



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

MATEUS PEREIRA MARTIN

ESTRATÉGIAS ÓTIMAS PARA MANUTENÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

OPTIMAL STRATEGIES FOR THE MAINTENANCE ON  
POWER DISTRIBUTION NETWORKS

CAMPINAS

2016

MATEUS PEREIRA MARTIN

ESTRATÉGIAS ÓTIMAS PARA MANUTENÇÃO DE REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, na área de Automação.

ORIENTADOR: PROF. DR. CHRISTIANO LYRA FILHO.

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO DEFENDIDA PELO ALUNO MATEUS PEREIRA MARTIN E ORIENTADA PELO PROF. DR. CHRISTIANO LYRA FILHO.

CAMPINAS  
2016

**Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s):** CAPES

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

M363e Martin, Mateus Pereira, 1991-  
Estratégias ótimas para manutenção de redes de distribuição de energia elétrica / Mateus Pereira Martin. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Christiano Lyra Filho.  
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Pesquisa operacional. 2. Manutenção. 3. Confiabilidade. 4. Programação inteira. 5. Sistemas de potência. I. Lyra Filho, Christiano, 1951-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Optimal strategies for the maintenance on power distribution networks

**Palavras-chave em inglês:**

Operations research

Maintenance

Reliability

Integer programming

Power systems

**Área de concentração:** Automação

**Titulação:** Mestre em Engenharia Elétrica

**Banca examinadora:**

Christiano Lyra Filho [Orientador]

José Roberto Sanches Mantovani

Paulo Augusto Valente Ferreira

**Data de defesa:** 07-03-2016

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Elétrica

## Comissão Julgadora – Dissertação de Mestrado

**Candidato:** Mateus Pereira Martin.

**Data da Defesa:** 07 de março de 2016.

**Título da Dissertação:** Estratégias Ótimas para Manutenção de Redes de Distribuição de Energia Elétrica.

Prof. Dr. Christiano Lyra Filho (Presidente, FEEC /UNICAMP)

Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani (FEIS/UNESP)

Prof. Dr. Paulo Augusto Valente Ferreira (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AOS MEUS AMADOS PAIS, MAURO E NAIR.

---

## AGRADECIMENTOS

Antes de tudo, sou grato a meu Deus, mediante Jesus Cristo. Sou grato pela sua superabundante graça, por seu grande amor, e pela sua doce comunhão e consolação. Sou grato pela sua palavra, que é luz para minha vida e que me leva ao seu reino, e pela sua justiça. Minha vida busco dedicar ao meu Senhor.

Agradeço à minha amada família. Aos meus amados pais Mauro e Nair pelo amor, ensinamentos e exemplo. Aos meus amados irmãos João, Eduardo e Luiz pela história de vida e sonhos compartilhados. Às minhas amadas cunhadas Miriam, Fernanda e Juliana por embelezar nossa família e completá-la com meus amados sobrinhos Giovana, Samuel e os próximos.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Christiano Lyra Filho. Primeiramente, por me receber na FEEC/UNICAMP. E, principalmente, por compartilhar sua experiência, por aconselhar, e mostrar tanto entusiasmo pela boa cultura e pela carreira acadêmica, e por contribuir em minha formação.

Agradeço institucionalmente à FEEC/UNICAMP pela formação. E aos professores doutores Akebo Yamakami, Fernando Von Zuben, Romis Attux, Levy Boccato e Fábio Usberti por participarem desse processo. Aos professores doutores Luis Meira e Leonardo Duarte pelas atentas supervisões no programa de estágio docente. Em especial, aos professores doutores Antonio Moretti e Miguel Taube, que me mostraram a beleza da otimização.

Agradeço aos amigos. A Jorge, Camilla e Bruno, que são tão presentes, que converso com eles quando falo comigo mesmo. A Raphael, Bruno, Thais, Gabriela, Rebecca, Paula, Roberto, Luis e João que fizeram de minha graduação um lugar feliz. A amiga de guerra Ellen, Bacalhau, Hugo, Luciana, André, Alan e Clayton pela companhia e ajuda no LABORE. Aos queridos Takahashi, Flávia, Calistênia, Eduardo, Ailson, Lucas e Leonardo por tornar esse mestrado ainda mais especial.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

---

## RESUMO

As companhias de distribuição de energia precisam melhorar a confiabilidade de suas redes por meio do planejamento adequado de atividades de manutenção. O trabalho propõe uma metodologia de otimização através de modelos de Programação Linear Inteira Mista para planejar estratégias otimizadas de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica. A abordagem desenvolvida considera as características próprias desses sistemas, como a natureza radial das redes, a diversidade de equipamentos, os diferentes níveis de manutenção e os ciclos periódicos de planejamento. Dois modelos matemáticos são propostos aos problemas estudados. O primeiro modelo lida com o problema de gerar um conjunto de planos de manutenção para diferentes compromissos entre custo e confiabilidade, para cada uma das redes operadas pela companhia de distribuição. O segundo modelo lida com o problema de gerar planos de manutenção para a companhia de distribuição como um todo, ao selecionar de maneira ótima os planos previamente elaborados para o conjunto de redes da companhia. Os estudos de casos computacionais indicam a adequação da metodologia e perspectivas de aplicação em sistemas reais. A metodologia é capaz de obter soluções de melhor ou igual qualidade, e em tempo computacional compatível, em relação a outras abordagens registradas na literatura que lidam com redes de grande porte.

**Palavras-chave:** Pesquisa Operacional, Manutenção, Confiabilidade, Programação Inteira, Sistemas de Potência.

---

## ABSTRACT

The power distribution facilities need to improve the reliability of their networks through the proper planning of maintenance activities. This master thesis proposes an optimization methodology using Mixed Integer Linear Programming models to plan optimized maintenance strategies on power distribution networks. The developed approach considers the characteristics of these systems, such as the radial nature of networks, diversity of equipment, different levels of maintenance and periodic cycles of planning. Two mathematical models are proposed to the studied problems. The first model deals with the problem of generating a set of maintenance plans for different tradeoffs, between cost and reliability, for each of the networks operated by the distribution facility. The second model deals with the problem of generating maintenance plans for the distribution company as a whole, by selecting optimally the plans previously elaborated for all networks of the distribution facility. The computational case studies indicate the suitability of the methodology and application prospects in real systems. The method is able to achieve solutions with better or equal quality, in compatible computation time, compared with other approaches reported in the literature dealing with large networks.

**Keywords:** Operations Research, Maintenance, Reliability, Integer Programming, Power Systems.



---

## LISTA DE FIGURAS

2.1	Evolução da Função Manutenção. Fonte: Adaptado de Siqueira (2005). . .	20
2.2	Funções ilustrativas de confiabilidade. Fonte: Adaptado de Ebeling (1997).	26
2.3	Padrões de falha. Fonte: Adaptado de Moubray (1997). . . . .	28
2.4	Custos de confiabilidade do sistema. Fonte: Adaptado de Billinton & Allan (1996). . . . .	33
3.1	Representação gráfica de um sistema de distribuição malhado com operação radial. Fonte: Adaptado de De Assis et al. (2015). . . . .	41
3.2	Rede de distribuição de energia elétrica. Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015). . . . .	42
3.3	Rede de distribuição representada por seções. Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015). . . . .	43
3.4	Ciclo de vida de um componente. Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015).	47
3.5	Esboço do problema de nível global. Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015). . . . .	53
5.1	Rede 1 — plano do ano 1. . . . .	72
5.2	Rede 1 — plano do ano 2. . . . .	72
5.3	Rede 1 — plano do ano 3. . . . .	72
5.4	Planos de manutenção das redes 1, 2 e 3 e plano global desse grupo elétrico.	75
5.5	Planos de manutenção das redes 6, 7 e 8 e plano global desse grupo elétrico.	82

---

## LISTA DE TABELAS

2.1	Sequência de implementação de metodologia MCC. . . . .	30
5.1	Redes 1, 2 e 3 — Características. . . . .	70
5.2	Redes 1, 2 e 3 — Tipos de Equipamentos. . . . .	71
5.3	Redes 1, 2 e 3 — Intervalos de FEC. . . . .	71
5.4	Rede 1 — Resultados com HP = 3 anos. . . . .	73
5.5	Rede 2 — Resultados com HP = 3 anos. . . . .	73
5.6	Rede 3 — Resultados com HP = 3 anos. . . . .	74
5.7	Grupo Elétrico das Redes 1, 2 e 3 — Resultados. . . . .	74
5.8	Redes 1, 2, 3 e seu grupo elétrico — Características dos Modelos Matemáticos. . . . .	74
5.9	Redes 4 e 5 — Características. . . . .	76
5.10	Redes 4 e 5 — Tipos de Equipamentos. . . . .	77
5.11	Redes 4 e 5 — Intervalos de FEC. . . . .	77
5.12	Rede 4 — Resultados com HP = 1 ano. . . . .	78
5.13	Rede 4 — Resultados com HP = 3 anos. . . . .	78
5.14	Rede 5 — Resultados com HP = 1 ano. . . . .	78
5.15	Rede 5 — Resultados com HP = 3 anos. . . . .	79
5.16	Redes 4 e 5 — Características dos Modelos Matemáticos. . . . .	79
5.17	Redes 6, 7 e 8 — Características. . . . .	80
5.18	Redes 6, 7 e 8 — Tipos de Equipamentos. . . . .	81
5.19	Redes 6, 7 e 8 — Intervalos de FEC. . . . .	81
5.20	Redes 6, 7 e 8 — Características dos Modelos Matemáticos. . . . .	83

---

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>DEC</b>	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<b>FEC</b>	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
<b>LMRAP</b>	Modelo de Programação Linear Inteira Mista de Alocação de Recursos de Manutenção para o Problema de Nível Local
<b>MCC</b>	Manutenção Centrada em Confiabilidade
<b>MRAP</b>	Problema de Alocação Multi-critério e Hierárquica de Recursos de Manutenção
<b>PLIM</b>	Programação Linear Inteira Mista
<b>SDEE</b>	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
<b>ULMRAP</b>	Modelo de Programação Linear Inteira Mista de Alocação de Recursos de Manutenção para o Problema de Nível Global

---

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Apresentação do Trabalho</b>	<b>14</b>
1.1	Otimização e Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	15
1.2	Justificativa . . . . .	16
1.3	Contribuições da Pesquisa . . . . .	16
1.4	Estrutura do Trabalho . . . . .	17
<b>2</b>	<b>Introdução a Estratégias de Manutenção de Sistemas e de Redes de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>19</b>
2.1	Função Manutenção . . . . .	20
2.1.1	Conceitos e Definições sobre Manutenção . . . . .	21
2.1.2	Manutenção Centrada em Confiabilidade — MCC . . . . .	23
2.1.3	Indicadores de Confiabilidade de Sistemas Produtivos Gerais . . . . .	30
2.2	Confiabilidade em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica . . . . .	31
2.2.1	Confiabilidade e Custos de Manutenção em SDEE . . . . .	32
2.2.2	Mensuração das Falhas e a Otimização . . . . .	34
2.3	Discussões da Bibliografia do Problema de Alocação de Recursos de Manutenção em SDEE . . . . .	35
2.3.1	Abordagens Relacionadas . . . . .	36
2.3.2	Abordagens Gerais . . . . .	38
<b>3</b>	<b>Caracterização dos Problemas de Otimização de Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>40</b>
3.1	Redes de Distribuição de Energia Elétrica . . . . .	41
3.1.1	Seções da Rede de Distribuição . . . . .	43
3.2	Indicadores de Confiabilidade em SDEE . . . . .	43
3.3	Modelo de Taxas de Falhas . . . . .	46
3.4	A Abordagem de Usberti et al. (2015) . . . . .	48

