a inclusão das restrições de rede no cálculo dos índices de confiabilidade. A introdução dos custos referentes as penalidades visam atender pressões regulatórias para o cumprimento de metas para indicadores de continuidade do fornecimento de energia. Desta forma, pode-se mostrar a influência dos dispositivos indicadores de falta e chaves seccionadoras nas penalidades. Consequentemente, também será possível verificar que pequenos investimentos em instalação de equipamentos podem evitar perdas de receita (aumento nos lucros) significativas para as concessionárias.

Por outro lado, a modelagem das restrições de rede tem como objetivo tornar a estimação dos índices de confiabilidade mais próximo da realidade operativa com relação ao processo de restauração à jusante. Desta forma, as penalidades estimadas pelos modelos de ACP serão mais acuradas.

A formulação proposta para o problema de alocação de chaves seccionadoras e indicadores de falta é mostrada abaixo:

$$\text{Minimizar } \{C^{int}, C^{eq}, C^{PR}\} \quad (4.7)$$

Sujeito a:

$$C^{int} = \sum_{p=1}^{N^{proj}} \sum_{i=1}^{N^{PC}} \sum_{j=1}^{N^{com}} \sum_{t=1}^{N^{tipo}} \lambda_j (1 + F^{CC})^p [W_{ij}^r C_t^{int} (t_j^{rep} + t_j^{loc}) + W_{ij}^{chave} C_t^{int} (t^{chave} + t_j^{loc})] \quad (4.8)$$

$$C^{eq} = C^{IF} + C^{chvm} + C^{chva} \quad (4.9)$$

$$C^{IF} = \sum_{i=1}^{N^{IF}} \left(C_{inst_i}^{IF} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{IF} \right) \quad (4.10)$$

$$C^{chvm} = \sum_{i=1}^{N^{chvm}} \left(C_{inst_i}^{chvm} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{chvm} \right) \quad (4.11)$$

$$C^{chva} = \sum_{i=1}^{N^{chva}} \left(C_{inst_i}^{chva} + \sum_{p=1}^{N^{proj}} C_{man_i}^{chva} \right) \quad (4.12)$$

$$C^{PR} = \begin{cases} \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} PR(DEC_i^{am}), & \text{para DEC via SMC} \\ \int_0^{\infty} PR(DEC) \cdot f(DEC) dDEC, & \text{para DEC via lognormal} \\ \frac{1}{N^{anos}} \sum_{i=1}^{N^{anos}} PR(DEC_i^{pear}), & \text{para DEC via Pearson} \end{cases} \quad (4.13)$$

Onde:

C^{PR} é o custo da penalidade resultante.

DEC_i^{am} e DEC_i^{pear} são os elementos referentes ao ano i de uma amostra de valores de DEC anuais geradas com base na SMC e na família de distribuições de Pearson, respectivamente. A amostra de valores de DEC com uma distribuição de Pearson específica é gerada com auxílio da função *pearsrnd* do MATLAB.

$$PR(DEC) = \begin{cases} -cr, & \text{se } DEC \leq wr + cr/sr \\ -(DEC - wr)sr, & \text{se } DEC \in (wr + cr/sr, wr) \\ 0, & \text{se } DEC \in [wr, wp] \\ (DEC - wp)sp, & \text{se } DEC \in (wp, wp + cp/sp) \\ cp, & \text{se } DEC \geq wp + cp/sp \end{cases}$$

$f(DEC) = \frac{1}{DEC\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln(DEC)-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]}$ é a distribuição Log-Normal do índice DEC.

É importante comentar os seguintes aspectos relativos ao problema de otimização definido em (4.7) - (4.13):

- a) A introdução da penalidade na função objetivo aumentou consideravelmente a complexidade do problema, pois agora é necessário obter a distribuição de probabilidade do DEC através da SMC ou dos modelos alternativos baseados nas distribuições Lognormal ou de Pearson.
- b) Tanto a SMC como o modelo alternativo de Pearson se baseiam na geração de amostras sintéticas (simuladas) do índice DEC. Todavia o custo computacional da SMC é consideravelmente maior, pois as amostras são obtidas a partir de cenários de falhas de componentes que são acumulados para se estimar índices sistêmicos. Por outro lado, no modelo alternativo de Pearson utiliza-se um gerador de números aleatórios customizado para o índice DEC obtido com base nos seus quatro primeiros momentos. Portanto, o custo computacional do modelo alternativo de Pearson é muito menor com relação a SMC, pois ele não exige mais operações matriciais nem o sorteio do número de falhas e da duração das falhas de todos os componentes para cada ano simulado.
- f) A modelagem de restrições de rede durante as transferências de carga à jusante é realizada de forma implícita através das matrizes \mathbf{W}^r e \mathbf{W}^{chave} , pois quando uma transferência de carga é factível, os tempos de restauração dos pontos de carga envolvidos na transferência passam a ser iguais ao tempo de chaveamento. Caso contrário, os tempos de reparo passam a ser iguais ao tempo de reparo.
- c) O crescimento anual da carga reduz a capacidade de transferência de carga da rede de distribuição e aumenta o impacto das restrições de rede no índice DEC e nas penalidades.

- d) As complexidades adicionais introduzidas pela inclusão das penalidades e restrições de rede no modelo proposto evidenciam novamente que as técnicas mais adequadas para a solução do modelo proposto para alocação de chaves e localizadores de falta são os algoritmos meta-heurísticos.
- e) A introdução das penalidades na função objetivo aumenta os problemas de escalamento (magnitude relativa) entre as componentes da função objetivo. Este fato reforça mais uma vez a aplicação de técnicas de otimização multiobjetivo para solucionar o modelo proposto para a alocação de chaves e localizadores de falta.
- f) Ao contrário da formulação convencional, que só considera os custos da confiabilidade experimentados pelos consumidores (custos de interrupção), a formulação proposta inclui custos de confiabilidade associados com as concessionárias (penalidades e bônus).

4.4. Técnicas de Solução

A subseção anterior mostrou que as técnicas meta-heurísticas são mais adequadas para solucionar os modelos de otimização proposto e convencional para o problema de alocação de chaves e indicadores de falta. Adicionalmente, este problema é caracterizado por múltiplos objetivos a serem minimizados. Nesta dissertação, a formulação multiobjetivo do problema de alocação de chaves e indicadores de falta foi solucionada através da aplicação de um Algoritmo Genético multiobjetivo baseado na Teoria Pareto. Nas próximas subseções serão apresentados o Algoritmo Genético e a Teoria Pareto que foram usados para realizar uma alocação conjunta de chaves e indicadores de falta com base nos modelos convencional e proposto.

4.5. Algoritmo Genético

A otimização dentro de um espaço de busca discreto muito grande gera uma complexidade computacional muito elevada quando se considera a busca ponto a ponto, como é realizado pelas tradicionais heurísticas (GEN, 2007).

No entanto, ao se trabalhar com várias soluções paralelamente, ganha-se mais em eficiência computacional. Assim, a busca é feita em diferentes espaços de

busca, determinando um valor associado a cada solução candidata (GEN, 2007). Isto permite identificar o quanto a solução é adaptada à resposta pretendida. O termo “genético”, deve-se a isto, as melhores soluções possíveis se reproduzem, e geram novas soluções, e a partir deste novo conjunto de soluções encontrado, seleciona-se as que estão com melhores índices associados, denominados “*fitness*”.

As primeiras etapas para solucionar um problema de otimização via algoritmos genéticos são: a representação cromossômica (codificação) e a inicialização da população. Na solução do problema de alocação de chaves utilizou-se uma codificação inteira, pois o domínio do problema é discreto. Ou seja, pode-se ter um tipo de dispositivo (chave manual, chave automática, indicador de falta ou nenhum componente) em cada local candidato (gene). Os locais candidatos para a instalação das chaves e dos indicadores de falta são os nós terminais das seções do tronco do alimentador. Estes locais foram escolhidos como candidatos devido a:

- 1) As chaves normalmente abertas de interligação para transferências de carga são geralmente localizadas entre os terminais das seções do tronco de alimentadores distintos. Esta estratégia é devido ao fato de que as seções do tronco possuem maior capacidade de corrente (maior bitola) para realizar transferências de carga.
- 2) Localizadores de falta instalados nas laterais só podem ser sensibilizados por faltas na lateral onde estão instalados. Por outro lado, indicadores de falta no tronco podem ser acionados por faltas em todos os componentes à jusante do mesmo.
- 3) A restauração à montante e a jusante com chaves no tronco tende a restaurar um maior número de consumidores que aquela realizada nas laterais.
- 4) Geralmente, somente a restauração a jusante é realizada para falhas nas seções do tronco, pois comumente os ramais não são interligados com outros alimentadores. Desta forma, a instalação de chaves nas laterais não beneficiará a restauração via transferências de carga.

A representação cromossômica usada nesta dissertação para a solução do problema de alocação de chaves e indicadores de falta é ilustrada com o auxílio do sistema da Figura 4-1. Nesta figura, os locais candidatos são identificados através de losangos de cor cinza nos terminais de cada seção do tronco. A partir desta figura,

pode-se notar que somente o terminal do lado da carga é candidato na primeira seção de cada alimentador, pois já existe um dispositivo instalado do lado da fonte: o disjuntor de saída. Desta forma, a dimensão de cada solução será igual ao número de locais candidatos.

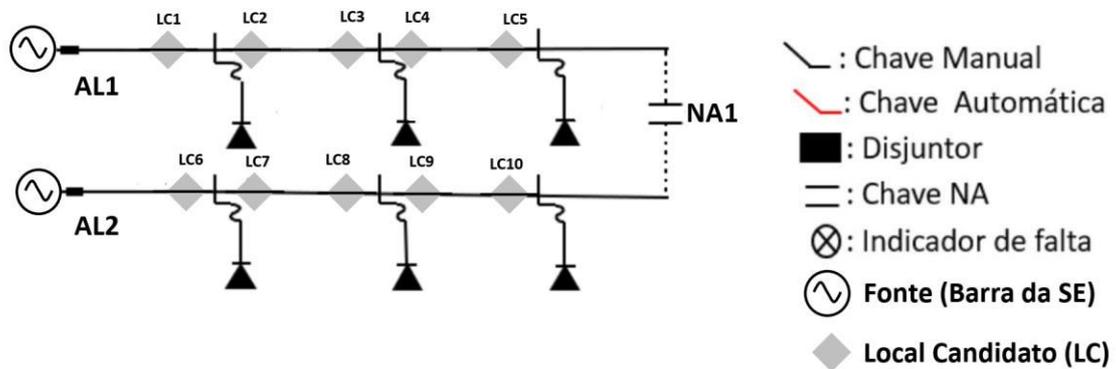


Figura 4-1: Locais candidatos para a instalação dos dispositivos.

A Tabela 4-1 mostra os possíveis valores que podem ser atribuídos a cada local candidato, ou seja, os alelos associados com cada gene.

Tabela 4-1: Alelos associados com genes na representação cromossômica.

Codificação	Significado
0	Não há dispositivos
1	Há chave manual
2	Há indicador de Falta
3	Há chave automática

A Figura 4-2 mostra uma solução para os locais candidatos do sistema da Figura 4-1 e o seu respectivo cromossomo.

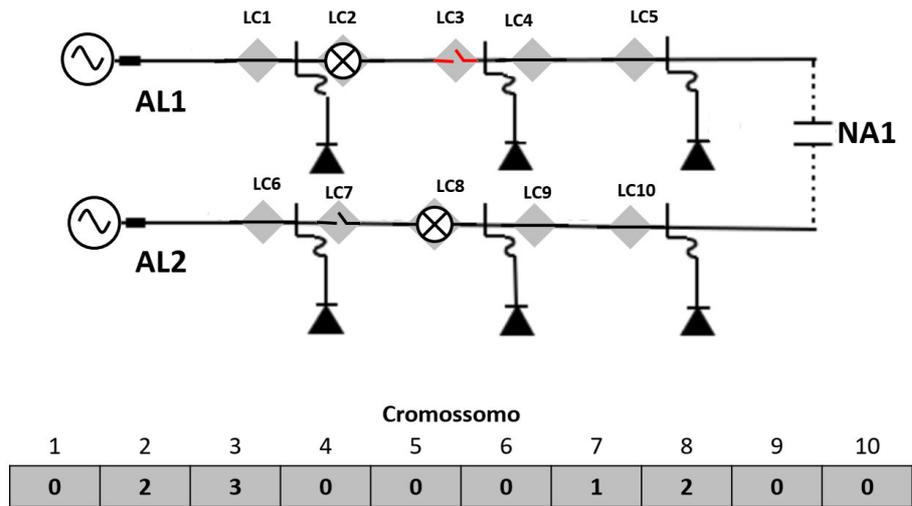


Figura 4-2: Exemplo de cromossomo para o sistema da Figura 4-1.

Com base na representação cromossômica definida acima, a população inicial do algoritmo genético é definida como segue:

- 1) Repita os passos (2)-(4) para $i = 1, \dots, N^{pop}$, onde N^{pop} é o tamanho da população de indivíduos.
- 2) Repita os passos (3) e (4) para $j = 1, \dots, N^{cand}$, onde N^{cand} é o número de locais candidatos.
- 3) Sorteie um número aleatório z com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$.

$$4) x_{ij}^{(0)} = \begin{cases} 0, & \text{se } 0.00 \leq z < 0.25 \\ 1, & \text{se } 0.25 \leq z < 0.50 \\ 2, & \text{se } 0.50 \leq z < 0.75 \\ 3, & \text{se } 0.75 \leq z \leq 1.00 \end{cases}$$

Onde $x_{ij}^{(0)}$ é gene j do cromossomo i na geração 0 da população.

Após a codificação e a inicialização do algoritmo genético, inicia-se o processo iterativo associado com o algoritmo genético para obter a solução do problema de otimização. Este processo se baseia na exploração de dois aspectos: informação acumulada e espaço de busca. Geralmente, a exploração de novas regiões do espaço de busca é realizada pelos operadores genéticos. Os operadores genéticos mais comuns são o crossover e a mutação. Por outro lado, a exploração da informação acumulada resultante da busca de um algoritmo genético é feita pelo mecanismo de seleção. Os principais mecanismos de seleção são: roleta, torneio e o elitismo. A seguir serão apresentados os principais conceitos associados com o mecanismo de seleção e com os operadores genéticos.

4.5.1. Seleção

A seleção é a etapa que escolhe os cromossomos que irão realizar o crossover (operador genético). O mecanismo de seleção deve levar em conta a aptidão dos dispositivos que irão realizar o crossover, ou seja, os indivíduos mais aptos devem ter a maior probabilidade de serem selecionados, passando seus genes para as próximas gerações.

A seleção por roleta escolhe indivíduos para o tanque de acasalamento com probabilidade proporcional a sua aptidão (fitness). Se F_i denota a aptidão do indivíduo i em uma população com tamanho N , então a probabilidade de seleção deste indivíduo para o tanque de acasalamento (p_i) é dada por:

$$p_i = \frac{F_i}{\sum_{i=1}^N F_i}; i = 1, \dots, N \quad (4.14)$$

A equação (4.14) implica que a soma das probabilidades dos indivíduos selecionados para o tanque de acasalamento é unitária. A implementação do processo de seleção por roleta dado pela equação (4.14) pode ser entendida imaginando-se uma roleta com sua circunferência dividida em segmentos proporcionais a aptidão dos indivíduos conforme a Figura 4-3 (Rao, 2009).

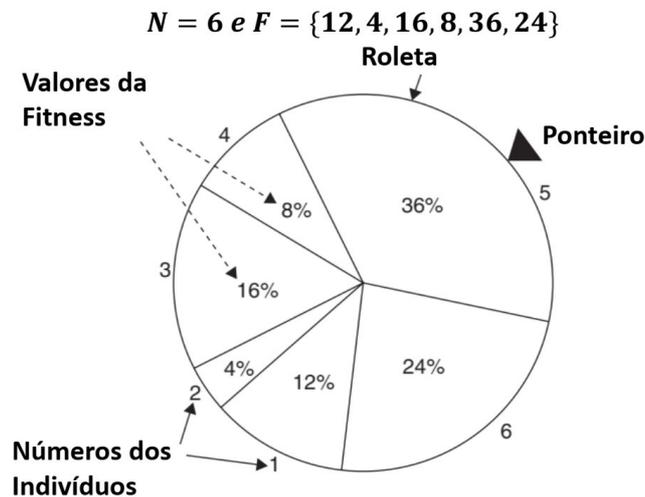


Figura 4-3 Ilustração da seleção por roleta
Fonte (Rao, 2009)

Um segundo método popular de seleção dos pais é chamado seleção de torneio. Na seleção de torneios, um dos pais é selecionado ao vencer um torneio composto por dois ou mais membros selecionados aleatoriamente. O vencedor é escolhido de maneira semelhante à seleção da roleta, com os membros mais aptos tendo maior probabilidade de ganhar o torneio do que os membros mais fracos. Se um torneio consiste em apenas dois membros, o membro mais forte pode simplesmente ter uma probabilidade fixa de ser selecionado, como 70% ou 80% (Brown, 2009).