3.4.1	MRAP de Nível Local . . . . .	49
3.4.2	MRAP de Nível Global . . . . .	52
3.5	Geração Distribuída em SDEE . . . . .	54
<b>4</b>	<b>Abordagens Exatas para os Problemas de Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>56</b>
4.1	Modelo Proposto ao Problema de Nível Local . . . . .	57
4.1.1	Modelo Linear Inteiro Equivalente . . . . .	58
4.1.2	Níveis de Manutenção . . . . .	60
4.1.3	Método Epsilon-Restrito ao Modelo de Nível Local . . . . .	62
4.2	Modelo Proposto ao Problema de Nível Global . . . . .	65
4.2.1	Modelo ao Problema de Nível Global . . . . .	65
4.2.2	Método Epsilon-Restrito ao Modelo de Nível Global . . . . .	66
4.3	Comentários . . . . .	67
4.3.1	Modelo de Taxas de Falha . . . . .	67
4.3.2	Horizonte de Planejamento . . . . .	68
<b>5</b>	<b>Estudo de Casos</b>	<b>69</b>
5.1	Experimento I . . . . .	70
5.1.1	Dados das Redes do Experimento I . . . . .	70
5.1.2	Exemplo ilustrativo do Experimento I . . . . .	71
5.1.3	Resultados do Experimento I . . . . .	71
5.1.4	Análise dos Resultados do Experimento I . . . . .	75
5.2	Experimento II . . . . .	76
5.2.1	Dados das Redes do Experimento II . . . . .	76
5.2.2	Resultados do Experimento II . . . . .	77
5.2.3	Análise dos Resultados do Experimento II . . . . .	79
5.3	Experimento III . . . . .	80
5.3.1	Dados das Redes do Experimento III . . . . .	80
5.3.2	Resultados do Experimento III . . . . .	81
5.3.3	Análise dos Resultados do Experimento III . . . . .	82
5.4	Comentários . . . . .	83
<b>6</b>	<b>Conclusões e Discussões</b>	<b>84</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>86</b>

---

## CAPÍTULO 1

---

# APRESENTAÇÃO DO TRABALHO

“Uma grande descoberta envolve a solução de um grande problema, mas há uma semente de descoberta na solução de qualquer problema. Seu problema pode ser modesto; porém, se ele desafiar a sua curiosidade e fizer funcionar a sua capacidade inventiva, e caso você o resolva sozinho, então você poderá experimentar a tensão e o prazer do triunfo da descoberta.”

---

George Pólya em *How to Solve It: A New Aspect of Mathematical Method* (1947).

A cadeia de produção e suprimento de energia elétrica é constituída por 3 sistemas: geração, transmissão e distribuição (Chowdhury & Koval 2009). Os Sistemas de Geração envolvem a geração de eletricidade a partir das fontes de energia; já os Sistemas de Transmissão movem grandes quantidades de energia das companhias de geração a áreas geográficas específicas; por fim, cabe aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) o fornecimento de energia aos consumidores residenciais, comerciais e industriais dentro de uma área geográfica. Assim, as subestações de distribuição são responsáveis por receber energia das linhas de subtransmissão; por meio de transformadores na subestação e ao longo da rede de distribuição, a voltagem é reduzida aos níveis de serviço.

Segundo Brown (2009), o planejamento feito pelas empresas distribuidoras historicamente esteve associado à capacidade do sistema, isto é, ao atendimento da demanda esperada. O conceito de confiabilidade estaria na porcentagem adicional de capacidade em relação ao pico de demanda máxima, ou seja, correspondia a um fator de segurança de sobredimensionamento. No entanto, aproximadamente 50% do custo de sistemas de distribuição está associado à confiabilidade, enquanto os demais 50% à capacidade do sistema (Brown & Howe 2000).

Sistemas de potência modernos devem buscar ofertar energia confiável, que sob o ponto de vista dos consumidores significa fornecimento ininterrupto, e ao menor custo. Endrenyi et al. (2001) indicam que realizar manutenções, aumentar a capacidade

do sistema, reforçar redundâncias e utilizar componentes confiáveis são ferramentas para garantir satisfatoriamente a confiabilidade dos componentes e do sistema. Os autores também indicam que o objetivo da manutenção é estender o tempo de vida dos equipamentos ou pelo menos o tempo médio à próxima falha, cuja reparação pode ser custosa. O impacto da confiabilidade do sistema de distribuição sobre os clientes é ainda mais crítico do que sobre o custo. Chowdhury & Koval (2009) relatam que mais de 80% das interrupções de serviço aos clientes ocorrem no sistema de distribuição de energia, ou seja, trata-se do elo mais fraco entre a fonte de energia e os pontos de consumo.

## 1.1 Otimização e Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Otimizar a alocação dos recursos de manutenção nos SDEE é uma forma de assegurar a confiabilidade desses sistemas. No entanto, distintos planos de manutenção podem ser elaborados diante dos objetivos conflitantes de custo de manutenção e nível de confiabilidade da rede. O planejamento adequado dos recursos corrobora com a atividade de manutenção, que por sua vez contribui à confiabilidade da rede.

Este trabalho aborda o problema de alocação ótima de recursos (ou atividades) de manutenção em SDEE para determinado horizonte de planejamento ao propor modelos de Programação Linear Inteira Mista (PLIM). A premissa é que a realização de atividades de manutenção sobre os componentes de uma rede de distribuição contribui para reduzir, em alguma medida, a quantidade média de falhas desses componentes. Falhas são eventos aleatórios que ocorrem nos componentes da rede e que conduzem à interrupção do serviço da mesma. A partir de estimativas a essas quantidades médias de falhas dos componentes, pode-se estimar a confiabilidade da rede pela utilização de indicadores de confiabilidade. De forma sucinta, ao se minimizar as taxas de falha dos equipamentos, se maximiza a confiabilidade da rede.

A quantidade de recursos utilizados e a qualidade do serviço realizada sobre determinado equipamento constituem diferentes níveis de manutenção, que apresentam custos diferentes e afetam de forma distinta a probabilidade de ocorrência de falhas desse equipamento. Os modelos propostos neste trabalho determinam em que períodos do horizonte cada equipamento deve passar por manutenção e em qual nível, ou seja, propõem planos de manutenção diante de compromissos de custo e confiabilidade.

O arcabouço teórico deste trabalho envolve a metodologia de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC), que pode ser considerada um dos estágios mais avançados da Função Manutenção; envolve também o ramo de Programação Matemática da Pesquisa Operacional e as métricas de confiabilidade para SDEE, discutidas por Billinton & Allan (1996), Brown (2009), entre outros autores.

Em síntese, o cenário deste trabalho é a atividade de planejamento que busca lidar com o comportamento médio esperado de ocorrências de falhas das redes.

## 1.2 Justificativa

Para além dos dados expostos, indica-se que Billinton & Allan (1996) apresentam um caso, muito referenciado na literatura, em que, dentre os sistemas de geração, transmissão e distribuição, 77.57% da indisponibilidade de determinado ponto de carregamento é devido a problemas no sistema de distribuição radial.

Nota-se que a demanda por energia elétrica como produto contínuo requer sistemas confiáveis. Além disso, como apresentado anteriormente, assegurar a confiabilidade em sistemas acarreta custos. Cada unidade monetária deve ser investida de forma a promover o melhor impacto no sistema. Este trabalho propõe modelos de otimização para encontrar os melhores compromissos entre custo e confiabilidade na definição de estratégias de manutenção em SDEE.

A metodologia desenvolvida para a confiabilidade dos SDEE pode trazer benefícios significativos, sobretudo, à medida que as redes de distribuição envelhecem. Outra contribuição da metodologia é a sustentabilidade dos SDEE, pois os modelos propostos evitam a substituição dos recursos físicos das redes de distribuição, pela aplicação de atividades de manutenção. Por conseguinte, reduzem os impactos sobre os recursos naturais.

## 1.3 Contribuições da Pesquisa

A literatura sobre a otimização do problema de manutenção em SDEE é relativamente recente, e envolve heurísticas e meta-heurísticas, aplicadas a redes de pequeno porte. Destaca-se as meta-heurísticas propostas por Reis (2007) ao problema multi-período de otimização da alocação de recursos de manutenção para redes de distribuição radiais, e a abordagem de ordenação de Usberti et al. (2015) ao problema de manutenção do grupo elétrico, composto de diversas redes de distribuição locais.

Os produtos desse trabalho são os modelos matemáticos desenvolvidos para encontrar soluções exatas para os problemas de otimização de alocação de recursos de manutenção em SDEE. Os estudos computacionais mostram que a metodologia desenvolvida permite melhorar a qualidade de soluções em relação a outras abordagens da literatura, em tempo computacional comparáveis. As extensões de ciclos periódicos de planejamento, distintos níveis de manutenção, “trade-off” entre custo e confiabilidade e a elaboração de planos de manutenção ao grupo elétrico, constituído de diversas redes de distribuição, são considerados.

Dois modelos de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) são propostos. O primeiro lida com a formulação de diversos planos de manutenção para determinada rede



de distribuição de energia elétrica de configuração radial, considerando o compromisso de custo e confiabilidade. Trata-se da proposição de um modelo linear inteiro equivalente ao modelo não-linear inteiro proposto por Reis (2007). Embora, o modelo original seja da classe de complexidade NP-Difícil (Usberti et al. 2015), os *solvers* atuais se mostraram capazes de obter soluções ótimas, em tempos computacionais compatíveis, para redes de porte real.

O segundo modelo lida com a seleção de planos de manutenção, de cada rede de distribuição de determinado grupo elétrico, para formar planos de manutenção para o grupo elétrico, diante do compromisso de custo e confiabilidade. Propõe-se uma formulação matemática ao problema. Usberti et al. (2015) são a única abordagem ao problema, que é baseada na combinação e ordenação dos parâmetros.

## 1.4 Estrutura do Trabalho

O Capítulo 2 introduz as estratégias de manutenção de sistemas produtivos gerais e contextualiza os indicadores de confiabilidade em SDEE, sua relação com as agências de regulação de energia elétrica, e os custos de confiabilidade à empresa de distribuição e aos consumidores. Esse capítulo também discute a relação de modelos para mensuração das falhas, com a manutenção e com a otimização. Ao final, uma revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados ao problema estudado é apresentada.

O Capítulo 3 caracteriza os problemas de manutenção em SDEE estudados, ao indicar uma representação para uma rede de distribuição de energia elétrica e indicadores de confiabilidade, como FEC e DEC. O capítulo também apresenta o modelo considerado de taxas de falhas, que relaciona o comportamento esperado de falhas dos componentes, as atividades de manutenção e o indicador de confiabilidade da rede. Esse capítulo define e introduz os problemas de nível local e nível global estudados neste trabalho, a partir da abordagem de Usberti et al. (2015). Por fim, o capítulo discute conceitos introdutórios de Geração Distribuída em SDEE e sua relação com a confiabilidade de redes de distribuição.

O Capítulo 4 desenvolve os dois modelos de programação matemática propostos. Primeiramente, o capítulo propõe um modelo de PLIM ao problema de nível local, isto é, de elaboração de planos de manutenção para uma única rede de distribuição; os principais aspectos são o custo de manutenção e a confiabilidade da rede. Em seguida, desenvolve uma formulação matemática de PLIM ao problema de nível global, isto é, de construção de planos de manutenção correspondentes a determinado grupo elétrico, ao combinar os planos de redes locais que foram elaborados previamente, para atender os diferentes compromissos entre custo e confiabilidade da rede.

O Capítulo 5 analisa os dois modelos propostos por meio de instâncias que representam redes de distribuição de pequeno porte e de porte real. Os estudos de casos ilustram a adequação da metodologia e são comparados em relação às abordagens

---

de Usberti et al. (2015) e Bacalhau (2015). Nota-se que esses dois trabalhos consideram o mesmo modelo de taxas de falhas e de mensuração do impacto das atividades de manutenção sobre os equipamentos e são o estado da arte do problema de manutenção em SDEE. Particularmente, indica-se o agradecimento aos autores dos trabalhos tomados para comparação, pela disponibilização de suas instâncias e/ou de seus resultados diante execuções de seus algoritmos implementados computacionalmente.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões finais e discute perspectivas de trabalhos futuros.

---

## CAPÍTULO 2

---

# INTRODUÇÃO A ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO DE SISTEMAS E DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

“Se você deixa o machado perder o corte e não o afia, terá de trabalhar muito mais. É mais inteligente planejar antes de agir.”

---

Salomão em *Eclesiastes 10:10*.

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica das principais pesquisas do problema de otimização de recursos de manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) na Seção 2.3. Primeiramente, os conceitos de engenharia de confiabilidade, de sistemas produtivos gerais e de SDEE, são indicados nas Seções 2.1 e 2.2, respectivamente.

### Objetivos do capítulo:

- Apresentar os fundamentos da Manutenção Centrada em Confiabilidade;
- Contextualizar os conceitos e custos de confiabilidade em SDEE;
- Discutir a bibliografia do Problema de Otimização da Manutenção em SDEE.

## 2.1 Função Manutenção

A Função Manutenção, segundo a Teoria de Administração, é uma função de apoio das organizações. As três funções centrais a qualquer organização são: a Função *Marketing*, que envolve a comunicação e venda dos produtos da organização aos seus consumidores; a Função Desenvolvimento de Produtos e Serviços, que é responsável por criar novos produtos e serviços, ou modificar os existentes; e, a Função Produção, que é responsável por satisfazer às solicitações de consumidores por meio da produção e entrega de produtos e serviços (Slack et al. 2009). As funções de apoio corroboram ao desenvolvimento das funções centrais. Dessa forma, por Função Manutenção entende-se o ramo de conhecimento e o escopo que a manutenção atinge nas organizações. Outros exemplos de função de apoio são a Função Contábil-Financeira e a Função Recursos Humanos.

Segundo Moubray (1997), a Função Manutenção evoluiu ao longo do século XX devido ao aumento, em número e variedade, dos ativos físicos das organizações, como instalações e equipamentos. Moubray considera 3 gerações distintas para avaliar o escopo da manutenção nas organizações, ilustradas na Figura 2.1, e discutidas a seguir.

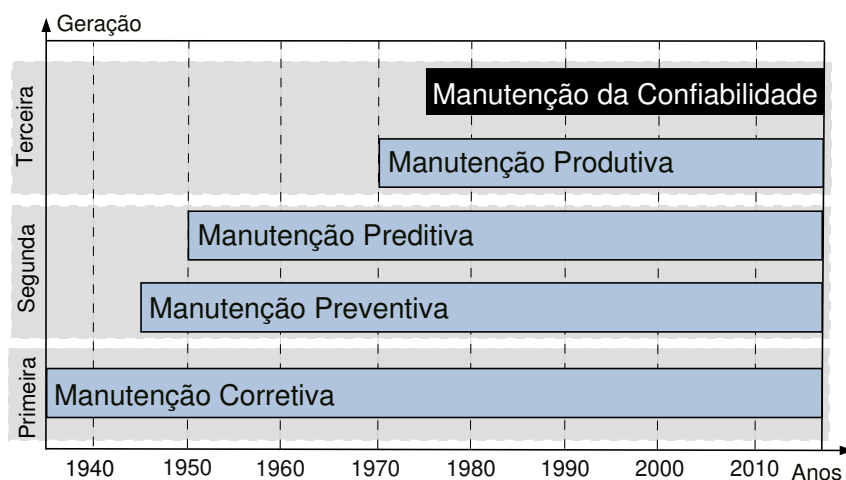


Figura 2.1: Evolução da Função Manutenção.

Fonte: Adaptado de Siqueira (2005).

A 1ª geração se estendeu até a Segunda Guerra Mundial e a manutenção corretiva era basicamente a única forma de manutenção existente, isto é, atividades para recuperar equipamentos ou sistemas falhados. A manutenção preventiva não era prioridade porque a indústria não era altamente mecanizada e o projeto da maioria dos equipamentos era sobredimensionado. A 2ª geração cobriu o período pós-guerra até meados da década de 1970, e se destacou pelas ideias de manutenção preventiva, cujas ações são realizadas em intervalos periódicos, e de manutenção preditiva, cujas ações são realizadas somente quando inspeções periódicas indicam a necessidade de manutenção. Nesse período, a indústria já era dependente de equipamentos complexos, devido às mudanças

ocorridas no período de e pós-guerra, sobretudo, ao aumento de demanda. Por fim, a 3ª geração ocorre na era da produção “just in time” de estoques reduzidos, em que interrupções no funcionamento dos componentes prejudicam significativamente o nível dos serviços. Destacam-se nessa geração a Manutenção Produtiva Total, que é uma extensão dos conceitos de qualidade, e a Manutenção Centrada em Confiabilidade (Siqueira 2005).

A avaliação das características dessas gerações de políticas de manutenção mostra que o escopo da manutenção nas organizações foi alterado ao longo dessas 3 gerações. Inicialmente, as organizações apresentavam postura reativa em relação à manutenção, ao esperar o acontecimento da falha. Embora a manutenção corretiva ainda esteja presente nas outras duas gerações, a postura passou a ser proativa, pois as metodologias buscam retardar o acontecimento das falhas. Já na última geração, a manutenção passou a ser estratégica para algumas organizações. Particularmente, em sistemas fisicamente distribuídos e de operação contínua, como os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, é inviável a inspeção de todos os componentes da rede ou mesmo manutenções em intervalos fixos. Assim, o conceito de confiabilidade é estratégico, aspecto reforçado pelo aumento de competitividade ocorrido no mercado de energia elétrica ao longo das últimas duas décadas.

A próxima seção detalha os conceitos e as definições das metodologias de manutenção indicados na Figura 2.1.

### 2.1.1 Conceitos e Definições sobre Manutenção

Os conceitos de manutenção corretiva e preventiva podem ser caracterizados na forma proposta por Smith (1993), descritas a seguir.

*“Manutenção Corretiva é a execução de atividades de manutenção não-planejadas, isto é, não esperadas para restaurar as capacidades funcionais falhadas ou em mau funcionamento de equipamentos ou sistemas.”*

*“Manutenção Preventiva é a execução de inspeção e/ou atividades de serviço que foram pré-planejadas, isto é, agendadas para serem realizadas em momentos específicos do tempo para preservar as capacidades funcionais de operação dos equipamentos ou sistemas.”*

A palavra “planejado” é a chave da definição de manutenção corretiva e preventiva. Nota-se que em qualquer programa de manutenção, atividades de manutenção corretiva deverão ser consideradas, pois falhas aleatórias, mesmo com baixas probabilidades, ocorrem. No entanto, à medida que os sistemas produtivos se tornaram mais complexos, os custos da manutenção preventiva aumentaram consideravelmente e esforços para melhorias foram propostos. A manutenção preditiva, resumida na definição a seguir pode ser vista como um estágio avançado da manutenção preventiva.

*“Manutenção Preditiva baseia a execução de atividades de manutenção a partir de inspeções ou diagnósticos periódicos. Assim, somente quando necessário tais atividades são agendadas para serem realizadas em momentos específicos do tempo para preservar as capacidades funcionais de operação dos equipamentos ou sistemas.”*

As manutenções preventiva e preditiva podem ser diferenciadas, respectivamente, pelas realizações periódicas de manutenção e pelas inspeções periódicas e realização de manutenção somente “quando necessário” sobre equipamentos ou sistemas. Assim, espera-se que o custo total de manutenção preditiva seja menor em relação à manutenção preventiva. Entretanto, a literatura apresenta diversas definições e a diferenciação entre elas se torna nebulosa.

A Manutenção Produtiva Total (do inglês, *Total Productive Maintenance*) emergiu no Japão na década de 1970 como um dos pilares da sistema de Produção Enxuta (ou “just in time”), e no passo das técnicas de Qualidade Total (Siqueira 2005). Seus principais objetivos são aumentar a produtividade, a qualidade e a disponibilidade dos equipamentos por meio do envolvimento de todos os funcionários da organização. Usando os conceitos de Nakajima (1988), pode-se adotar a definição a seguir.

*“Manutenção Produtiva Total é a manutenção realizada por todos os empregados da organização que reconhece a importância da confiabilidade, manutenção e eficiência econômica.”*

Segundo Slack et al. (2009), a principal crítica à Manutenção Produtiva Total é a recomendação demasiada de ações de manutenção em momentos não necessários, isto é, em que o ciclo de vida dos componentes é invariável a tal quantidade de manutenções pelo seu comportamento intrínseco de falhas, o que acarreta custos desnecessários. Assim, a Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) procura estabelecer atividades de manutenção de acordo com a avaliação das características de falhas de cada equipamento. Moubray (1997) resume a MCC na definição a seguir.

*“Manutenção Centrada em Confiabilidade deve ser um processo utilizado para determinar o que deve ser feito para assegurar que qualquer ativo físico continue a cumprir suas funções, em seu contexto de operação.”*

A introdução dos conceitos das abordagens de manutenção dessa seção foi feita para contextualização. Como a confiabilidade é parte essencial deste trabalho, a Seção 2.1.2 destaca a abordagem de MCC ao apresentar seus objetivos, metodologia e sequência de implementação.

## Qualidade e Confiabilidade

Outro aspecto a observar em relação a manutenção de sistemas é a distinção entre os conceitos de qualidade e confiabilidade. Slack et al. (2009) definem qualidade como a “consistente conformidade com as expectativas do consumidor”. Em outras palavras, qualidade é um atributo dos produtos ou serviços ofertados aos consumidores, conforme suas necessidades ou aspirações. Por outro lado, confiabilidade é um atributo que trata do funcionamento adequado de um sistema operado sobre o tempo (Fogliatto & Ribeiro 2009, Ebeling 1997). Dessa forma, a confiabilidade de um sistema promove a estabilidade, que contribui à qualidade de seus produtos ou serviços.

### 2.1.2 Manutenção Centrada em Confiabilidade — MCC

Esta seção apresenta um breve histórico do surgimento da MCC<sup>1</sup> e dos seus principais objetivos. Apresenta também um estudo das quatro funções típicas de confiabilidade e os seis padrões de falha comumente apresentados na literatura. Ao final, apresenta duas sequências estruturadas para implementação de programas de MCC e discute indicadores gerais de confiabilidade.