Nesta dissertação o tipo de seleção que é utilizado é o elitismo. O elitismo envolve copiar uma pequena proporção dos candidatos mais aptos, inalterados, para a próxima geração. Às vezes, isso pode ter um impacto dramático no desempenho, garantindo que o algoritmo genético não perca tempo redescobrimdo soluções parciais descartadas anteriormente. As soluções candidatas que são preservadas inalteradas pelo elitismo permanecem elegíveis para a seleção como pais ao criar o restante da próxima geração.

4.5.2. Crossover

O operador de crossover combina as informações de dois indivíduos com o objetivo de gerar um ou mais novos indivíduos. Existem várias formas de realizar o crossover. Abaixo estão alguns tipos de crossover.

- a) Ponto: Recombinam-se dois cromossomos o qual os seus genes são recombinados, gerando filhos de cromossomos diferentes em relação aos pais. A Figura 4-3 mostra as características dos cromossomos pais e logo em seguida, mostram-se as configurações dos filhos e a parte dos genes dos pais que pertencem a cada filho (destacados em azul e marrom).

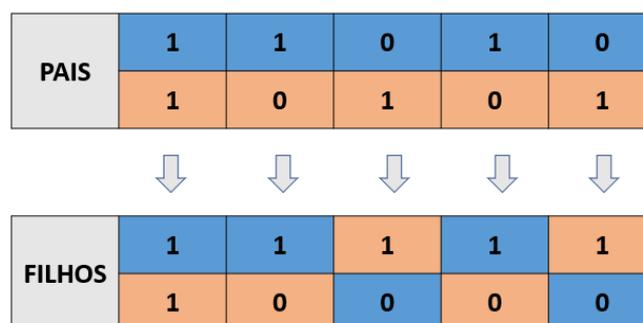


Figura 4-4 Reprodução por ponto.

b) Uniforme: determinação probabilística de cada alelo dos pais que serão recombinados, gerando novos filhos. Desta forma, sorteia-se um número aleatório z com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$.

$$F^i \begin{cases} P_1^i, & \text{se } 0.00 \leq z < 0.50 \\ P_2^i, & \text{se } 0.50 \leq z < 1.00 \\ i, & \text{número de genes} \end{cases}$$

P_1	1	1	0	1	0
P_2	1	0	1	0	1
	↓	↓	↓	↓	↓
F	1	1	1	1	1
Z	0.25	0.36	0.64	0.44	0.79

Figura 4-5 Exemplo do crossover uniforme.

4.5.3. Mutação

A busca por uma solução ótima pode tender a soluções locais, que possuem uma boa qualidade. No entanto, nenhuma destas soluções locais é a solução global, tida como a melhor possível. Neste caso, é essencial realizar a mutação das melhores soluções encontradas na reprodução. Assim obtém-se uma maior diversidade das soluções e faz-se com que o algoritmo genético não convirja prematuramente. O procedimento de mutação utilizado nessa dissertação é explicado a seguir:

- Repita os passos (b)-(c) para $i = 1, \dots, N$, onde N é o tamanho da população (número de indivíduos).
- Define-se aleatoriamente se o cromossomo atual sofrerá mutação com base na taxa de mutação p^{mut} . Esta definição sorteio é realizada através do sorteio de um número aleatório z distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$.
- Se $0 \leq z \leq p^{mut}$, o cromossomo sofrerá a mutação como se segue:
 - Determina-se através de sorteio qual gene será mutado. Esse sorteio é realizado através de um número aleatório n com distribuição uniforme

no intervalo $\{n \in 1 \leq n \leq N^{gen}\}$, onde N^{gen} é o número de genes do cromossomo.

c-2) Determina-se os alelos do gene n .

Com base nos operadores genéticos descritos anteriormente, tem-se o seguinte algoritmo conceitual para o AG:

- 1) Inicialize a população P de tamanho N . e o contador de iterações $iter$: $iter = 0$.
- 2) Enquanto $iter \leq N^{iter}$, onde N^{iter} é o número máximo de iterações.
- 3) Filhos (P) = **crossover**(P)
- 4) Nova(P) = (Filhos (P) \cup P)
- 5) P = **Mutação** (Nova(P))
- 6) P = **intervalo_geração** (Nova(P))
- 7) Atualizar o contador de iterações: $iter = iter + 1$
- 8) Fim

A função **intervalo_geração**, usada no algoritmo acima, determina o valor da fitness de cada solução e ranqueia os cromossomos em relação à sua aptidão (*fitness*), eliminando os piores colocados, fazendo com que o tamanho da população não cresça demasiadamente (GEN, 2007).

Alguns parâmetros importantes do algoritmo genético são:

- a) **Tamanho da População:** este parâmetro determina quantas soluções possíveis serão simuladas paralelamente, o seu tamanho não segue uma regra padrão.
- b) **Codificação e Decodificação:** a codificação converte as variáveis de entrada para a representação cromossômica tornando possível a realização das operações (crossover e mutação) do algoritmo genético. A decodificação transforma a representação cromossômica no formato de entrada original do problema sob estudo.
- c) **Taxa de crossover:** representa a porcentagem da população que podem realizar o cruzamento, este parâmetro existe devido a ineficiência de realizar crossover em soluções com valores fitness desajustados, assim, diminuindo alguns custos computacionais.

- d) **Taxa de mutação** (p^{mut}): a taxa de mutação determina a quantidade de alelos cujos valores serão modificados, determinando assim um controle de mutação, visto que, uma taxa de mutação muito alta, gera valores muito distantes da fitness associada a solução inicialmente.
- e) **Intervalo de Geração**: esta etapa determina a porcentagem da nova população (filhos) que substituíra a antiga (pais).

4.6. Teoria de Pareto

Vários problemas de engenharia necessitam de otimizações simultâneas de muitos objetivos incomensuráveis e concorrentes. Portanto, não existe apenas uma única solução ideal, mas sim um conjunto de soluções alternativas, pois uma única solução não consegue otimizar todos os objetivos ao mesmo tempo. Tais soluções ótimas são diferentes entre si e possuem dominância entre as outras soluções, que não estão incluídas nesse conjunto, quando todos os objetivos são considerados (ZITZLER, 1999).

Na otimização multiobjetivo, tratam-se os objetivos de modo específico, resultando em um conjunto de soluções ótimas, em que um objetivo não pode ser melhorado sem que os demais sejam prejudicados (TICONA, 2008).

Na maioria dos casos, os problemas que requerem otimização possuem soluções muito complexas, com um grande espaço amostral, e várias complicações matemáticas relacionadas as funções objetivas. Desta forma, não se torna viável percorrer todo o espaço de busca possíveis do problema para encontrar a resposta mais adequada. Para solucionar este problema, surgem as heurísticas. Isto é, técnicas de busca de solução que localizam soluções próximas a ideal, porém utilizam um espaço de busca muito menor para encontrar tais soluções.

Os métodos heurísticos têm como característica a forma de sua implementação ser muito específica ao problema o qual a solução é desejada, em virtude disto surgem as meta-heurísticas capazes de dar forma mais genérica as soluções (LUZIA, 2009). A meta-heurística escolhida nesta dissertação é a SPEA-I baseada em algoritmos genéticos multiobjetivo.

4.6.1. Definição Matemática

Um problema multiobjetivo em geral pode ser descrito como um vetor de funções f o qual mapeia um conjunto de parâmetros m , denominados variáveis de decisão conforme a seguinte formulação matemática (ZITZLER, 1999):

$$\begin{aligned} \min / \max \mathbf{y} = f(\mathbf{x}) &= [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_n(\mathbf{x})] \\ \text{sujeito a } \mathbf{x} &= (x_1, x_2, \dots, x_m) \in X \\ \mathbf{y} &= (y_1, y_2, \dots, y_m) \in Y \end{aligned} \quad (4.1)$$

Onde \mathbf{x} é o vetor de decisão, X é o espaço de busca do parâmetro, \mathbf{y} é o vetor objetivo e Y é o espaço de objetivos.

O conjunto de soluções de um problema multiobjetivo é formado por todos os vetores de decisão em que os vetores objetivos correspondentes não podem ser melhorados em nenhum objetivo sem degradar o outro, esses vetores são denominados de curva de Pareto (ZITZLER, 1999). O conceito matemático de Pareto consiste na dominância de elementos dentro do vetor de decisão. Por exemplo, considere um problema de maximização e duas soluções a e $b \in X$. Se a domina b , então:

$$\begin{aligned} \forall_i \in \{1, 2, \dots, n\}: f_i(a) &\geq f_i(b) \wedge \\ \exists_j \in \{1, 2, \dots, n\}: f_j(a) &> f_j(b) \end{aligned} \quad (4.2)$$

A solução a cobre a solução b ($a \succcurlyeq b$) se $a > b$ ou $f(a) = f(b)$. Os vetores de decisão que são dominados por outro vetor de decisão são desconsiderados, já os vetores de decisão que não são dominados em toda a sua extensão são indicados como Pareto-Ótimo.

4.6.2. Dominância de Pareto

A dominância de Pareto sintetiza a comparação entre várias soluções com relação a cada objetivo para determinar as relações de dominância entre os vetores de decisão. A Figura 4-3 mostra os elementos que compõe o espaço de busca, possuindo 6 vetores de decisão com dois elementos cada, representando a função 1 e função 2.

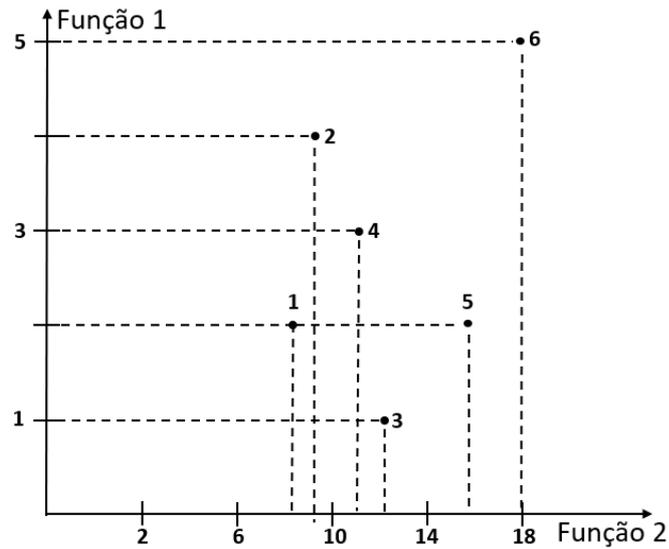


Figura 4-6 Dominância de Pareto. Formação da superfície de Pareto.

Fonte (DEB et al., 2002 - Adaptado).

Antes da determinação da fronteira de Pareto, é necessário definir os objetivos de cada função. Deste modo, pretende-se maximizar a função 2 e minimizar a função 1. A figura 4-5 mostra a fronteira de Pareto nessas condições de otimização.

Percebe-se que o vetor decisão 6 está na fronteira de Pareto tendo o valor máximo na função 2 e na função 1, apesar de o objetivo desta última função ser minimizar. Porém, a sua dominância ocorre na função 2, não sendo dominado por nenhum outro vetor de decisão, isto o credencia a estar na superfície de Pareto.

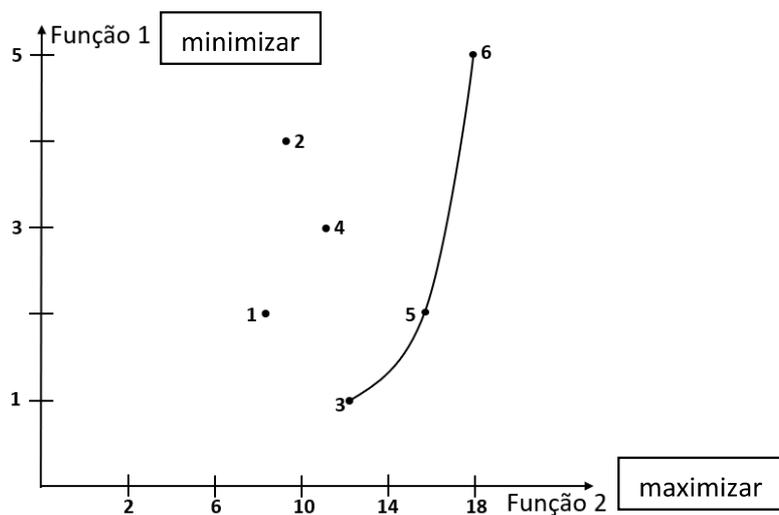


Figura 4-7 Fronteira de Pareto

Fonte (DEB et al., 2002 - Adaptado).

4.6.3. Solução ótima

A superfície de Pareto oferece um conjunto de soluções ótimas (não-dominadas). No entanto, há métodos que são capazes de identificar uma solução Pareto ótima.

Neste aspecto, utiliza-se a métrica de aproximação Max-Min que é capaz de encontrar uma solução de compromisso entre as funções objetivas, tendo a seguinte expressão:

$$Métrica^{(i)} = \left[\frac{f_{máx}^{(1)} - f^{(i1)}}{f_{máx}^{(1)} - f_{mín}^{(1)}} \dots \frac{f_{máx}^{(j)} - f^{(ij)}}{f_{máx}^{(j)} - f_{mín}^{(j)}} \dots \frac{f_{máx}^{(m)} - f^{(im)}}{f_{máx}^{(m)} - f_{mín}^{(m)}} \right] \quad (4.3)$$

$$solução = x_k | k = i(\max[\min\{Métrica_i\}]_{i=1,\dots,n}) \quad (4.4)$$

Tendo que:

$Métrica^{(i)}$ é o valor da métrica a i-ésima solução em um conjunto com n soluções não-dominadas.

$f_{máx}^{(j)}$ e $f_{mín}^{(j)}$ são os pontos de máximo e mínimo da j-ésima função objetivo, respectivamente.

$f^{(ij)}$ é o valor da função objetivo j no índice i.

n é o número de soluções não-dominadas.

x_k é a solução final.

4.6.4. SPEA-I

Existem vários critérios de seleção para aferir o valor dos elementos dentro do vetor de decisão. A partir disto, verifica-se quais soluções estão mais próximas e as que serão dominadas pela superfície de Pareto. Portanto o conceito de *fitness*, dentro do cálculo das meta-heurísticas, é a aptidão das soluções para um determinado objetivo, quanto maior o seu valor, mais apto está dentro deste objetivo. Os indivíduos têm seus valores de fitness associados a cada objetivo.

O cálculo da função de fitness utiliza duas grandezas, são elas: relação de dominância entre os indivíduos e a densidade de solução, isto deve-se a necessidade de buscar soluções de Pareto mais distantes entre si. Desta maneira, cria-se uma região de Pareto mais diversificada. Inicialmente, calcula-se o número de indivíduos

que uma determinada solução a domina, chamado de força (“Strength”) (ZITZLER e THIELE, 1999).

Para cada solução i pertencente ao conjunto dos vetores de decisão não dominados (P') ($i \in P'$) atribui-se o valor real de $S_i \in [0,1)$. Considerando-se n o número de elementos que i domina e N o tamanho da população da amostra, o valor S_i (a força) é dado pela equação abaixo:

$$f_i = S_i = \frac{n}{N+1} \quad (4.5)$$

Cada solução j pertencente ao conjunto dos vetores de decisão não-dominados (P), ou seja, $j \in P$ é calculado somando todas as forças de todos os indivíduos não dominados $i \in P'$ que dominam j . Adiciona-se o valor de 1 para garantir que a fitness dos elementos não dominados são melhores que os elementos dominados.

$$f_i = 1 + \sum_{i,i>j} S_i \quad f_j \in [1, N). \quad (4.6)$$

Em muitos problemas, o conjunto de Pareto ideal pode ser muito grande ou conter um número infinito de soluções. Porém, esse cenário pode ser inútil para o tomador de decisão (no momento de encontrar a melhor resposta dentro conjunto solução). Além disso, um grande número soluções não-dominadas podem reduzir a pressão seletiva e retardar a busca. A eficácia do mecanismo de seleção é dependente do volume definido pelas soluções não-dominadas. Se os pontos não são distribuídos de maneira uniforme, o critério de dominância de Pareto torna-se tendencioso em determinadas regiões do espaço de busca, resultando em uma distribuição desbalanceada na população (ZITZLER, 1999). Desta forma, é necessário eliminar (reduzir) o número de elementos do conjunto de soluções não dominadas sem comprometer as suas características necessárias ou mesmo obrigatórias.