A teoria de confiabilidade é o arcabouço teórico que precede a MCC. Ebeling (1997) considera que o início da teoria de confiabilidade pode ser encontrada nos conceitos atuariais usados no setor de seguros. Nota-se que, no final da década de 1930 e na década de 1940, Weibull já realizava estudos de fadiga em materiais, que levaram à distribuição de probabilidade com seu nome.

Siqueira (2005) aponta que o primeiro evento geralmente atribuído à origem da MCC envolve a certificação da linha de aeronaves Boeing 747 (Jet Jumbo) pela *Federal Aviation Authority* (FAA) nos Estados Unidos no fim da década de 1960. O nível de automação requerido para a fabricação do Boeing 747 era muito alto para a época, decorrente do aumento do tamanho dessa aeronave em relação às maiores aeronaves da época, isto é, às aeronaves Douglas DC-8 e Boeing 707. Assim, definir os requerimentos de manutenção desses equipamentos utilizando as técnicas de manutenção da segunda geração era inviável. Por isso, em 1968, uma força-tarefa foi constituída para estabelecer procedimentos de manutenção para essa nova linha de aeronaves, e seu trabalho levou ao desenvolvimento da metodologia que foi, posteriormente, chamada de Manutenção Centrada em Confiabilidade. Siqueira também destaca os estudos realizados por meio da *Electric Power Research Institute* (EPRI) em 1984, que recomendaram a aplicação da MCC em usinas nucleares, motivados pelo acidente da Usina Nuclear de Three Mile Island, no estado da Pensilvânia nos Estados Unidos.

---

<sup>1</sup>A nomenclatura em inglês, *Reliability Centered-Maintenance* (RCM), também é encontrada na literatura.

## Objetivos da MCC

Smith & Hinchcliffe (2003) indicam que o “objetivo central do MCC é estabelecer um processo sistemático de análise que permita a definição de tarefas de manutenção de qualquer item físico, visando a garantia da confiabilidade e da segurança operacional ao menor custo possível”. Smith (1993) argumenta que a metodologia de MCC pode ser resumida pelos seguintes objetivos:

- (i) Preservar as funções do sistema;
- (ii) Identificar os modos de falha que afetam as funções;
- (iii) Priorizar as necessidades das funções por meio dos modos de falha;
- (iv) Selecionar apenas as atividades de manutenção preventiva aplicáveis e efetivas.

Siqueira (2005) indica que o objetivo de programas de manutenção preventiva é a preservação da operação dos equipamentos; assim, o foco é o equipamento e a atuação é sobre seus componentes. Por outro lado, o autor ressalta que a MCC tem foco sobre as funções do sistema e sua atuação é sobre o sistema. De fato, manter a operação do sistema é mais relevante do que a operação dos componentes. Isso está relacionado ao nível de criticidade dos componentes, isto é, os componentes afetam de forma distinta o sistema, por exemplo, alguns equipamentos podem ser superdimensionados ou podem não ser essenciais ao funcionamento do sistema. O segundo objetivo da MCC é identificar os modos de falha, isto é, as formas como um processo ou componente podem ser levados a atuar de forma deficiente. Em seguida, tais modos de falha devem ser classificados segundo sua severidade. Por fim, atividades de manutenção devem ser projetadas para lidar com tais modos de falha.

Dessa forma, a avaliação da criticidade dos modos de falhas dos componentes do sistema é uma das etapas fundamentais para implementação de MCC. Smith (1993), Moubray (1997), Siqueira (2005) e Rausand & Høyland (2004) indicam que a ferramenta Análise de Modo e Efeito de Falhas (FMEA, do inglês, *Failure Mode and Effects Analysis*) é um instrumento importante no processo de implementação de metodologias de confiabilidade, pois busca identificar e relacionar os modos de falha, suas causas e efeitos dos diversos componentes, montagens e subsistemas. Uma variante do FMEA é o FMECA, que lida também com a análise de criticidade (do inglês, *criticality analysis*). Essas ferramentas são também importantes para obtenção ou construção de dados necessários ao planejamento.

Portanto, nota-se que o escopo da MCC está altamente relacionado com os problemas analisados neste trabalho. Por exemplo, a análise de criticidade é relevante para verificar o impacto das falhas de cada equipamento na rede de distribuição de energia, conforme indicado na Seção 3.1 do capítulo de caracterização do problema de manutenção



em SDEE. Naturalmente, os recursos financeiros de manutenção devem ser destinados aos equipamentos que conferem maior confiabilidade a rede como um todo.

### Estudo de Confiabilidade

A metodologia de MCC introduziu um arcabouço teórico significativo, em comparação às abordagens de manutenção anteriores, devido ao esforço para desenvolvimento de modelos matemáticos que traduzissem os diversos comportamentos de falhas. Essa seção apresenta o formalismo matemático, na forma exposta por Ebeling (1997).

O processo de falha pode ser caracterizado por qualquer uma dentre as quatro funções de probabilidade de confiabilidade:

- (i) a função de confiabilidade —  $R(t)$ ;
- (ii) a função de distribuição acumulada (FDA) de falhas —  $F(t)$ ;
- (iii) a função de densidade de probabilidade (FDP) de falhas —  $f(t)$ ;
- (iv) a função de taxa de falha ou risco —  $\lambda(t)$ .

A confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de que um sistema ou componente funcione sobre um período de tempo  $t$ . Para representá-la matematicamente, seja  $T$  uma variável aleatória contínua que representa o tempo para falha do sistema ou componente ( $T \geq 0$ ). A função de confiabilidade é indicada na Equação (2.1).

$$R(t) = Pr\{T \geq t\} \quad (2.1)$$

onde  $R(t) \geq 0$ ,  $R(0) = 1$  e  $\lim_{t \rightarrow \infty} R(t) = 0$ . Dessa forma, para dado valor de  $t$ ,  $R(t)$  é a probabilidade de que o tempo para falha seja maior ou igual a  $t$ . Por conseguinte, a função de distribuição acumulada de falhas é indicada na Equação (2.2).

$$F(t) = 1 - R(t) = Pr\{T < t\} \quad (2.2)$$

onde  $F(0) = 0$  e  $\lim_{t \rightarrow \infty} F(t) = 1$ . Assim,  $F(t)$  é a probabilidade de que uma falha ocorra antes do tempo  $t$ . A FDP de falhas descreve o formato da distribuição de falhas. Ela está relacionada com as funções complementares  $R(t)$  e  $F(t)$ , indicadas respectivamente pelas Equações (2.1) e (2.2), conforme a Equação (2.3).

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} = \frac{dF(t)}{dt} \quad (2.3)$$

Como qualquer FDP, a função da Equação (2.3) é não-negativa em todo o intervalo de  $t$  e sua área sob a curva é igual a um. A Figura 2.2 exemplifica um possível

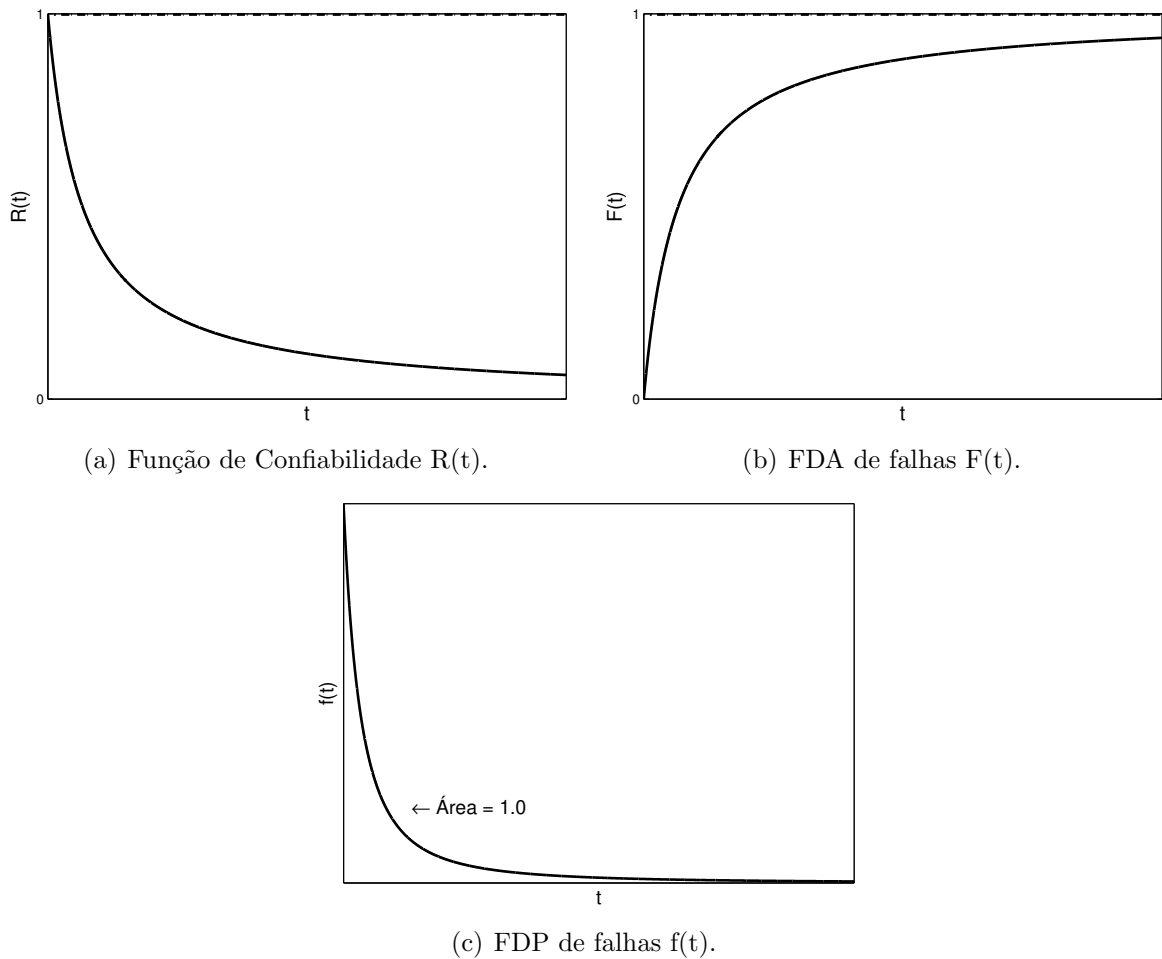


Figura 2.2: Funções ilustrativas de confiabilidade.  
Fonte: Adaptado de Ebeling (1997).

padrão de falhas para as três funções apresentadas. Naturalmente, a função de confiabilidade e a FDA de falhas podem ser descritas a partir da FDP de falhas, respectivamente, conforme as Equações (2.4) e (2.5).

$$F(t) = \int_0^t f(\tau) d\tau \quad (2.4)$$

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(\tau) d\tau \quad (2.5)$$

A utilização de determinada função dependerá da análise realizada. Ao se tratar de falhas, as funções  $f(t)$  ou  $F(t)$  podem ser utilizadas. Por outro lado, ao se tratar de confiabilidade, a função  $R(t)$  é indicada. Além dessas três funções de probabilidade, a taxa de falha ou taxa de risco é frequentemente utilizada em confiabilidade. A partir da Equação (2.6),

$$Pr\{t \leq T \leq t + \Delta t\} = R(t) - R(t + \Delta t) \quad (2.6)$$

e da probabilidade condicional de falha no intervalo  $t$  e  $t + \Delta t$  de que o sistema continua em operação após o tempo  $t$ , indicado pela Equação (2.7),

$$Pr\{t \leq T \leq t + \Delta t \mid T \geq t\} = \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)} \quad (2.7)$$

a taxa de falha, taxa de risco ou probabilidade condicional de falha por unidade de tempo pode ser escrita conforme a Equação (2.8):

$$\frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)\Delta t} \quad (2.8)$$

A Equação (2.9) apresenta como obter a taxa de falha instantânea ou função de taxa de falhas  $\lambda(t)$ , que se constitui em forma alternativa de descrever a distribuição de falhas.

$$\begin{aligned} \lambda(t) &= \lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{-[R(t + \Delta t) - R(t)]}{\Delta t} \cdot \frac{1}{R(t)} \\ &= \frac{-dR(t)}{dt} \cdot \frac{1}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)} \end{aligned} \quad (2.9)$$

O interesse em analisar a confiabilidade por meio de funções de taxa de falhas é decorrente da informação que elas fornecem. Em vez de probabilidades ou densidades de probabilidades, como nas funções  $R(t)$ ,  $F(t)$  e  $f(t)$  apresentadas, uma função de taxa de falha indica a relação, observada ou esperada, da quantidade de falhas por período. Naturalmente, essa relação por ser maior que uma unidade. Nota-se que o perfil que essa função apresenta ao longo do tempo é conhecido por padrão intrínseco de falhas do equipamento. Além disso, de acordo com o ciclo de vida de dado equipamento, pode-se identificar padrões de falhas diferentes, causados por agentes distintos. Por exemplo, equipamentos de baixa qualidade tendem a falhar rapidamente, enquanto fadiga e corrosão tendem a ser verificados apenas no fim do ciclo de vida dos equipamentos. Dessa forma, as atividades de manutenção devem ser especificamente elaboradas para eliminar ou reduzir as falhas, de acordo com suas possíveis causas.

A Seção 3.3 do capítulo de caracterização do problema de manutenção em SDEE apresenta um modelo de taxa de falhas para prever as taxas de falhas esperadas (médias) dos equipamentos de uma rede de distribuição, que se desgastam ao longo do tempo, e que estão sujeitos a ações de manutenção. Esse modelo é utilizado nos modelos matemáticos desenvolvidos no Capítulo 4.

### Seis Curvas de Padrões de Falhas

As funções de taxas de falha podem ser crescentes, decrescentes ou constantes (Moubrey 1997, Smith 1993). A Figura 2.3 apresenta seis padrões distintos de taxas de

falhas. O padrão mais comumente referido é conhecido como “curva da bacia”, indicado na Figura 2.3(a), por causa do seu formato (Siqueira 2005, Ebeling 1997).

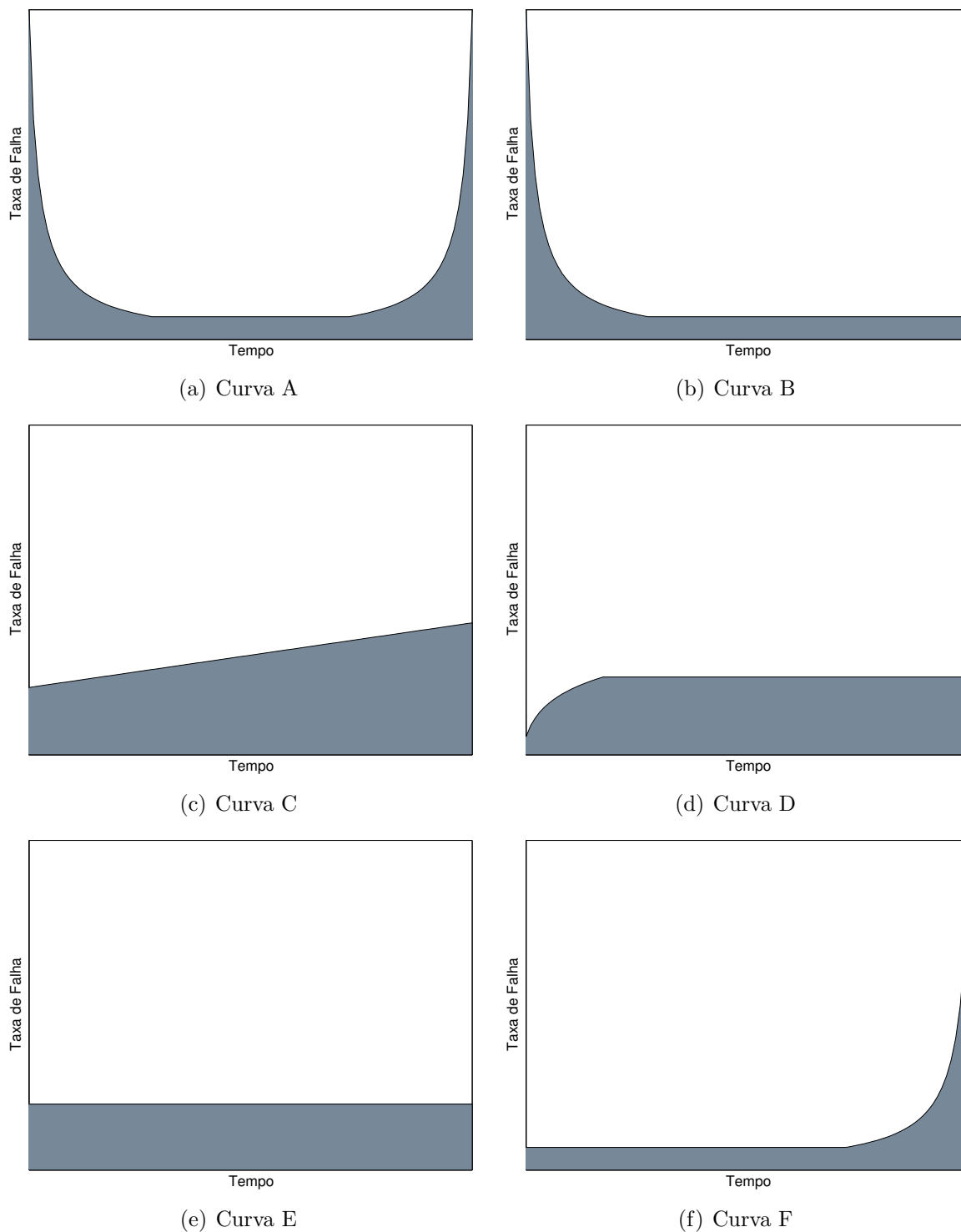


Figura 2.3: Padrões de falha.  
Fonte: Adaptado de Moubray (1997).

Os componentes e os sistemas que apresentam como padrão de falhas a curva da bacia possuem três estágios distintos de falhas:

- (i) a taxa de falha decrescente no início do ciclo de vida, conhecida como mortalidade infantil;
- (ii) a taxa de falha constante ao longo do chamado período de vida útil; e,
- (iii) a taxa de falha crescente por desgaste.

Smith (1993), Moubray (1997), Ebeling (1997) e Rausand & Høyland (2004) indicam que o padrão de falhas da curva da bacia pode ser visto como combinação de outros padrões de falhas distintos, isto é, diferentes distribuições de probabilidade de falhas se destacam em certos períodos do ciclo de vida do componente ou sistema. De fato, a curva da bacia é a combinação das Figuras 2.3(b), 2.3(e) e 2.3(f).

Ebeling (1997) indica que o padrão de taxa de falha de mortalidade infantil, em geral, está relacionado com defeitos de manufatura, como partes defeituosas, controle de qualidade insuficiente e instalação inadequada do componente no sistema. Já no padrão de falha constante não se sabe, *a priori*, os mecanismos físicos que conduzem à ocorrência de falhas; assim a principal ferramenta para reduzir tais taxas de falha é o uso de redundâncias no sistema. Por fim, o padrão de falhas por desgaste corresponde aos efeitos de envelhecimento, fadiga e corrosão. Nessa etapa, a substituição de componentes e programas de manutenção preventiva são ações indicadas.

### **Implementação de um Programa de Manutenção Baseado em MCC**

Bloom (2006) apresenta a estimativa de que mais de 60% de todos os programas de MCC falharam em ser implementados com sucesso. Muitos dos outros 40% apresentaram contribuição marginal, pois foram executados superficialmente. Em geral, os principais motivos para a falta de sucesso envolvem a não compreensão dos conceitos fundamentais da MCC, como as funções e os limites (início e fim) de cada subsistema, assim como seus impactos no sistema global.

Além disso, a identificação dos padrões de falhas é um aspecto importante. A definição de quais as atividades de manutenção serão realizadas e suas frequências de realização devem ser condizentes com o padrão de falhas do sistema ou do equipamento analisado. Por exemplo, um programa ordinário de manutenção preventiva sobre componentes que apresentem o padrão de falhas da Figura 2.3(f) apresentaria impacto pouco significativo (ou custos desnecessários) até o início do período de desgaste desses componentes. Afinal, por taxa de falha constante entende-se invariabilidade diante das atividades de manutenção.

Assim, um processo de análise do sistema é requerido para implementar uma metodologia de MCC. Portanto, a definição de quais são as funções, falhas, modos de falhas, seus efeitos, severidade e atividades de manutenção constituem como fatores críticos

de implementação. A Tabela 2.1 apresenta as sequências estruturadas propostas por Siqueira (2005) e Smith (1993).

Tabela 2.1: Sequência de implementação de metodologia MCC.

<b>Etapas</b>	<b>Smith (1993)</b>	<b>Siqueira (2005)</b>
1	Seleção do sistema e coleta de informações;	Seleção do sistema e coleta de informações;
2	Definição das fronteiras do sistema;	Análise dos modos de falhas e seus efeitos;
3	Descrição do sistema e diagrama de blocos funcionais;	Seleção de funções significantes;
4	Determinação das funções do sistema e das falhas funcionais;	Seleção de atividades aplicáveis;
5	Análise dos modos de falhas e seus efeitos (FMEA);	Avaliação da efetividade das atividades;
6	Aplicação de árvore (lógica) de decisão;	Seleção das atividades aplicáveis e efetivas;
7	Seleção de atividades de manutenção.	Definição da periodicidade das atividades.

A observação da Tabela 2.1 mostra que as etapas propostas por Smith e Siqueira contém elementos semelhantes. Siqueira (2005) indica que cada etapa apresenta ferramentas de modelagem ou de análise para documentar os critérios e respostas das questões-chave da MCC. Tais questões envolvem os seguintes aspectos: definir as funções a preservar; identificar as falhas, modos e efeitos de falhas; identificar as consequências das falhas e as tarefas aplicáveis à redução das mesmas.

Utilizar os modelos desenvolvidos no Capítulo 4 é uma das etapas de implementação de um programa de MCC para SDEE. Para isso, dados precisam ser coletados e atividades de manutenção adequadas para os modos de falha de cada equipamento precisam ser definidos.