Um método que tem sido eficaz para solucionar este tipo de problema é a técnica de agrupamento (“cluster”). Em geral, essa técnica particiona m elementos em n grupos de elementos homogêneos sendo que $n > m$ (ZITZLER, 1999). A

técnica de agrupamento pode ser resumida através do seguinte algoritmo conceitual:

- a) Inicializa-se o cluster C , cada elemento não-dominado $i \in P'$ constitui um diferente cluster: $C = \cup_i \{\{i\}\}$.
- b) Se $|C| \leq N'$, onde N' representa o número de elementos não-dominados, calcula-se a distância de todos os pares possíveis de clusters. Este cálculo pode ser desenvolvido de várias formas, nesta dissertação, escolheu-se o método *k-means*, que consiste na determinação da separação da superfície de Pareto em um número de regiões pré-estabelecido. Cada região calcula o centroide. A distância euclidiana ao quadrado é o método de separação das regiões. Cada centroide é a média dos pontos nesse cluster. A figura 4-5 exemplifica a aplicação de cluster para delimitar duas regiões no conjunto de pontos.
- c) Após a delimitação destas regiões, encontra-se os elementos que estão mais distantes do centroide de cada região. Após a escolha desses elementos, os demais são descartados, e aplica-se uma nova etapa de reprodução no algoritmo genético. A figura 4-6 exemplifica o comportamento gráfico após a escolha dos novos clusters.

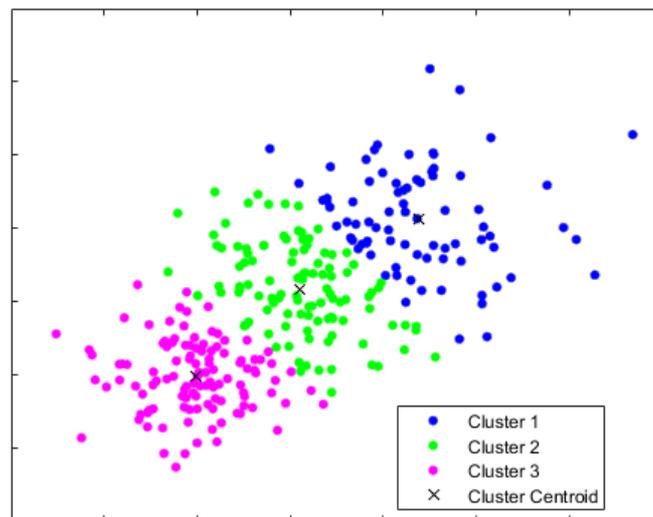


Figura 4-8 Determinação dos centroides de duas regiões, após a aplicação da técnica de cluster.

Fonte (Matlab, exemplificação da função *k-means*).

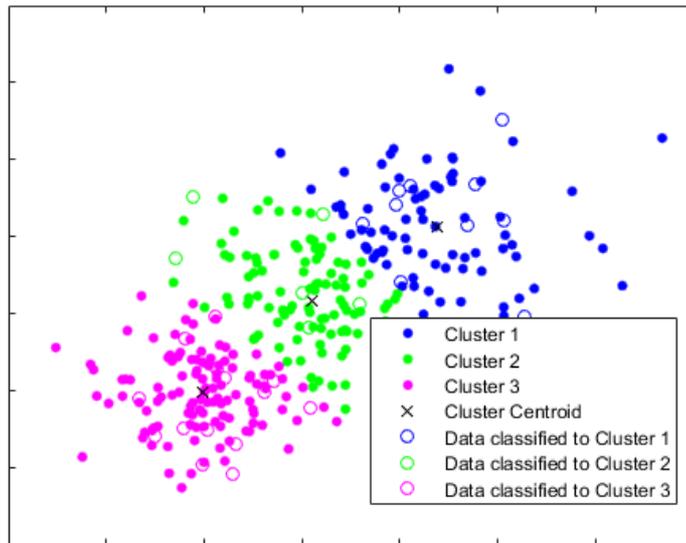


Figura 4-9 Determinação dos novos clusters
 Fonte (Matlab, exemplificação da função *k-means*).

Os principais passos do algoritmo SPEA são ilustrados na Figura 4-9 (ZITZLER e THIELE, 1998).

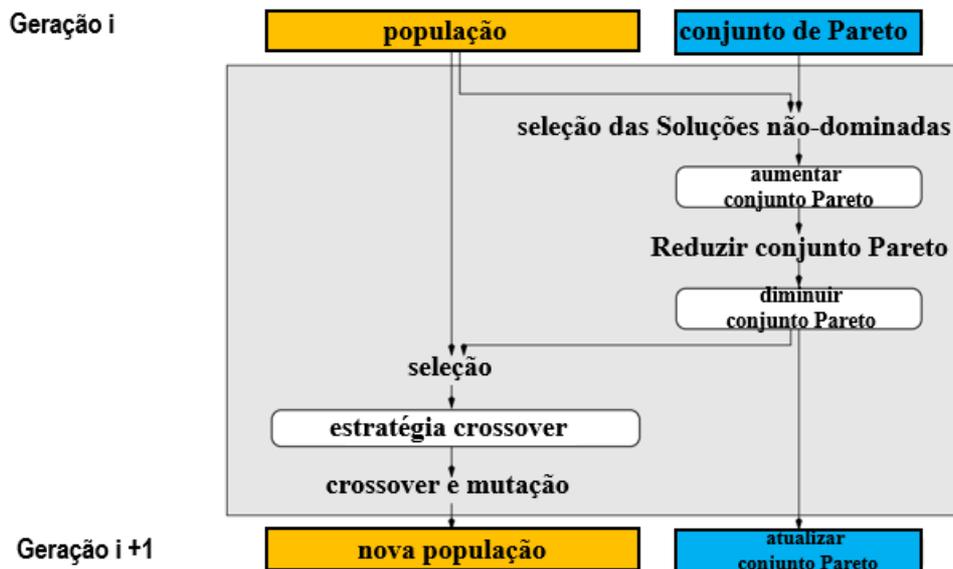


Figura 4-10 Ilustração do SPEA.

O algoritmo conceitual do SPEA é dado abaixo (ABIDO, 2003):

1º) Passo (Inicialização): Gerar uma população inicial e criar um conjunto externo vazio de soluções não dominadas.

2º) Passo (Atualização do Conjunto Externo): o conjunto de soluções não-dominadas é atualizado como se segue:

- (a) Buscar indivíduos não-dominados na população e copia-los para o conjunto externo de soluções não-dominadas.
- (b) Buscar e remover do conjunto externo de soluções não dominadas as soluções que se tornaram dominadas após a cópia do passo (a).
- (c) Se o conjunto externo excede o tamanho máximo, então o tamanho do conjunto externo é reduzido através do agrupamento de dados.

3º) Passo (Atribuição da fitness): Calcular a fitness dos indivíduos do conjunto externo de soluções não dominadas e da população como se segue:

- (a) Calcular a força de cada indivíduo no conjunto externo usando a equação (4.3).
- (b) A força de cada indivíduo da população é dada pela equação (4.4).

4º) Passo (Seleção): Combinar os indivíduos da população e do conjunto externo. Selecione dois indivíduos aleatoriamente e copie o melhor deles para o tanque de acasalamento.

5º) Passo (Crossover e Mutação): Realizar operações de crossover e mutação de acordo com as suas probabilidades para gerar uma nova população.

6º) Passo (Finalização): Checar os critérios de parada. Se qualquer um dos critérios é satisfeito, então o algoritmo é finalizado. Senão, copie a nova população para a população antiga e retorne para o 2º passo. Nesta dissertação, a busca é finalizada se o contador de gerações excede o seu valor máximo.

Este capítulo apresentou as formulações convencional (minimização do DEC e custos de equipamentos) e proposta (minimização das penalidades devido as violações nas metas para o DEC e custos de equipamentos) para a solução do problema de alocação de indicadores de falta e chaves manuais e automáticas em redes de distribuição. Adicionalmente, também foi descrito o método de otimização (algoritmo genético) usado na solução deste problema. O próximo capítulo apresentará a aplicação dos modelos e algoritmos para alocação de chaves e indicadores de falta em uma rede de distribuição do IEEE para estudos de confiabilidade. Além disso, também serão analisados o impacto das restrições de rede nos índices de confiabilidade e a precisão e o custo computacional dos modelos alternativos para a estimação das penalidades associadas com o índice DEC.

5. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes obtidos com os modelos propostos para a alocação de indicadores de falta e chaves seccionadoras. Esta apresentação será dividida como se segue:

- 1) A seção 5.1 descreve o sistema-teste, suas características e os seus principais dados de entrada usados na alocação dos equipamentos.
- 2) A seção 5.2 mostra os dados de custo e o ajuste de parâmetros do algoritmo genético.
- 3) Na seção 5.3 são definidos os casos de estudo para a análise dos modelos propostos para a alocação de chaves.
- 4) A seção 5.4 avalia os efeitos de restrições de rede sobre os índices de confiabilidade e custos.
- 5) A seção 5.5 mostra os resultados obtidos com a otimização da alocação de chaves e indicadores de falta baseada nos modelos **alternativos** de Pearson e Log-Normal.

5.1. Descrição do Sistema-Teste

Os modelos propostos para a alocação de chaves e indicadores de falta foram testados no sistema RBTS (“Roy Billinton Test System”) barra 4 (BILLINTON et al., 1991). Este sistema foi projetado para estudos de confiabilidade em redes de distribuição radiais. O RBTS barra 4 possui 7 alimentadores, 38 pontos de carga e 4779 consumidores. O diagrama unifilar deste sistema, sem dispositivos seccionadores ou indicadores de falta, é apresentado na Figura 5-1 que será usado como Caso Base, ou seja, todos os cenários adotados nesta dissertação serão comparados ao da Figura 5-1.

Os dados de confiabilidade dos equipamentos utilizados nesta simulação são iguais aos originais dos propostos na referência (BILLINTON. et al., 1991). Os comprimentos das seções dos alimentadores e os dados de confiabilidade do RBTS são apresentados nas Tabelas 5-1 e 5-2, respectivamente. Nesta dissertação, não foram consideradas falhas em chaves manuais, chaves automáticas, indicadores de falta, disjuntores e fusíveis. O tempo de chaveamento para os componentes pode variar de acordo com o tipo chave seccionadora que irá atuar. Se for uma chave

automática, então o tempo de chaveamento associado é 0,017 horas. Caso contrário, se a chave é manual, então é necessário localizar a falta e o tempo de chaveamento será 0,083 horas. Os valores dos tempos de chaveamento foram obtidos a partir da referência (FARAJOLLAHI et al. 2019a).

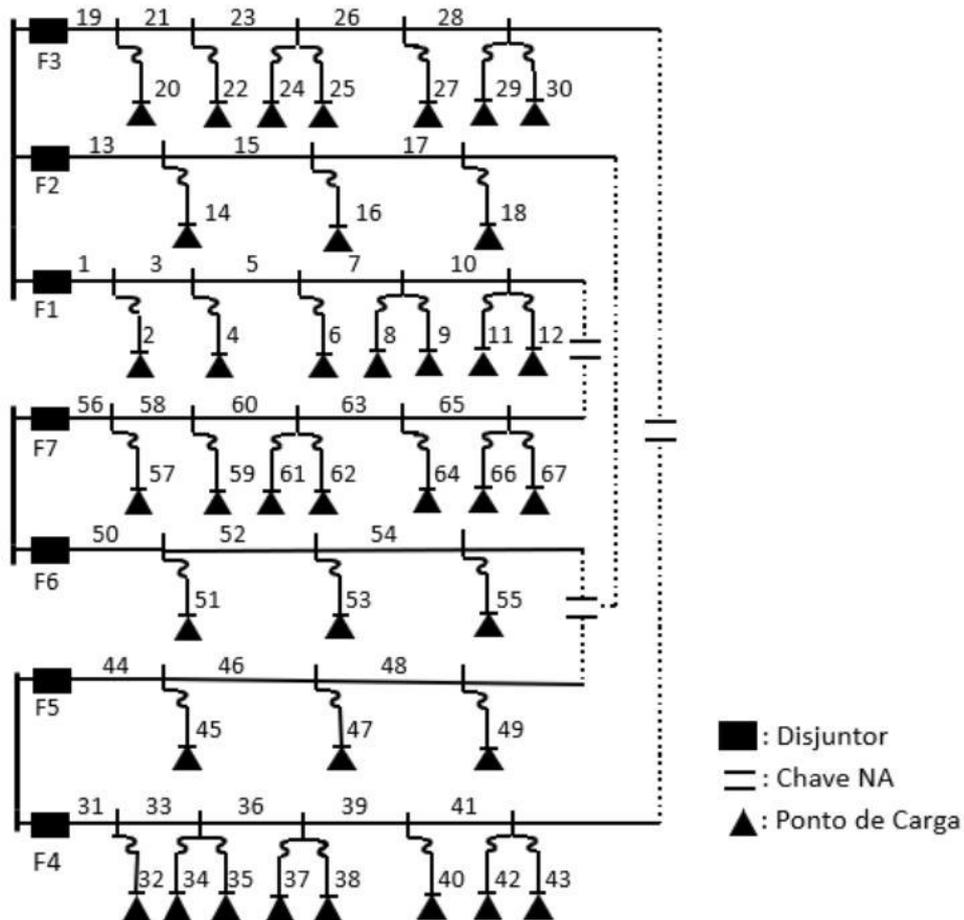


Figura 5-1 Sistema teste RBTS.

Tabela 5-1 Comprimento das seções dos alimentadores do sistema RBTS.

Comprimento dos Ramos (Km)	
0.60	2, 6, 10, 14, 17, 21, 25, 28, 30, 34, 38, 41, 43, 46, 49, 51, 55, 58, 61, 64, 67.
0.75	1, 4, 7, 9, 12, 16, 19, 22, 24, 27, 29, 32, 35, 37, 40, 42, 45, 48, 50, 53, 56, 60, 63, 65.
0.8	3, 5, 8, 11, 13, 15, 18, 20, 23, 26, 31, 33, 36, 39, 44, 47, 52, 54, 57, 59, 62, 66.

Tabela 5-2 Dados de confiabilidade dos equipamentos do sistema RBTS

(* as taxas de falha das seções são expressas em falhas/[km×ano]).

Taxas de falha dos componentes do Sistema			
Dispositivo	Taxa de falha (falhas/ano)	Tempo de Reparo (horas)	Tempo de chaveamento (horas)
Chaves manuais	0,0	0,0	0,0
Chaves automáticas	0,0	0,0	0,0
Disjuntores	0,0	0,0	0,0
Fusíveis	0,0	0,0	0,0
Indicador de falta	0,0	0,0	0,0
Seções dos alimentadores (tronco)	0,161	4,0	0,083 <i>hr</i> ou 0,017 <i>hr</i>
Seções dos alimentadores (lateral)	0,2576	4,0	0,083 <i>hr</i> ou 0,017 <i>hr</i>
Transformadores	0,0161	5,0	0,083 <i>hr</i> ou 0,017 <i>hr</i>

Os locais candidatos são os possíveis lugares nos quais os dispositivos de seccionamento e indicação de falta podem ser inseridos. Conforme definido previamente, esses locais são os terminais (nós do lado da fonte e da carga) das seções de tronco do sistema. A Figura 5-2 mostra os locais candidatos para a instalação de chaves e indicadores de falta.

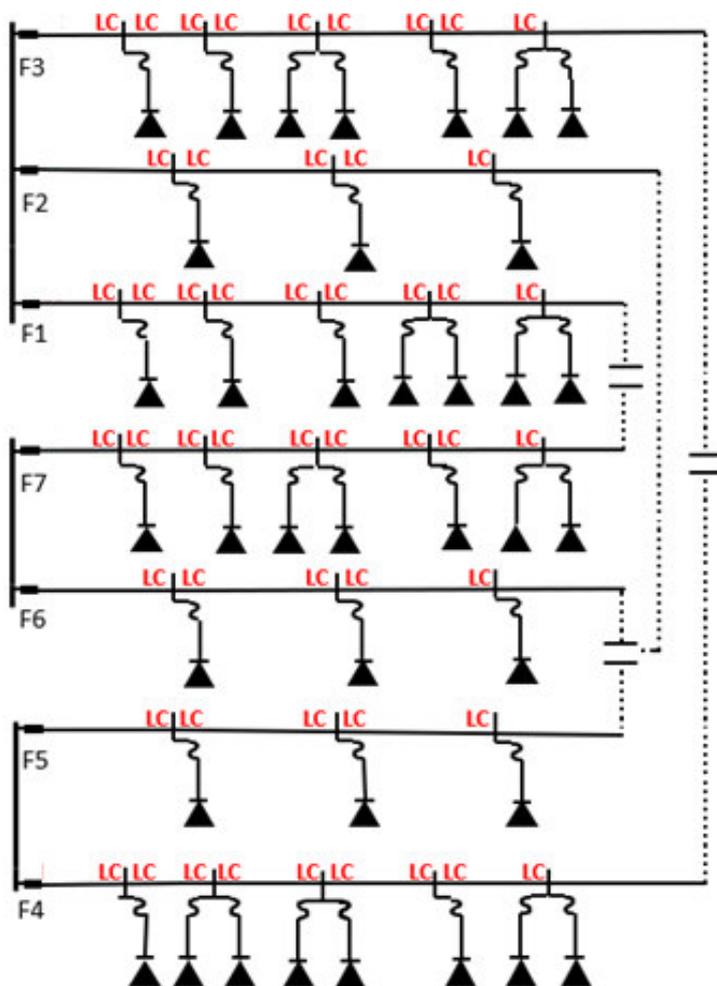


Figura 5-2 Locais candidatos para instalação de chaves e indicadores de falta no RBTS.