### 2.1.3 Indicadores de Confiabilidade de Sistemas Produtivos Gerais

A partir das funções de distribuição de probabilidade de falhas ou de dados observados (históricos), indicadores do efeito de manutenções são calculados para apoiar à tomada de decisões nas organizações. Um indicador muito utilizado é o tempo médio entre falhas (TMEF, do inglês, *Mean Time Between Failures*). Outro indicador utilizado é o tempo médio até a falha (TMAF, do inglês, *Mean Time to Failure*), que é definido como

o valor esperado da FDP de falhas  $f(t)$  (Ebeling 1997), conforme indicado na Equação (2.10).

$$\text{TMAF} = E(T) = \int_0^{\infty} \tau f(\tau) d\tau \quad (2.10)$$

Como indicado anteriormente, a premissa desse trabalho é que as atividades de manutenção aumentem o tempo de vida dos equipamentos, ou pelo menos o TMEF. Nota-se que as funções de probabilidade dos componentes ou sistema não precisam ser matematicamente conhecidas. No entanto, ao menos o conhecimento do perfil da função de taxa de falhas — Figura 2.3 — é relevante para a proposição de tarefas de manutenção adequadas a tal padrão de falhas.

De forma correlata às distribuições de falhas, há uma distribuição de probabilidade dos tempos de reparos, cujo valor médio é o tempo médio de reparo (TMDR, do inglês, *Mean Time To Repair*), que é uma das principais métricas de manutenibilidade (Ebeling 1997). Segundo Slack et al. (2009), a disponibilidade é a capacidade de um item desempenhar a sua função requerida em um instante ou período de tempo, considerando um plano de manutenção apropriado. A Equação (2.11) indica o cálculo de disponibilidade.

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\text{TMEF}}{\text{TMEF} + \text{TMDR}} \quad (2.11)$$

Para qualquer sistema produtivo, as ações de manutenção são realizadas para que seus recursos apresentem altos índices de disponibilidade — note que a grandeza é adimensional—, isto é, para estarem aptos a realizar suas funções. Naturalmente, a disponibilidade e a confiabilidade estão relacionadas. Quanto maior a disponibilidade dos equipamentos, maior a confiabilidade do sistema.

## 2.2 Confiabilidade em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

De forma análoga aos indicadores de confiabilidade para os sistemas produtivos gerais, existem os índices ou indicadores de confiabilidade específicos aos SDEE. Naturalmente, esses indicadores consideram as particularidades das redes de distribuição de energia elétrica. Dois indicadores muito relevantes são: o índice de frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) e o índice da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC). O indicador FEC mede a frequência média de falhas ocorridas na rede de distribuição, de acordo com seu número de consumidores. O indicador DEC, associado ao FEC, mede a duração média (em tempo) das falhas que ocorreram nessa rede.

A Seção 2.2.1 contextualiza o surgimento de indicadores de confiabilidade em SDEE, sua relação com as agências de regulação de energia elétrica e com as medições de performance passada e futura desses sistemas. Apresenta também os custos de confiabilidade à empresa de distribuição e aos consumidores. A Seção 2.2.2 discute a relação de modelos para mensuração das falhas, com a manutenção e com a otimização.

Nota-se que a Seção 3.2, do capítulo de caracterização de problema de manutenção em SDEE, apresenta mais detalhes sobre os indicadores FEC e DEC. Antes dela, a Seção 3.1 apresenta os principais equipamentos das redes de distribuição de energia elétrica, e suas configurações típicas.

### 2.2.1 Confiabilidade e Custos de Manutenção em SDEE

Brown (2009) relata que embora atualmente índices como FEC e DEC tenham caráter regulatório, nem sempre foram assim. O autor destaca que, desde o final do século XIX, as companhias de energia eram responsáveis pelas falhas em seus sistemas de distribuição. Elas deviam garantir que seus sistemas de proteção fossem capazes de encontrar as falhas; em seguida, suas equipes de manutenção eram acionadas para recuperar tais sistemas. No início da década de 1970, índices como FEC e DEC já eram comuns às grandes companhias para análise de performance interna. No entanto, a partir de um processo de redução de empregados nas empresas de energia no meio da década de 1980, as agências reguladoras começaram a se questionar sobre uma possível piora nos níveis de confiabilidade. Assim, tais índices passaram a também ser utilizados para regulação. Por outro lado, a possibilidade de utilizar os recursos de computadores, desde essa época, conduziu à criação de sistemas de gerenciamento de interrupções, por grande parte dessas empresas. Segundo o autor, o primeiro livro-texto a discutir o tema foi Billinton & Allan (1988). Em 2003, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) elaborou um guia e padronizou os índices de confiabilidade (IEEE Standard 1366 2003). No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)<sup>2</sup> regula tais índices, conforme indicado no Módulo 8 de qualidade de energia elétrica (ANEEL 2015).

Billinton & Billinton (1989) analisam que a avaliação de confiabilidade em SDEE pode ser dividida em dois segmentos: a medição de performance passada e a predição de performance futura. A medição de performance passada é, em geral, realizada pelas agências de regulação de energia elétrica, isto é, está associada ao monitoramento dos sistemas. A predição de performance futura está associada aos processos de tomada de decisão no planejamento do sistema. A associação entre confiabilidade e manutenção surgiu pela queda de performance passada, possivelmente, pelo envelhecimento das redes. Assim, as atividades de manutenção são alternativas à possibilidade de renovação (substituição) completa dos recursos dos sistemas.

---

<sup>2</sup>ANEEL: <http://www.aneel.gov.br>



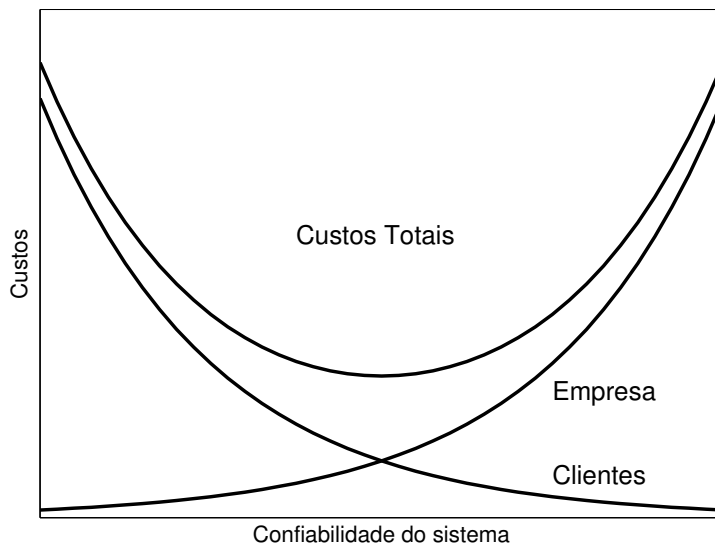


Figura 2.4: Custos de confiabilidade do sistema.

Fonte: Adaptado de Billinton &amp; Allan (1996).

O artigo de Endrenyi et al. (2001) é um relatório do grupo de trabalho do Subcomitê de Aplicação de Métodos Probabilísticos do IEEE. Os autores analisaram as principais estratégias de manutenção em sistemas de potência e seus efeitos na confiabilidade. Distinções foram feitas entre: manutenção via substituição de componentes e atividades de manutenção nos componentes; e, métodos de períodos fixos de manutenção ou sua realização “quando necessário”. Parte do trabalho do subcomitê, foi a realização de pesquisas em companhias de geração, transmissão e distribuição de energia de alguns países. O espaço amostral foi pequeno: apenas 57 questionários completos foram recebidos. Destaca-se que embora a MCC praticamente não fosse utilizada, aproximadamente metade das companhias consideravam utilizá-la, assim como índices do tipo FEC e DEC.

Embora, a confiabilidade seja de interesse das companhias de distribuição, ela acarreta custo. A Figura 2.4 exhibe o conflito entre os custos associados à confiabilidade em relação aos consumidores e à empresa de distribuição. Nota-se que esses custos indicados aos consumidores e à empresa de distribuição possuem correspondência aos custos de manutenção. O custo associado aos consumidores pode ser visto como o custo de manutenção corretiva, enquanto o custo da empresa como o custo de manutenção preventiva ou baseada em confiabilidade. Assim, a região de custo total mínimo deve ser buscada, desde que esse nível de confiabilidade satisfaça os requerimentos normativos das agências reguladoras.

Nota-se que os custos de manutenção são considerados nos modelos propostos no Capítulo 4 como um dos objetivos no processo de otimização.

### 2.2.2 Mensuração das Falhas e a Otimização

O contexto dos problemas analisados neste trabalho é: as atividades de manutenção impactam as taxas (médias) de falhas dos componentes da rede, segundo certo modelo de mensuração de falhas; que por sua vez, impactam a confiabilidade da rede, conforme indicado por um índice, como FEC ou DEC. No entanto, diversos ou todos os componentes da rede estão sujeitos a atividades de manutenções e a falhas. Deve-se investir recursos financeiros sobre aqueles componentes que promovam o maior impacto na confiabilidade do SDEE. Nesse processo, métodos de busca, isto é, de otimização podem ser utilizados para encontrar os planos de manutenção que apresentem a melhor confiabilidade, com menor custo.

Os modelos matemáticos propostos no Capítulo 4 estão interessados no planejamento da confiabilidade das redes de distribuição promovida por ações de manutenção, a partir da predição de performance futura. Para tanto, é necessário considerar quais fatores influenciam as taxas de falhas dos equipamentos como, por exemplo, a deterioração dos equipamentos ao longo do tempo. Além disso, um modelo que estime o comportamento (médio) de falhas da rede e um modelo que relacione o impacto das ações de manutenção sobre o comportamento de falhas são necessários. E, ambos modelos estão relacionados com os indicadores de confiabilidade do sistema. Por outro lado, as agências reguladoras de energia lidam com o monitoramento das redes, isto é, a medição de performance passada das redes. A distinção entre planejamento e monitoramento é relevante para compreender a forma como os indicadores de confiabilidade são estimados, conforme discutido no Capítulo 3.

Endrenyi et al. (2001) definem falha como a perda da habilidade de um elemento de realizar uma função requerida. Naturalmente, parte dessas falhas é resultado do processo de deterioração, isto é, de envelhecimento aos quais os elementos estão sujeitos. Essa categoria de falhas pode ser prevista ou estimada por meio de um modelo de taxas de falhas. Outras falhas têm caráter aleatório, isto é, não podem ser previstas ou mesmo são invariantes às atividades de manutenção. Nesse contexto, Reis (2007) exemplifica como possíveis falhas: a perda de fornecimento pela rede de transmissão, quedas de raios na rede de distribuição ou mesmo acidentes de terceiros, como queda de árvores sobre cabos ou acidentes de automóveis em postes.

Rausand & Høyland (2004) indicam que a confiabilidade tradicionalmente é baseada em distribuições exponenciais e as taxas de falhas são consideradas constantes. Billinton & Allan (1996) destacam que em SDDE os tempos de falhas são exponencialmente distribuídos e que a taxa de falhas de uma rede de distribuição radial obedece a uma distribuição de Poisson, ou seja, indicam que é possível avaliar a probabilidade de  $n$  falhas em qualquer ponto de carregamento conhecendo-se apenas as taxas de falhas.

No entanto, Rausand & Høyland (2004) também indicam que para modelar a

taxa de falhas como uma curva da bacia, distribuições de Weibull são utilizadas. Alternativamente, Brown et al. (1999) utilizam modelos markovianos para o estimar os efeitos das falhas dos componentes sobre o sistema. No entanto, para sistemas grandes, uma enorme quantidade de possíveis transições seria necessária para traduzir tal modelo. Por fim, Pylvänäinen et al. (2005) indicam que a literatura de modelos de taxas de falhas em SDEE se concentram em utilizar taxas de falhas constantes aos componentes das redes. Os modelos, em geral, consideram os fatores climáticos, de deterioração e de períodos de manutenção. No entanto, apenas um fator é considerado por vez devido à falta de dados que permitiriam modelos mais complexos.