Como já mostrado em seções anteriores, o cálculo dos índices de confiabilidade é influenciado pelas restrições de rede. Porém, a referência original do RBTS barra 4 (BILLINTON et al, 1991) não fornece os dados elétricos das redes de distribuição de energia elétrica. Portanto, nesta dissertação, serão atribuídos dados elétricos para os condutores dos alimentadores.

A Tabela 5-3 mostra os dados que foram utilizados para a realização do fluxo de potência via MSC (para identificar as violações das restrições de rede na restauração à jusante). As resistências e reatâncias foram calculados utilizando a geometria do condutor mostrado na Figura 5-3. As equações abaixo mostram os valores da resistência e reatância de sequência positiva utilizando as equações de KERSTING (2001).

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad (5.1)$$

$$Z_{positivo} = r + j0,12134 * \ln\left(\frac{D_{eq}}{GMR}\right) \quad (5.2)$$

Tabela 5-3 Dados do fluxo de potência do sistema RBTS barra 4.
(Dados Obtidos de: KERSTING, 2001)

Tipo do componente	Valor numérico
Seção de tronco	336,4 - ACSR, r = 0,306, GMR = 0,0244, 530 A
Seção lateral	1/0 - ACSR, r = 1,12, GMR = 0,00446, 230 A
Transformadores	1500 kVA, 11 kV/415 V, Z ₀ =5,5%
Tensão na barra da subestação	1,01875 (pu)
Tensão de base (kV)	11
Potência base (kVA)	10
Fator de potência das cargas	0,95

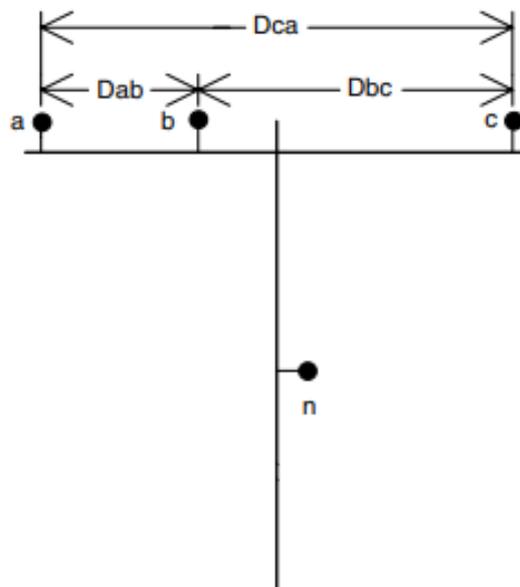


Figura 5-3: Geometria dos Condutores do RBTS barra 4.
(Fonte: KERSTING, 2001).

As impedâncias dos transformadores foram calculadas de acordo com (MAMEDE,1994).

$$I_p = \frac{P_{nt}}{\sqrt{3} * V_{nt}} \quad (5.3)$$

$$P_{cu,\phi} = \frac{P_{cu,3\phi}}{3} \quad (5.4)$$

$$V_{cc} = \frac{Z_{\%} * V_p}{\sqrt{3}} \quad (5.5)$$

$$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_p} \quad (5.6)$$

$$X_{eq} = \sqrt{Z_{eq}^2 - R_{eq}^2} \quad (5.7)$$

Tendo que:

I_p é a corrente do lado primário do transformador.

P_{nt} e V_{nt} são a potência e tensão nominais do transformador.

$P_{cu,\phi}$ e $P_{cu,3\phi}$ são as perdas, monofásica e trifásica, do cobre do transformador.

R_{eq} é a resistência equivalente do transformador.

V_{cc} e V_p é a tensão de curto-circuito e a tensão do primário do transformador.

$Z_{\%}$ é a impedância percentual do transformador

Z_{eq} e R_{eq} são a impedância e resistência equivalentes.

5.2. Parâmetros do Algoritmo de Otimização e Dados de Custos

Nesta dissertação, foi usado um algoritmo genético multiobjetivo, baseado no método SPEA-I, para solucionar o problema de alocação de chaves e indicadores falta em redes de distribuição. A Tabela 5-3 mostra os valores dos parâmetros do algoritmo genético que foi nos testes no sistema RBTS. Os parâmetros do algoritmo genético foram calibrados através do método de tentativa e erro. É possível utilizar técnicas mais sofisticadas (por exemplo, algoritmos meta-heurísticos) para realizar o ajuste de parâmetros do algoritmo genético de forma automática. Entretanto, estas técnicas são computacionalmente inviáveis para o problema de alocação de chaves e indicadores pois o custo computacional para solucionar este problema é muito alto e a sintonia automática requer um número elevado de execuções do algoritmo em uma ou mais instâncias do problema sob estudo.

Tabela 5-4: Valores dos Parâmetros do Algoritmo Genético.

Parâmetros Algoritmo Genético	
Taxa de Reprodução	Os 50% mais adaptados entre si
Tipo de reprodução	Uniforme: sorteio dos cromossomos
Taxa de Mutação	15%
Tamanho da População	50 Indivíduos
Número de iterações	100

O algoritmo genético projetado para a alocação de chaves e indicadores de falta minimiza as penalidades devido a transgressões nas metas para o DEC. Desta forma, torna-se necessário definir uma função que aplica penalidades ou bônus na concessionária de acordo com os valores anuais do DEC.

A Figura 5-4 mostra a função de penalidade resultante ($PR(DEC)$) utilizada nos testes com o sistema RBTS. Os pontos descritos na Figura 5-4 têm as coordenadas especificadas na Tabela 5-5.

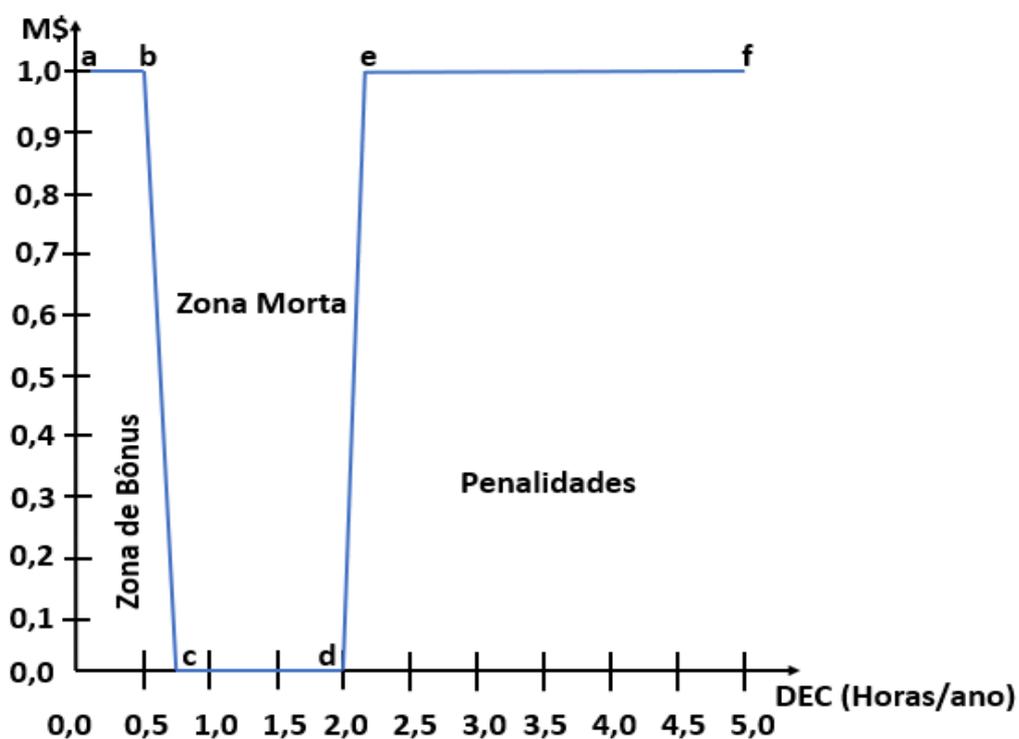


Figura 5-4: Função de Penalidade Resultante para o índice DEC.

Tabela 5-5: Coordenadas dos Pontos da função de Penalidades

Pontos	Coordenada (x, y)
a	(0.00, 1.00)
b	(0.55, 1.00)
c	(0.75, 1.00)
d	(2.00, 0.00)
e	(2.20, 1.00)
f	(5.00, 1.00)

Além das penalidades, o modelo proposto também minimiza os custos de interrupções para os consumidores. A minimização destes custos também é o objetivo dos modelos convencionais de alocação de alocação de chaves e indicadores de falta que são usados como referência nesta dissertação para mostrar as vantagens e os benefícios do modelo proposto. Conseqüentemente, deve-se definir as funções de custo de interrupção para os diferentes tipos (classes) de consumidores. A Tabela 5-6 apresenta os dados dos custos de interrupção dos tipos de consumidores que foram usados para obter as funções de custo de interrupção. Estes dados foram obtidos a partir da referência (BILLINTON e LI, 1994). Os custos de interrupção apresentados nesta referência foram obtidos a partir de entrevistas (pesquisas) com os consumidores. Desta forma, pode-se calcular os custos de interrupção para interrupções não pesquisadas usando-se interpolação linear. Em outras palavras, não se gera uma função explícita (fórmulas analíticas fechadas) para os custos de interrupção. É também importante comentar que os custos de interrupção mostrados na Tabela 5-6 para os consumidores residenciais superam aqueles referentes aos consumidores de grande porte para durações de oito horas. Este efeito é devido a estimação dos custos de interrupção ter sido realizada através de pesquisas diretas. Conseqüentemente, esta pesquisa é afetada por aspectos intangíveis, subjetivos e ponderados pela emoção associados com o impacto das interrupções de longa duração nos consumidores residenciais, por exemplo: desconforto devido a aumento/diminuição da temperatura, medo devido à falta de segurança, transtornos causados pelo adiamento ou cancelamento de atividades programadas, se a pesquisa foi realizada em um tempo não muito distante da interrupção, etc. Por outro lado, os custos de interrupção de consumidores de

grande porte tendem a ser mais bem definidos, pois eles são associados com os seguintes fatores: perdas de produção, descarte de matéria-prima, custos de mão de obra por hora não trabalhada, custos de manutenção para reinicializar uma linha de produção, etc. Desta forma, os custos dos consumidores de grande porte tendem a ser menos sobrestimados do que aqueles referentes aos consumidores residenciais para interrupções de longa duração (Billinton & Allan, 1988).

Tabela 5-6: Dados estatísticos dos custos de interrupção para os tipos de consumidores.

Duração	Tipo (Classe) de Consumidor (em Dólar)		
	Cons. de Grande Porte	Residencial	Comercial
1 minutos	1,005	0,001	0,381
20 minutos	1,508	0,093	2,969
1 hora	2,225	0,482	8,552
4 horas	3,968	4,914	31,317
8 horas	8,240	15,690	83,008

Fonte: BILLINTON e LI (1994)

A maximização da confiabilidade através da alocação de chaves e indicadores de falta otimiza dois objetivos conflitantes: os custos de confiabilidade (custos de interrupção para os consumidores e as multas para as concessionárias) e os custos de compra, instalação e manutenção dos equipamentos. Portanto, deve-se também definir os custos de compra, instalação e manutenção para os indicadores de falta e para as chaves manuais e automáticas. Estes custos são dados na Tabela 5-7. Os dados desta Tabela foram obtidos a partir da referência (FARAJOLLAHI et al., 2019a). Os custos dos equipamentos foram anualizados em um período de 15 anos. O fator de crescimento de carga anual (F^{CC}) neste período foi igual a 1.1% a inflação anual é de 5%.

Tabela 5-7: Custo dos Equipamentos (compra e Instalação - Manutenção).

Custos de Equipamentos Instalados (Dólar)		
Tipo de Componente	Compra e Instalação	Manutenção anual
Chaves manuais	\$ 500,00	\$ 25,00
Chaves automáticas	\$ 4.700,00	\$ 235,00
Indicadores de Falta	\$ 1.000,00	\$ 50,00

5.3. Definição dos Casos de Estudo

A metodologia proposta para alocação de chaves e indicadores de falta foi validada e comparada com metodologias convencionais considerando-se os seguintes casos de estudo:

- 1) Caso #0 (Caso Base): configuração do sistema RBTS mostrada na Figura 5-1 sem a instalação de chaves e indicadores de falta nas seções do tronco. Isto é, os únicos equipamentos instalados nos alimentadores do RBTS são os disjuntores de saída nas primeiras seções dos alimentadores e os fusíveis no início dos ramais. Adicionalmente, os limites de tensão e carregamento foram ignorados na estimação dos índices de confiabilidade. Este procedimento foi adotado para mostrar o impacto da inclusão de restrições de rede no modelo de ACP. Além disso, o Caso #0 serve como base de comparação para mostrar os impactos dos modelos de alocação convencional e proposto nas penalidades e custos de interrupção.
- 2) Caso #1 (Alocação Convencional): este caso está associado com a alocação chaves e indicadores de falta para minimizar os custos de interrupção para os tipos de consumidores e de instalação e manutenção dos equipamentos. Ou seja, este caso foi projetado de acordo com o paradigma convencional de alocação de chaves e indicadores de falta para fornecer um caso de referência para a metodologia proposta nesta dissertação. Todos os modelos convencionais de alocação de chaves e indicadores publicados na literatura ignoram as restrições de rede. Devido a isso, foram projetados dois subcasos associados com o Caso #1:
 - a. Caso #1.1: minimização dos custos de interrupção e de instalação e manutenção dos equipamentos desprezando-se as restrições de rede. A proposição do caso 1.1 é justificada pelo fato de que não foram encontrados modelos de alocação de chaves e indicadores de falta com restrições de rede na revisão bibliográfica realizada nesta dissertação.
 - b. Caso #1.2: minimização dos custos de interrupção e de instalação e manutenção dos equipamentos ignorando-se as restrições de rede durante a otimização e incluindo-se estas restrições na análise pós-

otimização. Em outras palavras, realiza-se a alocação ótima de chaves e indicadores de falta sem restrições de rede e após a alocação estima-se os índices de confiabilidade para a alocação ótima obtida com as restrições de rede modeladas. Este caso de estudo foi projetado para se avaliar o impacto negativo da modelagem das restrições de rede na solução ótima produzida pelos modelos convencionais de alocação de chaves e indicadores de falta. Isto é, a deterioração (aumento) dos índices de confiabilidade associados com a duração das interrupções causada pela relaxação das restrições de rede.

- c. Caso #1.3: minimização dos custos de interrupção e de instalação e manutenção dos equipamentos com a inclusão de restrições de rede durante a otimização. Este caso de estudo foi projetado para se avaliar o impacto das restrições de rede nos resultados da alocação ótima de chaves e indicadores de falta, ou seja, nos custos de equipamentos, de interrupção e nas penalidades.
- 3) Caso #2 (Alocação Proposta baseada na SMC): minimização das penalidades e dos custos de interrupção dos consumidores, instalação e manutenção dos equipamentos com a inclusão de restrições de rede durante a otimização. Neste caso a estimação das penalidades é realizada via SMC. O objetivo deste caso é analisar as vantagens e benefícios da metodologia proposta com relação ao paradigma tradicional de alocação de chaves e indicadores de falta. Além disso, este caso serve como referência para avaliar a precisão e o custo computacional dos métodos de estimação das penalidades baseados nos modelos alternativos.
 - 4) Caso #3 (Alocação Proposta baseada na distribuição de Pearson): este caso é similar ao caso #3, exceto pelo fato de que as penalidades são estimadas usando-se um modelo alternativo baseado na distribuição de Pearson.
 - 5) Caso #4 (Alocação Proposta baseada na distribuição Log-Normal): afora a estimação das penalidades através do modelo alternativo baseado na distribuição Log-Normal, este caso também é similar ao caso #3.

5.4. Análise dos Casos de Estudo

5.4.1. Análise dos Casos #0, 1 e 2

A segunda coluna da Tabela 5-8 mostra as penalidades e os custos de interrupção e instalação e manutenção para os equipamentos obtidos para o Caso Base (Caso #0). As penalidades mostradas nesta tabela foram calculadas via SMC. A partir da Tabela 5-8, pode-se concluir que o valor das penalidades é muito maior que aquele referente ao custo de interrupção. Por exemplo, as penalidades são cerca de duas vezes o valor dos custos de interrupção. Este fato evidencia que as penalidades devem ser consideradas na seleção de técnicas de mitigação para melhorar a confiabilidade da rede, pois as perdas de receita experimentadas pelas concessionárias são muito severas.

A Figura 5-5 mostra as posições das chaves seccionadoras e dos indicadores de falta no sistema RBTS para os casos 1.1 (sem restrições de rede na alocação) e 1.2 (sem restrições de rede na alocação e com restrições de rede na análise pós-otimização). Estes dois casos possuem a mesma alocação ótima de indicadores e chaves, pois a alocação realizada por ambos foi baseada no modelo convencional (sem restrições de rede). Desta forma, tanto o Caso #1 como o Caso #1.2 tem o mesmo custo de instalação/manutenção dos equipamentos. Todavia, deve-se investigar de forma quantitativa se a relaxação das restrições de rede não causou um mascaramento (subestimação) dos custos referentes a confiabilidade (interrupção e penalidades). Esta investigação quantitativa será realizada a seguir.

A terceira e a quarta colunas da Tabela 5-8 mostram os custos associados com os casos #1.1 e #1.2. As penalidades dos casos 1.1 e 1.2 foram novamente calculadas após a otimização usando-se a SMC. Comparando-se os casos 0, 1.1 e 1.2 pode-se observar que a metodologia convencional obteve melhorias nos custos de interrupção e penalidades. Por exemplo, as reduções percentuais nestes custos do caso 1.1 com relação ao caso 0 foram iguais a 51% e 42%, respectivamente. Todavia, pode-se observar também que a inclusão das restrições de rede degradou significativamente a solução ótima obtida pelo modelo convencional. Por exemplo, os aumentos nos custos de interrupção e de penalidades devido a modelagem de restrições de redes foram iguais a 88% e 55%, respectivamente. Em outras palavras, a redução efetiva nos custos de interrupção e penalidades com a modelagem de restrições de rede foi de apenas 7% e 11%, respectivamente. Este resultado demonstra quantitativamente que as restrições de rede não podem ser

desconsideradas na alocação de chaves e indicadores de falta. Caso contrário, a confiabilidade prevista após a alocação será subestimada e as melhorias previstas nos índices de confiabilidade não serão verificadas na prática, pois a rede possui uma limitação na capacidade de transferência de carga. Conseqüentemente, os índices de confiabilidade da rede tendem a se degradar mesmo com a instalação das chaves e indicadores. Devido a isso, todas as análises subsequentes de casos de estudo irão considerar as restrições de rede.

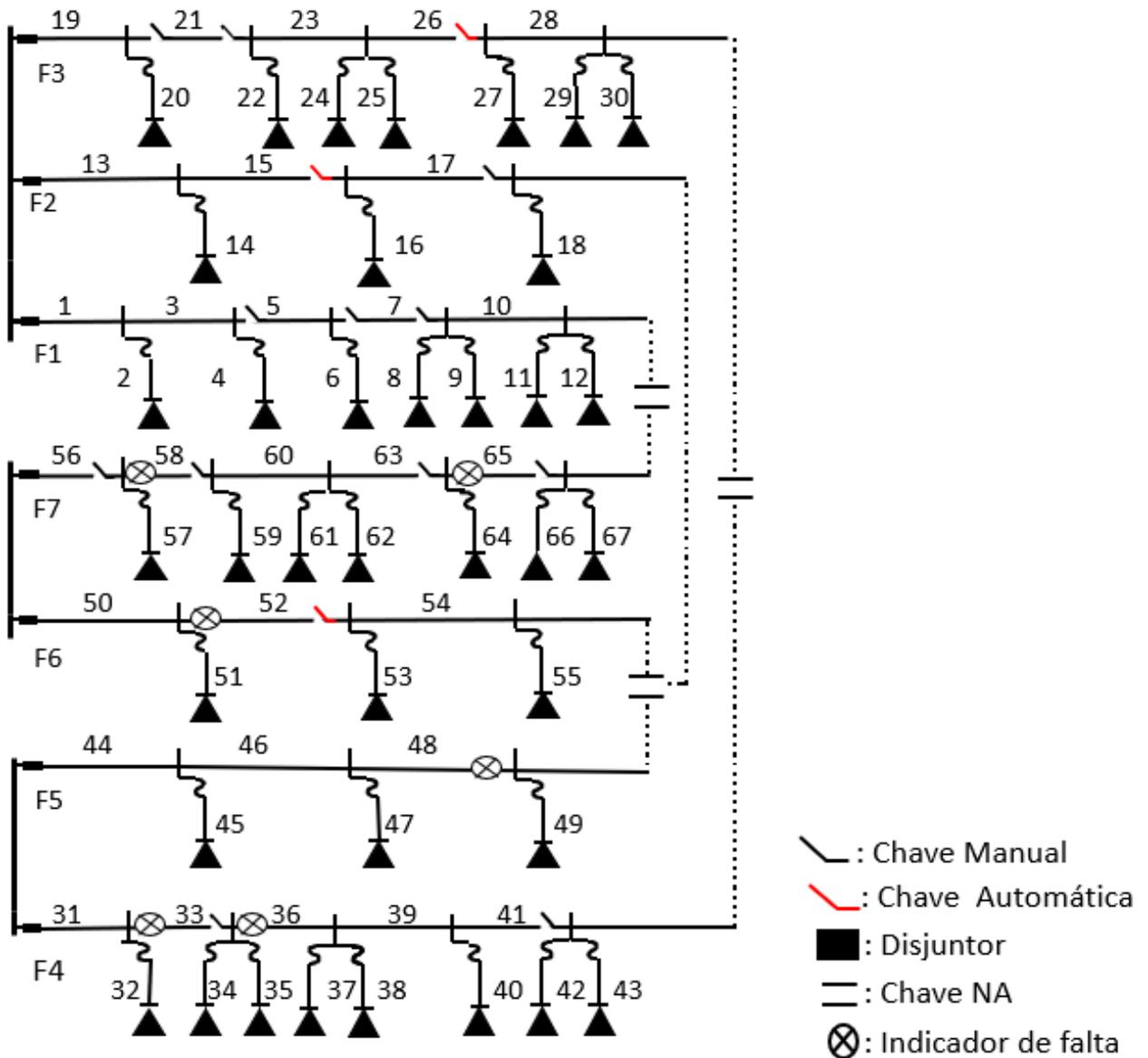


Figura 5-5: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #1.1 e Caso#1.2.

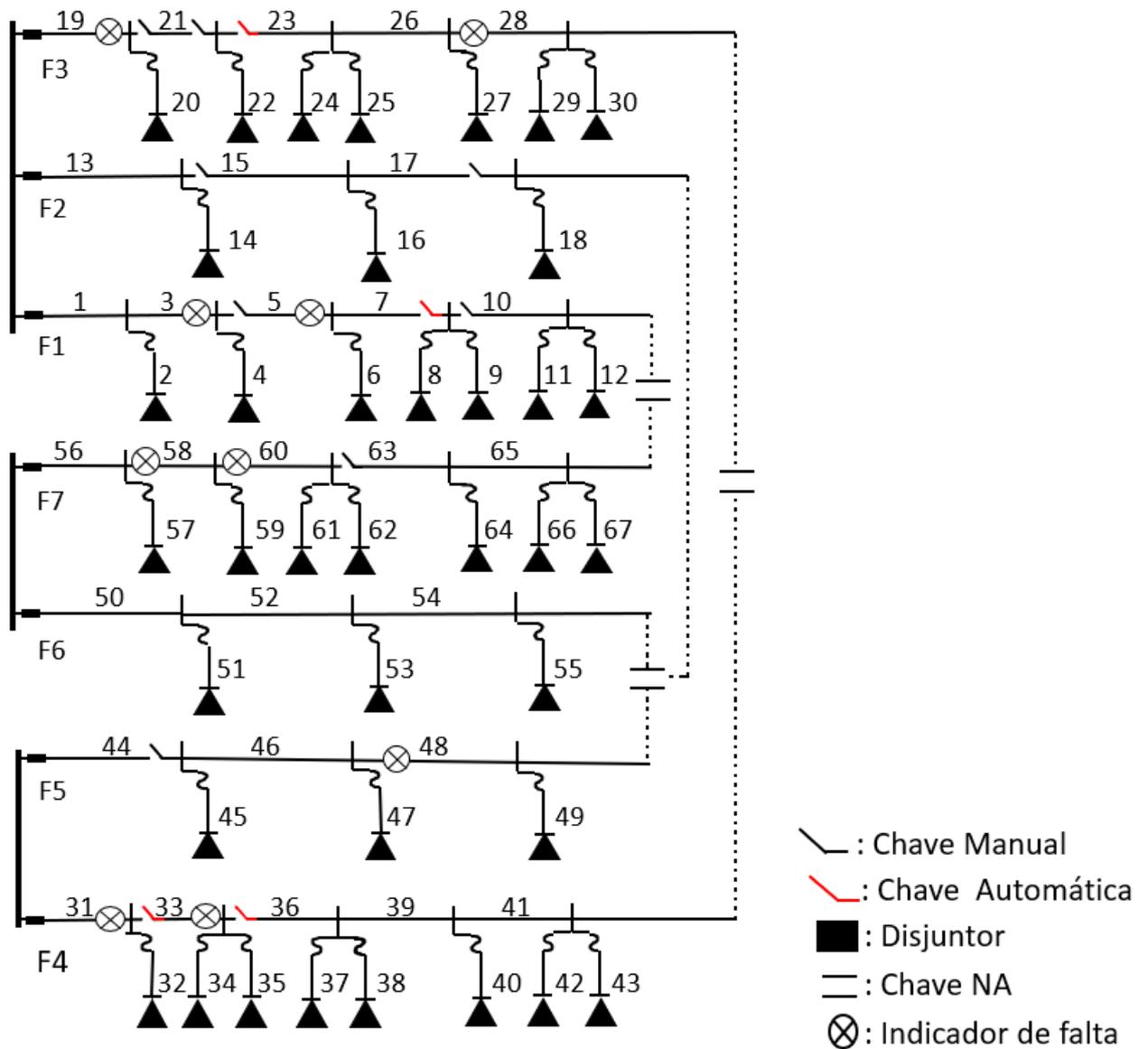


Figura 5-6 Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #1.3.

Tabela 5-8: Custos associados aos casos #0, #1.1, #1.2 e 2 em dólar.

Custos associados a cada caso (USD)			
Casos	Equipamentos	Interrupção	Penalidades
Caso #0	0,00	6.982.588,31	14.069.152,76
Caso #1.1	55.602,78	3.447.060,92	8.128.012,33
Caso #1.2	55.602,78	6.489.026,82	12.565.282,03
Caso #1.3	66.680,72	6.092.660,60	11.166.044,83
Caso #2	84.149,80	6.058.607,88	10.633.788,19

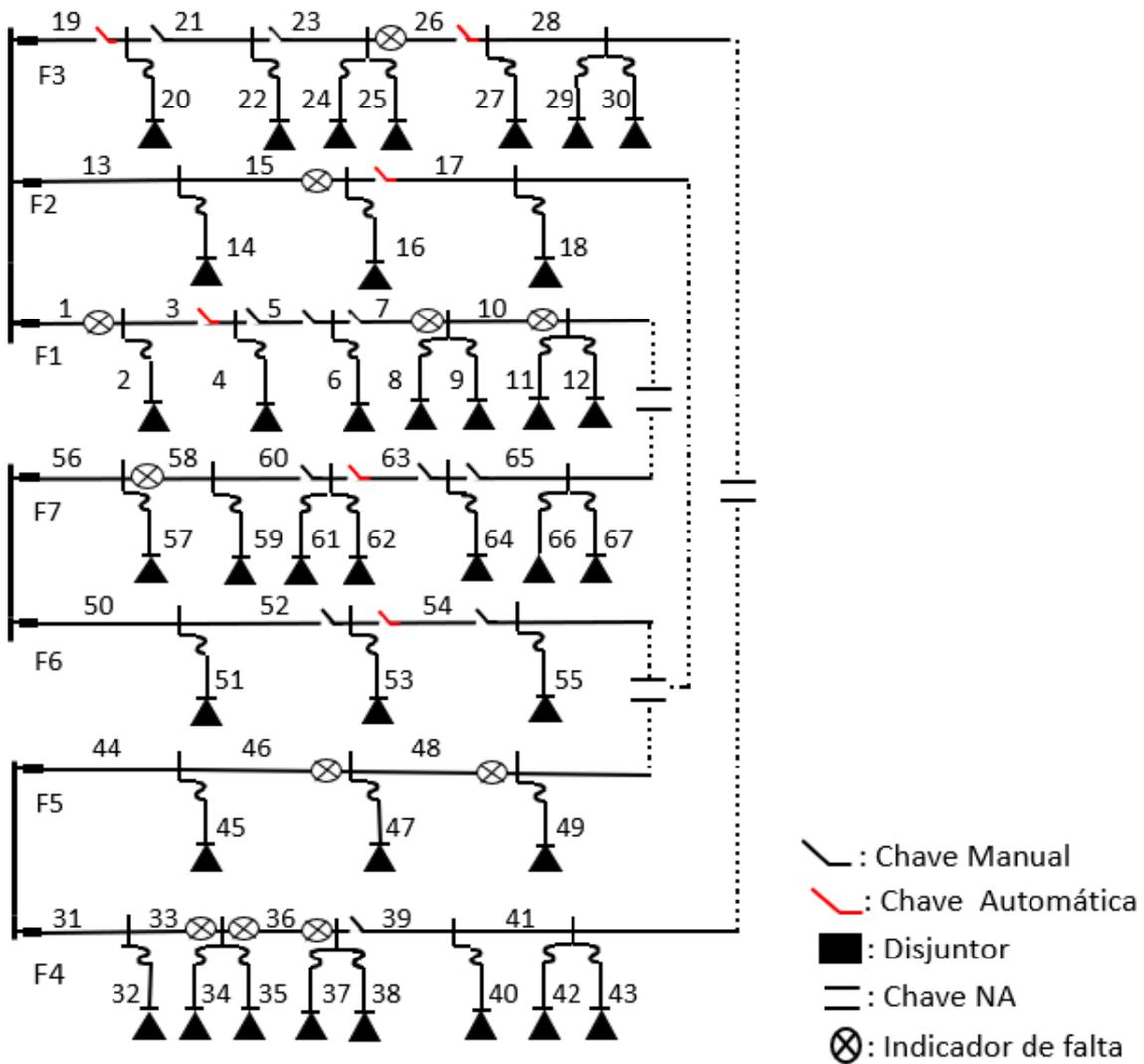


Figura 5-7: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #2.

A Figura 5-7 mostra os locais de instalação dos indicadores de falta e das chaves identificados pelo método proposto de alocação (minimização dos custos de equipamentos, interrupção e penalidades) no RBTS. A partir desta figura, pode-se observar que a metodologia proposta alocou mais dispositivos do que a metodologia convencional. Este resultado é devido a introdução de um novo termo na função objetivo: a penalidade devido a transgressões na meta para o índice DEC.