A Seção 3.3 apresenta o modelo de taxa de falhas considerado nesse trabalho. Ele considera a deterioração dos equipamentos como uma progressão geométrica (PG), cuja razão é maior que uma unidade. As ações de manutenção impactam na razão dessa PG, isto é, a razão passa a ser menor que uma unidade e, assim, reduzem as taxas de falhas esperadas. Portanto, destaca-se que as taxas de falhas consideradas neste trabalho não são valores determinísticos, mas sim valores esperados utilizados na predição do estado futuro das redes.

## 2.3 Discussões da Bibliografia do Problema de Alocação de Recursos de Manutenção em SDEE

A literatura sobre a otimização da alocação de recursos de manutenção em SDEE é relativamente recente. Em geral, métodos heurísticos são utilizados e aplicados a redes de pequeno porte. O que é natural dado que o problema é de complexidade NP-Difícil, conforme apresentado por Usberti et al. (2015). Billinton & Allan (1996) indicam que historicamente o interesse em confiabilidade esteve nos sistemas de transmissão e, particularmente, nos sistemas de geração, devido aos seus custos elevados e das consequentes catástrofes ambientais diante de não conformidades. Embora, as interrupções em SDEE tenham caráter localizado, tal interesse de pesquisa surge nas últimas décadas no contexto de sistemas que devem ofertar energia de forma ininterrupta e pela atuação de agências reguladoras de energia elétrica.

Wang (2002) apresenta um *survey* que classifica diversas pesquisas de otimização em manutenção em categorias de acordo com suas políticas de manutenção para sistemas produtivos gerais sob deterioração, isto é, não apenas sistemas de potências. O autor propõe políticas: de manutenção preventiva (MP) dependente da idade do componente, de MP periódica, de limite de taxa de falhas, de MP sequencial, de limite para reparo, entre outras. Outra indicação relevante do autor é sobre o uso de funções-objetivo nos modelos matemáticos. Destacam-se duas possibilidades: minimizar o custo de manutenção enquanto os requerimentos de confiabilidade são satisfeitos ou maximizar

a confiabilidade enquanto os custos de manutenção são satisfeitos.

No entanto, no contexto particular dos SDEE e seguindo a discussão da seção anterior, opta-se pela seguinte classificação às abordagens da literatura:

- (i) seu modelo de mensuração de taxas de falhas;
- (ii) seu modelo que mensuração do impacto da atuação de atividades de manutenção sobre as taxas de falha e/ou sobre a confiabilidade; e,
- (iii) o método de busca ou otimização utilizado para encontrar um plano de manutenção adequado ou ótimo.

Em geral, os modelos dos tópicos (i) e (ii) atuam de forma combinada. Tais modelos aqui utilizados e propostos são indicados, respectivamente, na Seção 3.3 e no Capítulo 4.

Na Seção 2.3.1, as abordagens com modelos de taxa de falhas dos componentes das redes e mensuração da manutenção sobre tais taxas de falha e sobre a confiabilidade do sistema similares aos utilizados neste trabalho são apresentadas. As demais abordagens relevantes são indicadas na Seção 2.3.2. Em ambas as seções, as abordagens são apresentadas segundo ordem cronológica.

Indica-se que as abordagens do problema de manutenção em SDEE ainda não tratam sobre o tema de geração distribuída. Para tanto, a Seção 3.5 do próximo capítulo é dedicada a essa discussão.

### 2.3.1 Abordagens Relacionadas

Sittithumwat et al. (2004) propõem uma formulação de programação binária para direcionar o foco da manutenção a componentes críticos, com alto impacto na confiabilidade da rede de distribuição. Primeiramente, as taxas de falha são consideradas constantes e, em seguida, os autores consideram cenários de informações limitadas por conjuntos *fuzzy*. Além disso, eles utilizam 3 níveis de manutenção (intensiva, mínima ou nenhuma manutenção) e cada nível possui um multiplicador de taxa de falha associado, que afeta diferentemente a variação da taxa de falha dos equipamentos. Os estudos computacionais foram baseados em uma rede de pequeno porte (rede de referência) de 7 seções e aproximadamente 5000 consumidores.

Adicionando o conceito de horizonte de planejamento na proposta de Sittithumwat et al. (2004), Reis (2007) aborda o problema multi-período com a meta-heurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) e um Algoritmo Genético Híbrido (AGH) para minimizar os custos de manutenção, restritos a um nível de confiabilidade mínimo. O processo de busca da meta-heurística GRASP requer uma heurística construtiva e um procedimento de busca local. O autor indica que a definição

de vizinhança na busca local não foi satisfatória e que consumiu 96% do tempo da meta-heurística. O Algoritmo Genético (AG) foi proposto com codificação dos cromossomos por vetores reais e com o método de busca local *Hill Climbing*. Os teste computacionais foram realizados em simulações computacionais (instâncias) de porte real de 1000 a 2000 componentes. Tais estudos indicaram a relevância de se considerar um horizonte de planejamento para proposição de manutenções preventivas em relação à confiabilidade da rede.

Bacalhau (2009) desenvolve 3 meta-heurísticas híbridas como estratégia de solução ao problema analisado por Reis (2007). São utilizadas diferentes articulações de Busca em Profundidade, Busca em Largura e *Simulated Annealing* (SA). A meta-heurística BPS proposta utiliza um procedimento construtivo, segundo uma função de custo-benefício, e seguida por busca em profundidade informada e SA. Os estudos de casos envolveram redes de pequeno porte e a meta-heurística BPS teve desempenho destacado e similar ao AGH de Reis (2007).

Usberti et al. (2015) utilizam e estendem a abordagem de Reis (2007) ao desenvolver uma abordagem multiobjetivo para propor distintos planos de manutenção para atender o “trade-off” custo-confiabilidade. Os autores propõem a utilização do método Epsilon-Restrito para construir curvas de Pareto entre custo e confiabilidade. Além disso, o artigo propõe uma estratégia, baseada em ordenação, para combinar distintos planos de manutenção de redes locais para gerar planos para grupos elétricos, procurando atender as normas estabelecidas e supervisionados pelas agências reguladoras. Dessa forma, destaca-se que esses autores lidam com dois problemas de manutenção distintos: a proposição de planos de manutenção de “nível local” para determinada rede de distribuição radial ao adaptar o modelo de Reis (2007) ao caso biobjetivo de custo de manutenção e nível de confiabilidade; e, a proposição de planos de manutenção de “nível global” para o conjunto elétrico composto por diversas redes locais. Nota-se que os autores consideraram redes de grande porte em suas análises.

Para o problema manutenção em redes locais, Bacalhau (2015) desenvolve uma metodologia, baseada em programação dinâmica, denominada Programação Dinâmica com Redução de Espaços de Estados (PDREE). A redução de estados envolve: a eliminação de regiões não promissoras, utilizando o conceito de soluções dominadas; e, um método guloso para busca em vizinhança de boas trajetórias, segundo o conceito de Programação Dinâmica Diferencial Discreta. Além disso, o autor indica duas técnicas híbridas que utilizam o AGH de Reis (2007). A diferença entre elas é a ordem de utilização do AGH e do PDREE. Os estudos de casos foram realizados em redes de grande porte. Na maioria dos teste, as abordagens híbridas tiveram melhor desempenho.

Nota-se que em todas as abordagens dessa seção, o índice FEC foi o indicador de confiabilidade utilizado.

### 2.3.2 Abordagens Gerais

Os trabalhos dessa seção não apresentam necessariamente um modelo de predição de taxas, um modelo que quantifica as ações de manutenção na confiabilidade e um método de otimização. No entanto, apresentam pelo menos um desses elementos que são relevantes ao problema de otimização de manutenção em SDEE.

Endrenyi et al. (1998) propõem um modelo matemático que descreve o impacto na confiabilidade de equipamentos sob deterioração, a partir de inspeções periódicas que podem conduzir a 3 níveis de manutenção distintos. Esse modelo é baseado em estados discretos, isto é, um modelo markoviano. Adicionalmente, o artigo propõe a utilização de simulação de Monte Carlo como forma de estimar a variância das distribuições de falha sob estudo. Considerando os custos desses níveis de manutenção e seus respectivos impactos no sistema, o modelo busca elaborar planos de manutenção ótimos.

Soudi & Tomsovic (2001) propõem uma técnica baseada em programação por metas (do inglês, *Goal Programming*) para otimizar a eficácia de equipamentos de proteção em redes de distribuição. As metas estabelecidas são: minimizar dois índices de confiabilidade ao estabelecer os tipos e lugares na rede dos equipamentos de proteção; e, encontrar um balanço entre os indicadores de interrupções momentâneas e permanentes. O estudo de caso é realizado em uma rede de referência.

Radmer et al. (2002) propõem modelos de predição de taxas de falha variantes no tempo associados à vegetação para linhas de energia aéreas. Os métodos desenvolvidos estimam as taxas de falha dos alimentadores, a partir de informações como clima, nível de precipitação e data da última poda dessas árvores. O artigo propõe um modelo linear, um exponencial e um multivariado linear como modelos regressivos, e um modelo baseado em Redes Neurais Artificiais (RNA). Os testes realizados indicam que embora a RNA apresente melhor ajuste aos dados apresentados durante o treinamento, o modelo multivariado linear apresentou a maior capacidade de generalização ao predizer falhas desconhecidas.

Kuntz et al. (2002) desenvolvem uma metodologia centrada em confiabilidade para corte e poda da vegetação de redes de distribuição. Considerando restrições de nível de confiabilidade, custo e mão-de-obra disponível, os autores utilizam *Simulated Annealing*, Algoritmo Genético e Busca Tabu como métodos de buscas, associados ou não à busca local via *Hill Climbing*. A abordagem híbrida de “Algoritmo Genético-Hill Climbing” encontrou as melhores soluções. Para relacionar os impactos das ações de manutenção sobre a confiabilidade do sistema, um modelo de predição de taxas de falhas por meio de redes neurais foi elaborado.

Janjic & Popovic (2007) desenvolvem uma metodologia baseada em gestão de riscos e decomposição de fatores de risco para manutenção em SDEE em determinado horizonte de planejamento. Os autores propõem decompor as taxas de falhas nos fatores

de risco (vegetação, deterioração por envelhecimento, entre outros) e determinar um plano de manutenção de custo esperado de operação mínimo, de acordo com uma técnica baseada em programação dinâmica, visto que esse modelo pode ser representado por uma árvore de decisão. No entanto, à medida que o número de componentes do sistema cresce, há um aumento progressivo do número de estados. Para lidar com esse efeito, o artigo propõe a priorização de componentes, embora seja possível perder a solução ótima nesse processo.