A sétima linha da Tabela 5.8 mostra as penalidades e os custos de equipamentos e de interrupção para o caso de Estudo #2. A partir desta tabela pode-se observar que a metodologia proposta obteve reduções de cerca de 15% e 24% no valor da penalidade com relação aos casos #1.2 (modelo convencional) e #0 (caso base). Adicionalmente, esta redução nas penalidades também resultou em uma diminuição de cerca de 7% nos custos de interrupção com relação ao Caso #1.2

(modelo convencional com restrições na análise pós-otimização). Todavia, os custos de equipamentos associados com o método proposto (Caso #2) são cerca de 51% maiores com relação ao modelo convencional (Caso #1.2). Aparentemente, este resultado parece indicar que o método proposto não é eficaz com relação ao custo com relação a metodologia convencional. No entanto, a eficiência de uma estratégia de mitigação ou alternativa de projeto não deve considerar somente o custo de instalação/manutenção dos dispositivos (seccionadoras e indicadores de falta), mas também os benefícios obtidos com a sua aplicação. Uma métrica para considerar estes dois aspectos é a relação custo/benefício. Desta forma, quanto menor (maior) for a relação custo benefício melhor (pior) será a alternativa de projeto ou técnica de mitigação. No problema de alocação de chaves e indicadores a relação custo benefício é dada pelo quociente entre os custos dos equipamentos e a redução no custo da confiabilidade (penalidades mais os custos de interrupção) com relação ao caso base. A partir da Tabela 5-6, tem-se que as relações custo/benefício para os casos #1.2 e #2 são dadas por:

1) Caso #1.2:

$$100\% \times \frac{55.602,78}{[(14.069.152,76 + 6.982.588,31) - (12.565.282,03 + 6.489.026,82)]} = 2,78\%$$

2) Caso #2:

$$100\% \times \frac{84.149,80}{[(14.069.152,76 + 6.982.588,31) - (10.633.788,19 + 6.058.607,88)]} = 1,93\%$$

Desta forma, pode-se concluir que o método proposto é mais eficaz que o modelo convencional (caso #1.2) com relação aos custos de investimentos e benefícios obtidos. É importante ressaltar que não só as penalidades das concessionárias foram reduzidas, mas também os custos de interrupção para os consumidores. Além disso, a concessionária terá um benefício secundário com a metodologia proposta: a melhoria da sua imagem diante dos consumidores, pois a concessionária estará pagando menos multas. Consequentemente, a concessionária poderá apresentar para os consumidores as melhorias obtidas nos índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica.

As Figuras 5-5 e 5-6 mostram as posições das chaves seccionadoras e dos indicadores de falta obtidas pelo modelo de alocação convencional no sistema RBTS para os casos 1.2 (sem restrições de rede) e 1.3 (com restrições de rede incluídas na otimização). Estas figuras mostram qualitativamente que a inclusão de restrições de rede causou um aumento nos custos dos equipamentos no valor próximo a 20%. Este aumento é devido ao fato de que as restrições de rede (limites de tensão e carregamento) impedem que grandes blocos de carga sejam transferidos para alimentadores adjacentes. Consequentemente, é necessário aumentar o número de equipamentos indicadores de falta (indicador de falta e chave automática) para localizar mais facilmente o local defeituoso, pois não há capacidade de transferência ilimitada (sem restrições) para transferir grandes blocos de carga. Desta forma, a melhoria na confiabilidade é realizada principalmente pela redução do tempo de localização e pela restauração à montante. É importante destacar que a restauração à montante é beneficiada pela alocação de chaves automáticas visto que estas chaves isolam a falta sem a necessidade das equipes de campo realizarem a abertura manual de chaves. Além disso, as chaves automáticas reduzem o tempo de localização da falta.

A relação de custo/benefício para o caso #1.3 é dada por:

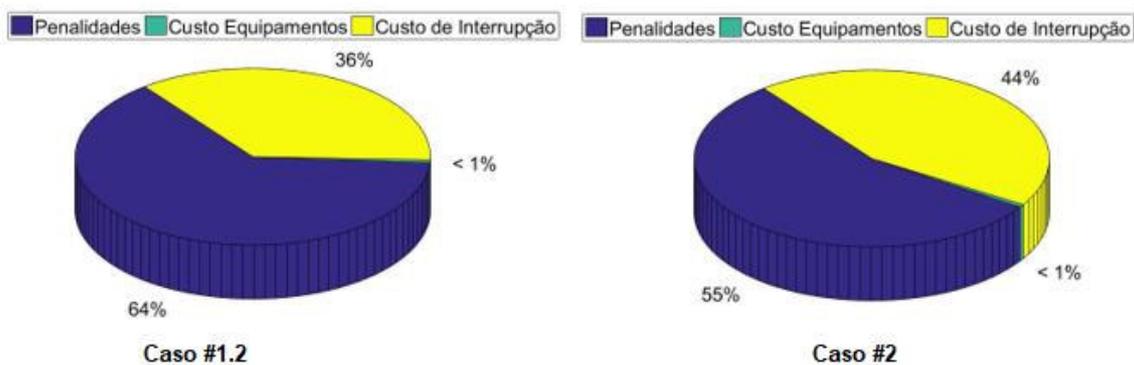
$$100\% \times \frac{66.680,72}{[(14.069.152,76 + 6.982.588,31) - (11.646.550,83 + 6.174.822,69)]} = 2,064\%$$

O caso #1.3 obteve uma relação custo benefício melhor que o caso #1.2. No entanto, a relação custo benefício do caso #1.3 é pior que a do caso #2. Este resultado é devido ao caso #1.3 estar associado com um problema de otimização biobjetivo (custos de interrupção e de instalação de equipamentos), enquanto o caso #2 está relacionado com um problema de otimização tri-objetivo (penalidades, custos de interrupção e de instalação de equipamentos). Desta forma, observa-se que há a necessidade de adicionar a minimização das penalidades para aumentar os benefícios das concessionárias, isto é, a redução nas perdas de receita pela diminuição na incidência de multas. Para fins de comparação entre os resultados obtidos, será utilizado o caso #1.2, pois este é o modelo convencional utilizado na literatura sobre alocação de chaves e indicadores de falta. Na verdade, o caso #1.3 é

uma versão aprimorada do modelo convencional de alocação de chaves e indicadores de falta proposto nesta dissertação.

A Figura 5-8 ilustra as parcelas do custo total (interrupção, equipamentos e penalidades) associados com as metodologias de alocação convencional e proposta. A partir desta figura, pode-se observar que a metodologia proposta reduziu a parcela associada com as penalidades, pois as penalidades foram incluídas de forma explícita na função objetivo proposta. Adicionalmente, pode-se observar que o custo dos equipamentos representa uma pequena parcela do custo total. Devido a isso, ambos os métodos de alocação obtiveram relações custo benefício inferiores a 100%. Todavia, a relação da técnica proposta é menor que a da convencional.

Figura 5-8: Parcelas do custo total para as metodologias de alocação convencional (Caso



#1.2) e proposta (Caso #2).

A redução na penalidade e a baixa relação custo benefício associadas com a alocação proposta são devido à redução significativa no valor de DEC com relação a metodologia convencional. É importante lembrar que baixos valores de DEC resultam em bônus (penalidades negativas) para a concessionária. A técnica de alocação proposta pode capturar este aspecto, mas a alocação convencional é incapaz de reconhecer os bônus, pois a penalidade resultante (penalidade menos os bônus) não é considerada na função objetivo. O efeito da redução do DEC em direção à zona de bônus pode ser observado na Figura 5-9. Esta figura mostra as distribuições de probabilidade individuais do índice DEC para os casos 0, 1.2 e 2.0 no décimo quinto ano do período de estudo (último ano). A partir desta figura, pode-se observar que a distribuição de probabilidade do índice DEC associada com a alocação proposta está mais deslocada para a esquerda (em direção ao DEC nulo) e

possui cauda (extremidade à direita) mais achatada do que as distribuições de probabilidade dos casos #0 e #1.2. Estes fatos indicam que o modelo de alocação proposto tende a obter valores do DEC muito menores que os do modelo convencional de alocação.

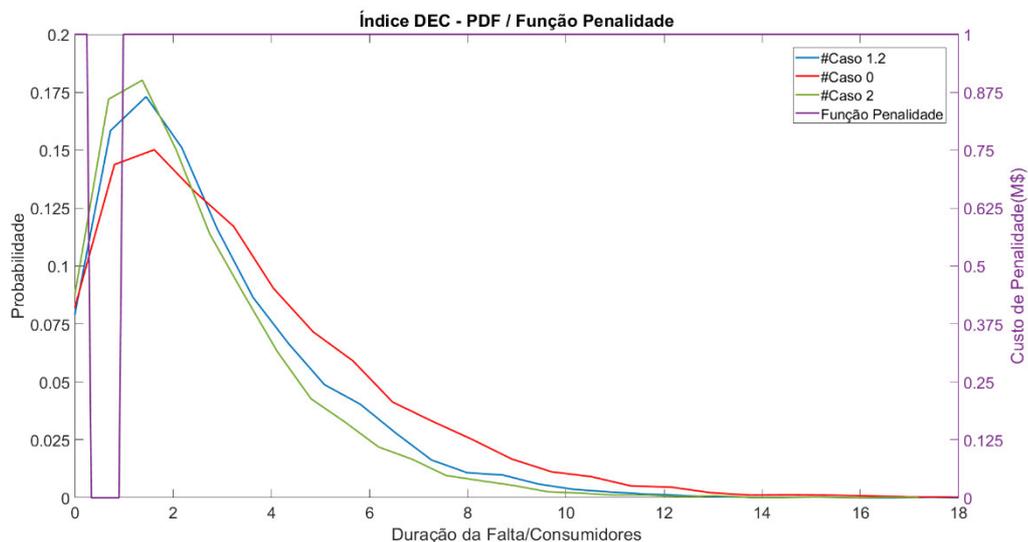


Figura 5-9: Distribuições de probabilidade do DEC para os casos #0, #1.2 e #2 .

Uma análise quantitativa da redução no valor do DEC em direção à zona de bônus é mostrada na Tabela 5-9. Esta tabela mostra os valores das probabilidades das zonas de bônus associadas com os casos #0, #1.2 e #2 para cada ano período de quinze anos. A partir da Tabela 5-9, pode-se observar que o valor médio da probabilidade da zona de bônus para caso #2 é maior que aqueles associados com os casos #0 e #1.2.

Tabela 5-9: Probabilidades anuais da zona de bônus para os casos #0, #1.2 e #2.

Nº do Ano	Probabilidades das Zonas de Bônus (%)		
	Caso #0	Caso #1.2	Caso #2
1	4.35	4.96	6,16
2	4.45	4.79	6.31
3	3.89	4.37	5.79
4	4.36	4.84	5.85
5	4.06	4.62	5.69
6	4.24	4.99	5.43
7	4.26	5.02	5.87
8	4.22	4.96	5.58
9	4.24	5.07	5.69
10	4.59	4.68	5.56
11	4.38	5.18	5.68
12	4.32	4.70	5.76
13	4.47	4.92	5.29
14	4.46	4.79	5.61
15	4.29	4.75	6.11
Média	4.30	4.84	5.76

5.4.2. Análise dos Casos #3 e #4 (Modelos Alternativos)

Como foi visto na última seção, o modelo de alocação proposto é capaz de obter reduções nas penalidades e nos custos de interrupção com uma relação custo benefício baixa. Todavia, o modelo proposto possui alto custo computacional para estimar as penalidades devido ao uso da SMC. Nesta dissertação foram propostos modelos alternativos baseados nas distribuições Lognormal (caso #4) e de Pearson (caso #3) para reduzir o custo computacional do método proposto para a alocação de chaves e indicadores de falta. Desta forma, será realizada uma avaliação dos tempos de CPU e da acurácia dos modelos alternativos com relação ao modelo exato baseado na SMC (caso #2).

As Figuras 5-10 e 5-11 mostram as alocações das chaves e dos indicadores de falta no RBTS barra 4 obtidas pelos modelos alternativos baseados nas distribuições

de Pearson (Caso #3) e Log-normal (Caso #4), respectivamente. Os custos referentes a estas alocações são apresentados na Tabela 5-10.

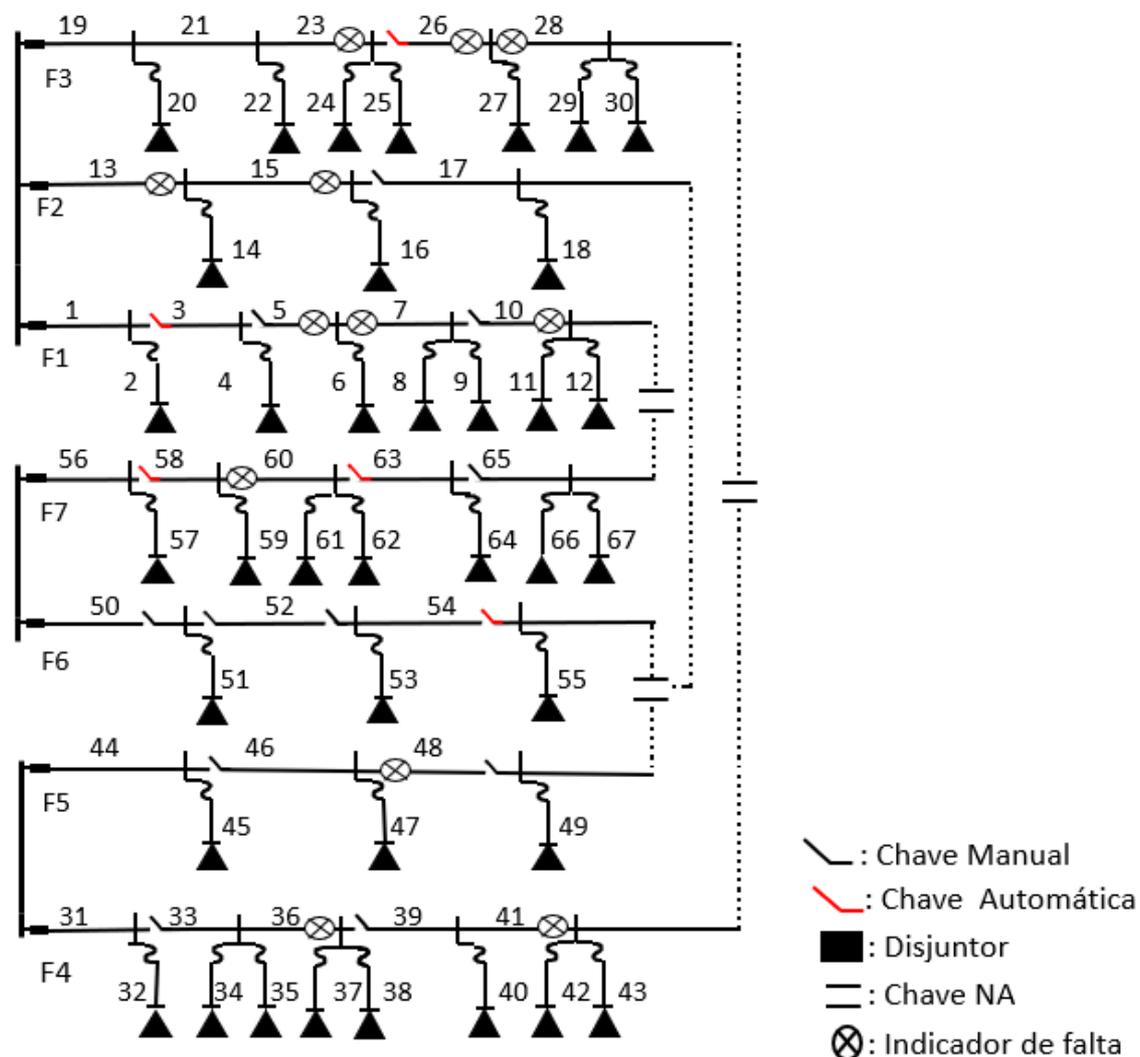


Figura 5-10: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #3 (modelo alternativo baseado na distribuição de Pearson).

Tabela 5-10: Custos associados aos casos #2, #3, e #4

Custos (USD)	Caso #2 (Sim. Monte Carlo)	Caso #3 (Dist. Pearson)	Caso #4 (Dist. Log-Normal)
Equipamentos	84.149,80	87.345,36	59.437,45
Interrupção	6.058.607,88	6.004.512,30	6.089.791,20
Penalidades	10.633.788,19	10.111.495,37	10.973.016,60
TOTAL	16.776.545,87	16.203.353,03	17.122.245,25

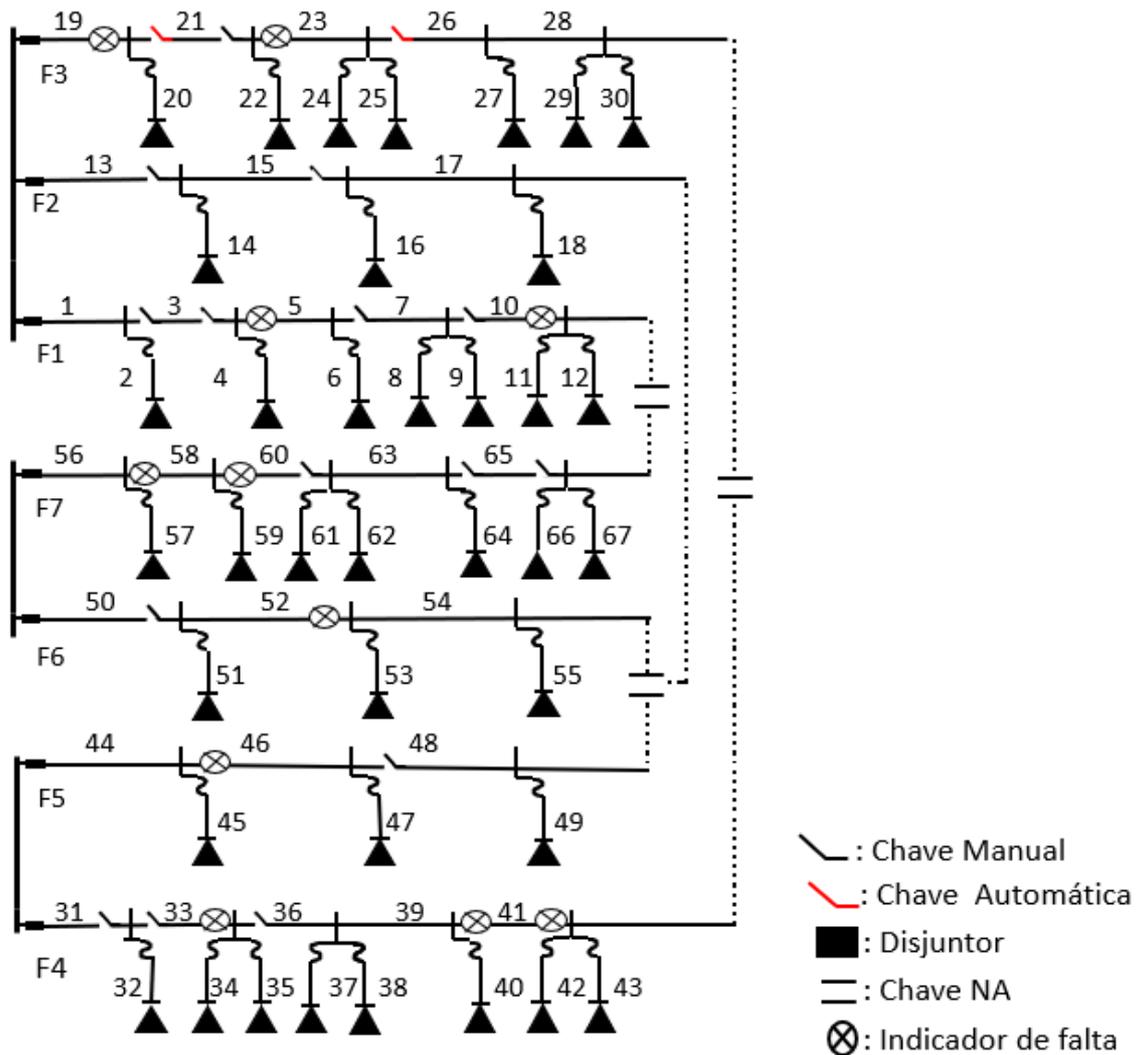


Figura 5-11: Alocação dos dispositivos na rede elétrica no Caso #4 (modelo alternativo baseado na distribuição Log-normal).

A partir da Tabela 5-10, pode-se concluir que os custos referentes aos modelos alternativos baseados nas distribuições de Pearson e Log-Normal tem boa precisão com relação aos custos calculados via SMC. Por exemplo, os erros relativos percentuais (com relação a SMC) associados com os custos das penalidades obtidos pelos modelos alternativos de Pearson e Log-Normal são iguais a 4,6% e 2,2%, respectivamente. Além disso, os erros relativos percentuais associados com os custos totais para os modelos alternativos de Pearson e Log-Normal são iguais a 2,5% e 1,26%, respectivamente.

É também importante avaliar a precisão dos modelos alternativos com base nas distribuições de probabilidade do índice DEC, pois é esta distribuição que

determina os valores das penalidades. As distribuições de probabilidade do índice DEC, para o décimo quinto ano do período de estudo, associadas com os casos de estudo #2 (SMC), #3 (Pearson) e #4 (Log-Normal) são mostradas na Figura 5-12. A partir desta figura, pode-se observar que as distribuições dos modelos alternativos, baseados nas distribuições de Pearson e Log-Normal, possuem boa aderência com relação a distribuição obtida através da SMC. Em outras palavras, as distribuições do DEC geradas pelos modelos alternativos têm boa qualidade de ajuste (“Goodness of Fitness”) com respeito a distribuição do DEC produzida pela SMC.

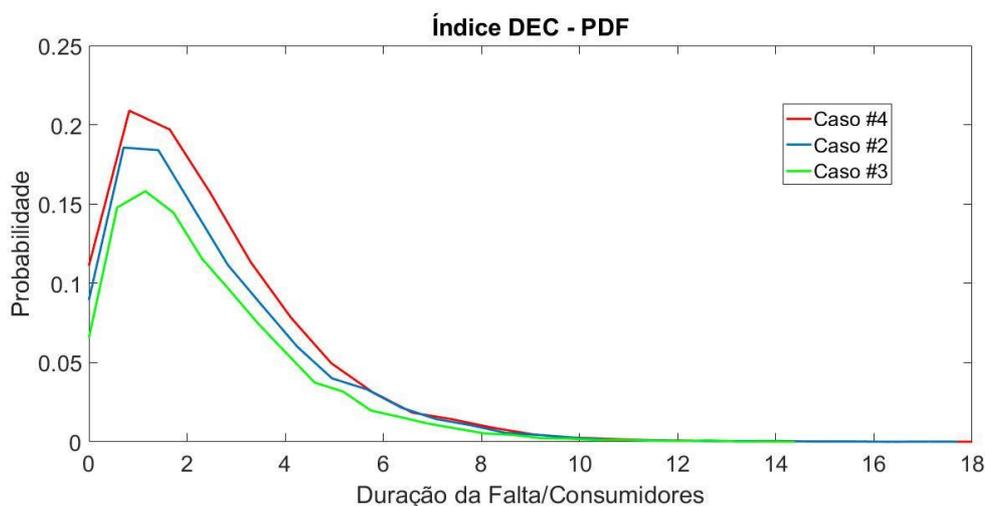


Figura 5-12: Distribuições de Probabilidade do DEC obtidas via SMC, Pearson e Log-Normal para o décimo quinto ano do período de estudo.

Uma avaliação quantitativa da precisão dos modelos alternativos com relação a SMC é apresentada na Tabela 5-11. Esta tabela mostra algumas estatísticas dos índices DEC obtidos através da SMC e dos modelos alternativos. Os valores entre parênteses mostrados na Tabela 5-11 são os erros relativos percentuais das estatísticas com relação a SMC. A partir desta tabela, pode-se observar que as estatísticas dos modelos alternativos são muito precisas com relação aquelas calculadas através da SMC. Por exemplo, os erros relativos dos desvios padrões calculados pelos modelos alternativos baseados nas distribuições de Pearson e Log-Normal são iguais a 4% e 1,5%, respectivamente.

Tabela 5-11: Estatísticas associadas com o DEC para a SMC e com os modelos alternativos para o 15º ano.

Estatística	Método Usado para Estimar o DEC		
	SMC	Subst./Pearson	Subst./Log-Normal
Média	2,80 (0%)	2,69 (4%)	2,84 (1,5%)
Desvio Padrão	2,02 (0%)	1,94 (4%)	1,99 (1,5%)
Quartil Inferior	1,33 (0%)	1,29 (3%)	1,38 (3,7%)
Mediana	2,31 (0%)	2,23 (3,5%)	2,39 (3,5%)
Quartil Superior	3,77 (0%)	3,61 (4,2%)	3,81 (1%)

A principal força motriz para o desenvolvimento dos modelos alternativos foi a redução no custo computacional do método proposto para a alocação de chaves e indicadores de falta. Desta forma, é muito importante mostrar que este objetivo foi alcançado na prática. A Tabela 5-12 mostra os tempos de CPU, os ganhos e as reduções percentuais, com relação a SMC, associados com os modelos alternativos e com a SMC. Os resultados apresentados nesta tabela foram obtidos na seguinte plataforma computacional: computador com processador Intel Core i5-7200U de 2.5 GHz, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10. Essa tabela demonstra quantitativamente que os modelos alternativos podem obter reduções expressivas nos custos computacionais do método de alocação de chaves proposto. Por exemplo, o modelo alternativo é cerca de quatro vezes mais rápido que a SMC e obteve uma redução de cerca de 77% no custo computacional com relação a SMC.

Tabela 5-12: Tempos computacionais associados com a SMC e com os modelos alternativos.

Método	Tempo (seg.)	Ganho	Redução (%)
SMC	28.376,71	1	100
Subst./Pearson	6.668,74	4	76
Subst./Log-Normal	6.392,68	4	77

As fronteiras Pareto para os casos de estudo #2, #3 e #4 são mostradas nas Figuras 5-12, 5-13 e 5-14, respectivamente.

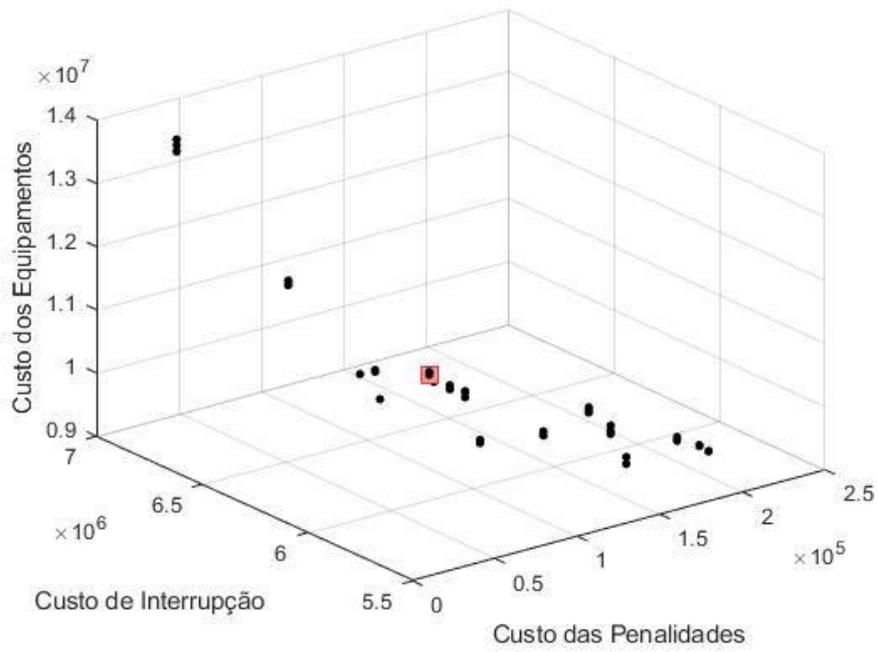


Figura 5-13: Superfície Pareto para o caso #2.

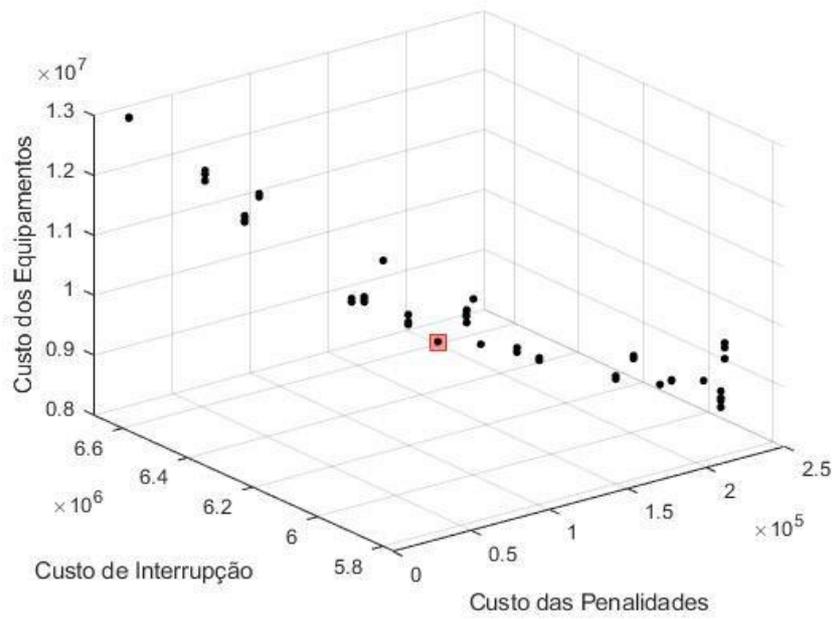


Figura 5-14: Superfície Pareto para o caso #3.

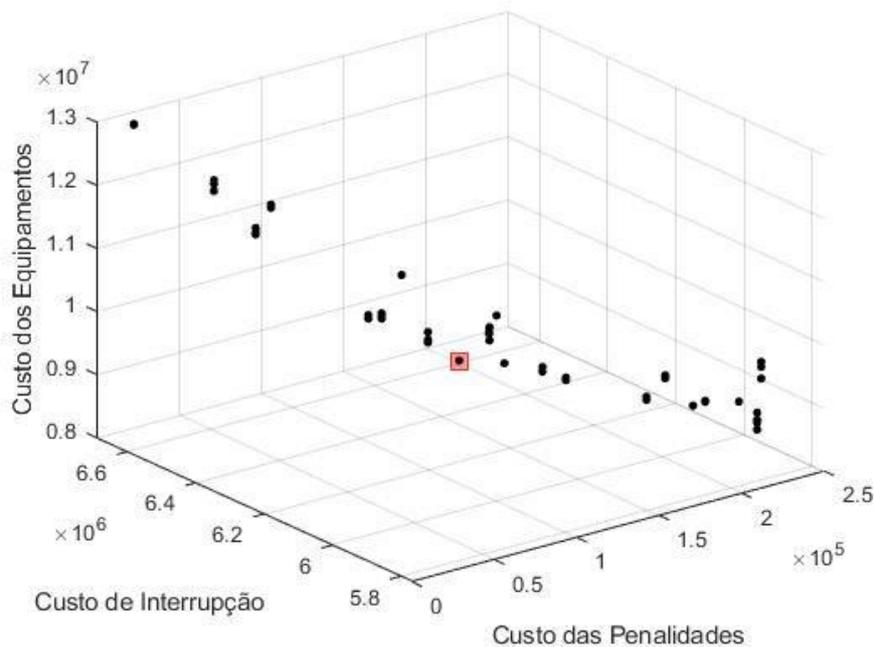


Figura 5-15: Superfície Pareto para o caso #4.

As superfícies de Pareto mostradas nas Figuras 5-13, 5-14 e 5-15 contém cinquenta respostas distribuídas no espaço tridimensional definido pelos custos dos equipamentos, interrupção e penalidades. Cada resposta gera resultados diferentes das restantes com relação aos três objetivos. As soluções ótimas utilizadas nesta dissertação estão destacadas em cada figura por quadrados vermelhos. Estas soluções ótimas foram identificadas usando-se o método máximo-mínimo. As soluções ótimas identificadas estabelecem um compromisso entre o investimento e as reduções nos custos de penalidades e interrupções.

Analisando as figuras da superfície de Pareto, percebe-se que ainda há como reduzir as penalidades e o custo das interrupções. No entanto, o valor de investimento aumenta. Portanto, precisa-se analisar até que ponto os investimentos tornam-se lucrativos e não excessivos.

A Tabela 5-13, mostra a distribuição dos equipamentos instalados na rede elétrica de acordo com o método de solução. A partir desta tabela, pode-se concluir que a distribuição dos equipamentos na rede elétrica mostra o mesmo padrão entre os três métodos: predominância das chaves manuais e indicadores de falta com relação às automáticas. Por exemplo, os percentuais de chaves manuais e

indicadores de falta instaladas pelos métodos de SMC, Pearson e Log-Normal são iguais a: 80%, 82% e 93%, respectivamente. Este padrão é devido ao custo desses dispositivos serem inferiores aos das chaves automáticas.

Tabela 5-13: Quantidade de dispositivos inseridos na rede nos três métodos.

Componente	SMC	Pearson	Log-Normal
Chaves automáticas	5	5	2
Chaves Manuais	10	11	15
Indicadores de Falta	11	12	11

A Tabela 5-14 mostra o número de dispositivos instalados para cada alimentador do sistema e algumas características dos alimentadores, por exemplo: o número de consumidores e a carga. A partir da Tabela 5-14, pode-se observar que os alimentadores do RBTS têm características diferentes. Portanto, a disposição dos equipamentos ao longo das seções dos alimentadores rede de distribuição varia de acordo com essas características. Por exemplo, pode-se notar que nos alimentadores em que existe maior número de consumidores estão alocados mais dispositivos. Este resultado é devido ao fato de quanto maior número de consumidores de um alimentador maior será o seu impacto (fator de participação) no DEC do sistema. Este fato pode ser verificado expressando-se o DEC em função dos DEC dos --- alimentadores individuais como se segue:

Tabela 5-14: Quantidade de dispositivos inseridos por alimentador para os três métodos de alocação propostos

Característica do Alimentador			Caso		
Nº	Nº de cons.	Carga (MW)	#2	#3	#4
1	1100	3,51	7	6	6
2	3	3,5	2	3	2
3	1080	3,465	5	4	5
4	1300	4,01	4	4	6
5	3	3,0	2	3	2
6	3	3,5	3	4	2
7	1290	3,595	5	4	5

$$\begin{aligned}
E[DEC] &= \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} E[DIC_i] \times N_i^{cons}}{N_{tot}^{cons}} \\
E[DEC] &= \frac{\sum_{i=1}^{N^{al}} \sum_{j \in \mathcal{A}_i} E[DIC_i] \times N_i^{cons}}{N_{tot}^{cons}} \\
E[DEC] &= \frac{\sum_{i=1}^{N^{al}} N_i^{CA} \times \frac{\sum_{j \in \mathcal{A}_i} E[DIC_i] \times N_i^{cons}}{N_i^{CA}}}{N_{tot}^{cons}} \\
E[DEC] &= \frac{\sum_{i=1}^{N^{al}} N_i^{CA} \times E[DEC_i^{al}]}{N_{tot}^{cons}}
\end{aligned}$$

Onde:

N^{al} é o número de alimentadores do sistema;

\mathcal{A}_i é o conjunto de pontos de carga associados com o alimentador i ;

N_i^{CA} é o número de consumidores do alimentador i ;

$E[DEC_i^{al}] = \frac{\sum_{j \in \mathcal{A}_i} E[DIC_i] \times N_i^{cons}}{N_i^{CA}}$ é o valor esperado do DEC para o alimentador i .

A última equação demonstra que os fatores de participação dos índices DEC dos alimentadores individuais com relação ao DEC sistêmico são iguais aos quocientes entre os seus números de consumidores dos alimentadores e o número de consumidores do sistema. Desta forma, quanto maior for o número de consumidores em um alimentador maior será a redução no DEC sistêmico resultante de uma diminuição (melhoria) no DEC deste alimentador.

Por outro lado, os alimentadores 2, 5 e 6 possuem menos equipamentos instalados devido ao menor número de consumidores. Contudo, as cargas destes alimentadores são próximas aos valores dos outros alimentadores. Portanto, a instalação dos equipamentos nestes alimentadores foi influenciada (orientada) pela minimização dos custos das interrupções que são funções do pico de carga.

6. CONCLUSÃO

6.1. Problema Investigado

Nas seções precedentes foram apresentados modelos probabilísticos e determinísticos para realizar a alocação de indicadores de falta e chaves manuais e automáticas em redes de distribuição de energia elétrica. Esta alocação foi realizada com o objetivo de maximizar a confiabilidade e minimizar os custos de investimentos associados com as chaves e os indicadores de falta. O modelo proposto para alocação destes equipamentos se baseia na combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência para redes radiais, algoritmos genéticos, SMC (Simulação Monte Carlo) e modelos alternativos baseados nas distribuições de probabilidade de Pearson e Log-Normal.

6.2. Principais Realizações e Contribuições

As principais contribuições desta dissertação para a solução do problema de alocação de chaves e indicadores de falta são:

- a) Alocação de equipamentos orientada para a minimização das penalidades devido a violações nas metas para o índice DEC.
- b) Inclusão de restrições de rede (limites de tensão e de carregamento) no método de estimação dos índices de confiabilidade que é usado na alocação ótima de chaves e indicadores de falta.
- c) Utilização de modelos alternativos para reduzir o custo computacional do modelo de alocação proposto.

6.3. Aplicações Práticas

A aplicação dos conceitos e técnicas propostos para a alocação de chaves e indicadores de falta foi apresentada no Capítulo 5. Estas aplicações práticas foram realizadas através de estudos no sistema RBTS barra 4 para estudos de confiabilidade em redes de distribuição (BILLINTON et al., 1991). Foram definidos casos de estudo neste sistema teste para avaliar a precisão, custo computacional e a eficácia dos modelos propostos (SMC e modelos alternativos) para a alocação de

chaves e dispositivos indicadores de falta. As principais conclusões obtidas com os testes podem ser resumidas da seguinte forma:

- a) As restrições de rede associadas com restrições de tensão e carregamento tem grande impacto nas penalidades devido às transgressões nas metas para o índice DEC e nos custos de interrupção para as classes consumidoras.
- b) Os índices de confiabilidade obtidos por modelos convencionais de alocação de chaves e indicadores de falta são significativamente degradados quando as restrições de rede são excluídas do modelo de otimização.
- c) A alocação de chaves e indicadores de falta obtida pela metodologia proposta obteve reduções significativas nas penalidades e nos custos de interrupção. Estas reduções foram maiores que os custos de investimentos na rede associados com a instalação e manutenção de equipamentos. Desta forma, pode-se concluir que a metodologia proposta é eficaz com relação a razão custo/benefício, pois a razão obtida pela técnica proposta é inferior a unidade.
- d) Os modelos alternativos baseados nas distribuições de Pearson e Log-Normal demonstraram boa precisão e reduções expressivas no tempo de CPU com relação a SMC.

6.4. Sugestões para trabalhos futuros

O tema principal desta dissertação foi a Alocação de Chaves e Dispositivos de Localização de Falhas. O futuro da pesquisa neste tema está centrado na proposição de modelos e técnicas computacionais para representar de forma mais precisa o comportamento da rede de distribuição e estimar os índices de confiabilidade com baixo custo computacional. Desta forma, sugere-se os seguintes tópicos de estudo para trabalhos futuros:

- a) Modelagem de incertezas dependentes da cronologia: inclusão de variações sazonais na carga e na geração distribuída renovável através do uso da SMC sequencial.

- b) Redução dos custos computacionais da SMC sequencial através da utilização de técnicas de entropia cruzada (Leite da Silva et al., 2015; Leite da Silva et al., 2017).
- c) Estimação de índices de confiabilidade associados com falhas momentâneas, tais como o MAIFI (“Momentary Average Interruption Frequency Index”).
- d) Estimação de índices de confiabilidade associados com dias críticos, tais como o DICRI (Duração da Interrupção ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão). O dia Crítico é definido como o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. Este número excessivo de interrupções pode ser causado por desastres naturais, tais como: enchentes, incêndios florestais, ciclones, etc.

7. REFERÊNCIAS

- Abido, M. A. (2003). Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithms. *IEEE transactions on power systems*, 18(4), 1529-1537.
- Allan, R. N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., & So, K. S. (1991). A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results. *IEEE Transactions on Power systems*, 6(2), 813-820.
- Alves, H. N., & de Sousa, R. S. (2014, December). A multi-population genetic algorithm to solve multi-objective remote switches allocation problem in distribution networks. In 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence for Engineering Solutions (CIES) (pp. 155-162). IEEE.
- Azrulhisham, E. A., Zakaria, K. P., Samizee, A., & Juhari, M. B. M. (2002, February). Pearson system distribution approximation in wind energy potential analysis. In 2012 2nd International Conference on Future Environment and Energy (ICFEE 2012), (Vol. 28, pp. 61-65).
- Agência Nacional de Energia Elétrica- ANEEL (2009). "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica", Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>, Acesso em: 11 setembro 2019.
- Antonio, L. M., & Coello, C. A. C. (2015, May). A non-cooperative game for faster convergence in cooperative coevolution for multi-objective optimization. In 2015 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC) (pp. 109-116). IEEE.
- Baran, M. E. e Wu, F. F. (1989). Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balance, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 4, No. 2, pp. 1401-1407.
- Baran, M. E., & Wu, F. F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Power Engineering Review*, 9(4), 101-102.
- Billinton, R., & Allan, R. N. (1988). Reliability assessment of large electric power systems, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer.

Billinton, R.; Allan, R. N.; Sjarief, I.; Goel, L.; So, K. S., (1991). A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results. *IEEE Transactions on Power Systems*, Maio, pp. 813-820.

Billinton, R., & Allan, R. N. (1996). *Reliability evaluation of power systems*. New York: Springer.

Billinton, R., & Allan, R. N. (1992). *Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and Techniques*. New York: Springer.

Billinton, R. e Li, W. (1994). *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: Springer

Bollen, M. H. (2000). Understanding power quality problems. In *Voltage sags and Interruptions*. IEEE press.

Brown, R. E. (2017). *Electric power distribution reliability*. CRC press.

Brown, R. E., & Burke, J. J. (2000). Managing the risk of performance-based rates. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(2), 893-898.

Byun, J., Hong, I., Kang, B., & Park, S. (2011). A smart energy distribution and management system for renewable energy distribution and context-aware services based on user patterns and load forecasting. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, 57(2), 436-444.

Capelini, R. M., Ferraz, G. M., Salustiano, R., Neto, E. T., Pereira, M. L., Oliveira, Â. R., & Testi, R. D. (2016, September). Methodology for fast fault location in overhead distribution networks by the application of temporary georeferenced fault indicators. In *2016 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)* (pp. 1-4). IEEE.

Coelho, A., De Castro, C. L. C., Da Silva, M. G., & Rodrigues, A. B. (2006). Inclusion of voltage drop and feeder loading constraints in the evaluation of reliability indices for radial distribution networks. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 153(6), 661-669.

Dashti, R., & Sadeh, J. (2011, October). Fault indicator allocation in power distribution network for improving reliability and fault section estimation. In 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (Vol. 2, pp. 1406-1411). IEEE.

de Assis, L. S., Vizcai, J. F., Usberti, F. L., Lyra, C., Cavellucci, C., & Von Zuben, F. J. (2014). Switch allocation problems in power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), 246-253.

Deb, K., Anand, A., & Joshi, D. (2002). A computationally efficient evolutionary algorithm for real-parameter optimization. *Evolutionary computation*, 10(4), 371-395.

Li, W., Wang, P., Li, Z., & Liu, Y. (2004). Reliability evaluation of complex radial distribution systems considering restoration sequence and network constraints. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(2), 753-758.

MAMEDE FILHO, J. (1994). "Manual de Equipamentos Elétricos", Vol. 2, 2ª Ed., LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora SA.

Meliopoulos, A. S., Polymeneas, E., Tan, Z., Huang, R., & Zhao, D. (2013). Advanced distribution management system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4), 2109-2117.

Farhangi, H. (2009). The path of the smart grid. *IEEE power and energy magazine*, 8(1), 18-28.

Farajollahi, M., Fotuhi-Firuzabad, M., & Safdarian, A. (2019a). Sectionalizing switch placement in distribution networks considering switch failure. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(1), 1080-1082.

Farajollahi, M., Fotuhi-Firuzabad, M., & Safdarian, A. (2019b). Simultaneous placement of fault indicator and sectionalizing switch in distribution networks. *IEEE Transactions on SmartGrid*, 10(2), 2278-2287.

Galias, Z. (2019, March). Tree Structure Based Algorithm for Multiobjective Optimization of Switch Allocation in Radial Distribution Networks. In 2019 IEEE PES

GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia) (pp. 837-841).
IEEE.

Gedemer, C. (2002). Reliability simulation shows results. *IEEE Computer Applications in Power*, 15(3), 39-43.

Wah, B. W. (2009). *Wiley encyclopedia of computer science and engineering*. John Wiley,

Golestani, S., & Tadayon, M. (2011, May). Optimal switch placement in distribution power system using linear fragmented particle swarm optimization algorithm preprocessed by GA. In *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (pp. 537-542). IEEE.

Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*. 3^a Ed., CRC Press.

Hahn, G. J., & Shapiro, S. S. (1967). *Statistical models in engineering* (No. TA340 H3).

Inteligentes, C. R. E. (2012). *Contexto Nacional*. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos, 16, 172.

International energy agency - IEA. *Technology roadmaps smart grids*. Paris, 2011^a.

KERSTING, W. W. (2001). "Distribution System Modeling and Analysis", CRC Press.

Kun, Y., Xinyi, Z., Chen, X., & Lijie, W. (2016, October). Study on the dynamic optimal allocation of distribution network switches considering the uncertainty of source-network-load. In *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)* (pp. 2153-2157). IEEE.

LAHCENE, B. (2013). On Pearson families of distributions and its applications. *African Journal of Mathematics and Computer Science Research*, v. 6, n. 5, pp. 108-117.

Lei, S., Wang, J., & Hou, Y. (2017). Remote-controlled switch allocation enabling prompt restoration of distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3129-3142.

Linl, Z., Yongliang, L., Yong, S., Yongduan, X., Lisheng, L., & Xin, J. (2018, September). *Fault Type Recognition of Over-head Lines of Distribution Networks Based on Fault*

Indicator Waveform Data. In 2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED) (pp. 1444-1448). IEEE.

Liu, Y., Wang, Z., Meng, X., & Sheng, W. (2011, September). Distribution network planning considering distributed generations based on genetic algorithm. In 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference (Vol. 3, pp. 42-45). IEEE.

Luzia, L. F., & Rodrigues, M. C. (2009). Estudo sobre as Metaheurísticas. Instituto de Matemática e Estatística da Universidade de São Paulo (IME-USP). São Paulo.

Meera, P. S., & Hemamalini, S. (2017). Optimal siting of distributed generators in a distribution network using artificial immune system. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 7(2), 641.

Miller, S., & Childers, D. (2012). *Probability and random processes: With applications to signal processing and communications*. Academic Press.

Monticelli, A. J. (1983) *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher.

Moskwa, S., Koziel, S., Siłuszyk, M., & Galias, Z. (2018, September). Multiobjective optimization for switch allocation in radial power distribution grids. In 2018 International Conference on Signals and Electronic Systems (ICSES) (pp. 157-160). IEEE.

Pan, Z. (2003). Electric Distribution System Risk Assessment Using Reliability Index Probability Distributions (Master dissertation, University of Saskatchewan).

Pinheiro, J. M. S. (2006). Introdução às redes de supervisão e controle. http://www.projetoderedes.com.br/artigos/artigo_redes_de_supervisao_e_controle.php. Acesso em, 7, 04-14.

Pratt, A., Baggu, M., Ding, F., Veda, S., Mendoza, I., & Lightner, E. (2019, July). A Test Bed to Evaluate Advanced Distribution Management Systems for Modern Power Systems. In IEEE EUROCON 2019-18th International Conference on Smart Technologies (pp. 1-6). IEEE.

Rajicic D. e Taleski R. (1998). Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis, *Electric Power Systems Research*, Vol. 48, No. 2, pp. 79-87.

Rao, S. S. (2009) *Engineering Optimization: Theory and Practice*. John Wiley & Sons, 4^a Ed., Hoboken, New Jersey.

R. Billinton and R. N. Allan, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", New York: Springer, 1988.

Silva, A. M. L., Cassula, A. M., & Sacramento, C. E. (2002, September). Reliability evaluation of distribution systems under load transfer restrictions. In 7th PMAAPS-Probabilistic Methods Applied to Power Systems Conference (Vol. 1, pp. 9-14).

Silva, A. M. L., Castro, J. F. C. Gonzalez-Fernandez, R. A. (2015). Spinning Reserve Assessment Under Transmission Constraints Based on Cross-Entropy Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. PP, p. 1-9.

Silva, A. M. L., Castro, J. F. C.; Billinton, R. (2017). Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 99, p. 1-1.

Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., & Luo, G. X. (1988). A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. *IEEE Transactions on power systems*, 3(2), 753-762.

Stagg, G. W. and El-Abiad, A. H. (1968). *Computer Methods in Power System Analysis*, McGraw-Hill.

Teng, J. H., Huang, W. H., & Luan, S. W. (2014). Automatic and fast faulted line-section location method for distribution systems based on fault indicators. *IEEE Transactions on Power systems*, 29(4), 1653-1662.

Ticona, W. G. C., & Delbém, A. C. B. (2008). Algoritmos evolutivos para otimização multiobjetivo. Relatório técnico. Notas Didáticas do ICMC-USP, 76.

VIEIRA, C. H. D. S. (2012). ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Flórida: Wikimedia Foundation. Disponível em: <<https://en.wikipedia.org/wiki/Cumulante>>. Acesso em: 28 DEZEMBRO 2019 (2013). CUMULANTE.

Wu, B., & Wang, L. (2010, August). Application of SOA-based Business Process Management in Outage Management System. In The 6th International Conference on Networked Computing and Advanced Information Management (pp. 103-106). IEEE.

Zitzler, E., & Thiele, L. (1999). Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength Pareto approach. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 3(4), 257-271.

Zitzler, E., & Thiele, L. (1998). An evolutionary algorithm for multiobjective optimization: The strength pareto approach. *TIK-report*, 43.

Zhang, L., Zhang, K., & Zhang, G. (2016, October). Power distribution system reconfiguration based on genetic algorithm. In 2016 IEEE Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC) (pp. 80-84). IEEE.