Hilber et al. (2007) propõem uma abordagem multiobjetivo ao problema de manutenção considerando um indicador de confiabilidade baseado nos consumidores e o orçamento para manutenção da empresa de distribuição. O cálculo do indicador de confiabilidade é realizado após a utilização de simulações de Monte Carlo. Uma meta-heurística baseada na técnica de otimização por enxame de partículas (PSO, do inglês, *Particle Swarm Optimization*) é desenvolvida para solução do problema. O estudo de caso é realizado em uma rede de distribuição em Estocolmo (Suécia), no entanto, com menos de 200 componentes. Hilber & Bertling (2008) continuam o trabalho anterior ao aplicá-lo em uma rede de distribuição de cobertura urbana e rural. Os estudos de casos realizados indicam que atividades de manutenção preventivas devem ser priorizadas em alimentadores que servem a alto contingente de consumidores em redes urbanas, enquanto nas redes rurais a poda de árvores próximas as linhas de energia é a atividade de manutenção mais efetiva.

Arya et al. (2011) abordam o problema de minimizar a taxa de falhas e o tempo médio de reparo dos componentes de uma rede de distribuição por meio das meta-heurísticas Evolução Diferencial e PSO. No entanto, quais atividades devem ser realizadas para atingir tais taxas de falha não são indicadas. Uma rede de distribuição de 7 pontos de carregamento foi utilizada para o estudo de caso.

No contexto de sistemas multicomponentes gerais, Moghaddam & Usher (2011a) utilizam as meta-heurísticas Algoritmo Genético e *Simulated Annealing* ao problema multiobjetivo de gerar planos de manutenção de menor custo e máxima confiabilidade para sistemas cujos componentes apresentam taxas de falha crescente. O exemplo de teste apresentou 10 componentes e 36 períodos no horizonte de planejamento. Moghaddam & Usher (2011b) desenvolvem uma abordagem híbrida que combina Programação Dinâmica (PD) e o algoritmo *Branch & Bound* para o mesmo problema do trabalho anterior. O estudo de caso considerado apresentou apenas 10 componentes.

Por fim, nota-se que parte desses trabalhos, mesmo diante de programas de manutenção baseada em confiabilidade, utilizam a nomenclatura “manutenção preventiva”. Assim, pode-se entender que eles não se referenciam ao ramo de conhecimento da Função Manutenção, mas ao significado de ações de manutenção que foram previamente planejadas. Particularmente, os modelos do Capítulo 4, que são baseados em confiabilidade, utilizam a nomenclatura “manutenção preventiva” no sentido de manutenção programada.

---

---

## CAPÍTULO 3

---

# CARACTERIZAÇÃO DOS PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO DE MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

“A última tentativa da razão é reconhecer que há uma infinidade de coisas que a ultrapassam.

---

Blaise Pascal em *Pensamentos* (1814).

Este capítulo discute aspectos da representação matemática de redes de distribuição de energia elétrica, na Seção 3.1, e indicadores de confiabilidade na Seção 3.2. A Seção 3.3 discute o modelo de taxas de falha, que relaciona o comportamento esperado de falhas dos componentes com as atividades de manutenção. A Seção 3.4 introduz os problemas de nível local e nível global estudados neste trabalho. Por fim, a Seção 3.5 discute aspectos do efeito da geração distribuída sobre a confiabilidade das redes.

### Objetivos do capítulo:

- Apresentar uma Rede Distribuição de Energia Elétrica, suas configurações típicas e indicadores de confiabilidade;
- Introduzir um Modelo de Taxa de Falhas para os equipamentos da redes;
- Enunciar os Problemas de Manutenção de SDEE de nível local e de nível global;
- Discutir o efeito de Geração Distribuída na confiabilidade de SDEE.



### 3.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Conforme apresentado no Capítulo 1, os SDEE são responsáveis por fornecer energia elétrica aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, a partir do Sistema de Transmissão. Para atender aos requisitos dos consumidores, uma rede de distribuição de energia elétrica possui equipamentos, como transformadores, cabos, fusíveis, equipamentos de proteção, recursos de infraestrutura, que estão sujeitos a falhas, isto é, a eventos que conduzem a interrupção do serviço.

Normalmente, os SDEE operam de forma radial. No entanto, como medida de segurança, a maior parte dos SDEE é planejado e construído como sistemas malhados com chaves normalmente abertas, que permitem interligar diferentes regiões da rede de distribuição, como ilustra a Figura 3.1. Quando acontece uma falha no sistema, os equipamentos de proteção a montante do ponto de falha atuam para inibir a falha, deixando parte da rede sem fornecimento de energia. Nessas situações, chaves abertas podem ser fechadas, alterando a topologia e re-estabelecendo o fornecimento de energia para parte da rede. Essas chaves buscam reduzir o impacto das falhas ao possibilitar o fornecimento de energia elétrica (total ou parcial) às regiões que tiveram o suprimento de energia interrompido. Após a recuperação do sistema, as chaves são reabertas e a topologia original do sistema é mantida.

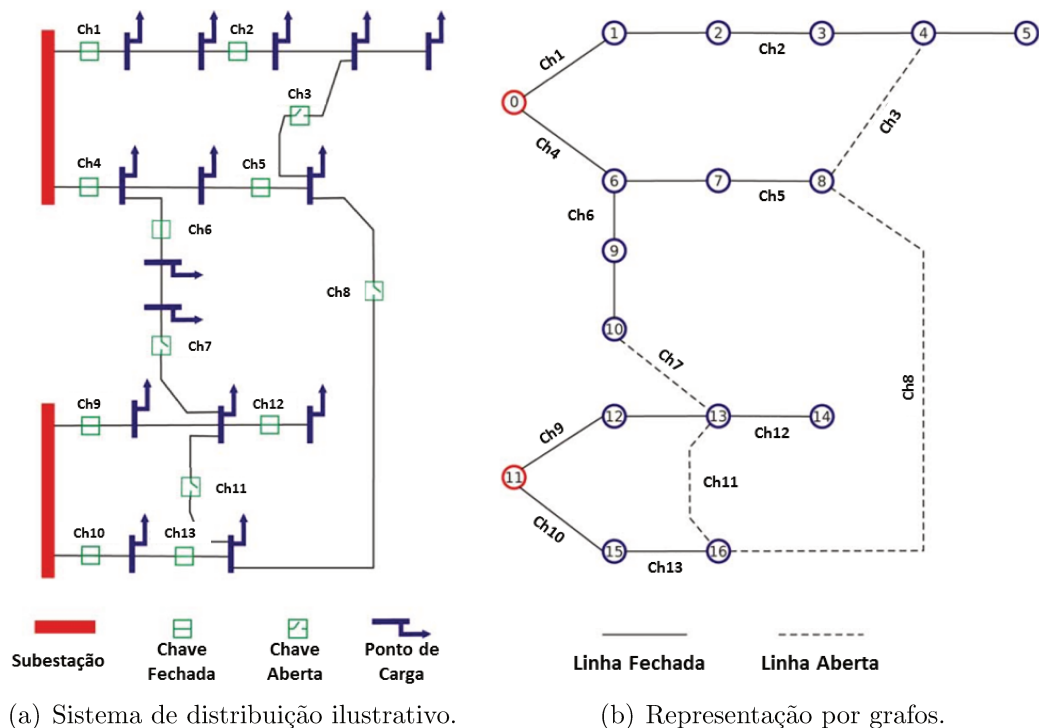


Figura 3.1: Representação gráfica de um sistema de distribuição malhado com operação radial.

Fonte: Adaptado de De Assis et al. (2015).

Nota-se que, mesmo na presença de uma falha e com a topologia da rede alterada pelo fechamento de uma chave aberta, a “nova” rede normalmente opera em configuração radial (Billinton & Allan 1996).

Usando uma terminologia de grafos, uma rede de distribuição operada de forma radial pode ser representada como uma árvore cuja raiz é a subestação (Usberti et al. 2015). A Figura 3.1(b) ilustra a representação por grafos da rede representada na Figura 3.1(a).

Quando as redes operam na forma radial, existe um caminho único de qualquer elemento da rede até a subestação. Assim, essas redes são susceptíveis a interrupções devido a um único evento (Billinton & Billinton 1989). Falhas em componentes levam à atuação dos equipamentos de proteção a montante, e as redes a jusante das proteções têm o fornecimento de energia interrompido. Conseqüentemente, do ponto de vista da confiabilidade, os equipamentos mais próximos à subestação têm maior relevância, pois, em caso de falhas, maior número de consumidores serão afetados.

A Figura 3.2 ilustra uma rede de distribuição radial. Em geral, o critério de voltagem é utilizado para subdividir essas redes em dois níveis (Costa et al. 2011). A rede de distribuição primária está conectada à subestação de distribuição de energia elétrica e opera, por exemplo, a 13.8 KV. A rede de distribuição secundária está conectada à rede primária por meio de transformadores, que reduzem a voltagem, e opera, por exemplo, a 110 V ou 220 V.

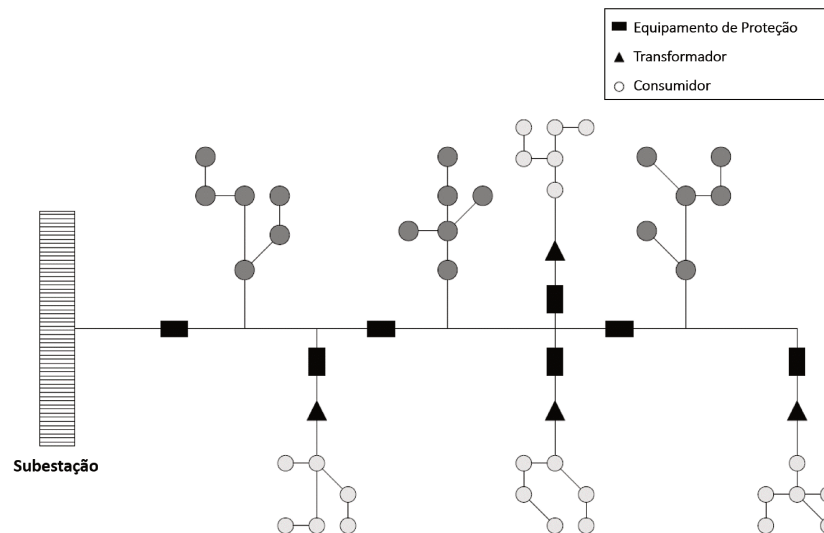


Figura 3.2: Rede de distribuição de energia elétrica.

Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015).

A Seção 3.1.1 apresenta a partição das redes de distribuição em seções, definidas pelos equipamentos de proteção.

### 3.1.1 Seções da Rede de Distribuição

Os equipamentos de proteção são utilizados em redes de distribuição de energia elétrica para impedir que as falhas se propaguem pela rede. Após o acontecimento de uma falha, um equipamento de proteção a montante da falha é acionado, e apenas a rede a jusante desse equipamento tem seu fornecimento de energia interrompido.

Sittithumwat et al. (2004) utilizam o conceito de seções para estudos de confiabilidade das redes. As fronteiras das seções são caracterizadas por equipamentos de proteção, para identificar o conjunto de componentes afetado por uma mesma falha. A rede de distribuição é dividida em várias seções, de acordo com os equipamentos de proteção, e cada uma dessas seções servirá uma determinada quantidade de clientes da rede. Outros autores, como Reis (2007), Bacalhau (2009, 2015) e Usberti et al. (2015) também utilizaram o conceito de seções.

A Figura 3.3 ilustra a representação em seções da rede de distribuição radial da Figura 3.2. Como a rede possui 7 equipamentos de proteção, 7 seções distintas são consideradas. Os 4 transformadores da Figura 3.2 indicam que 4 dessas seções pertencem às redes secundárias e 3 seções à rede primária da distribuição.

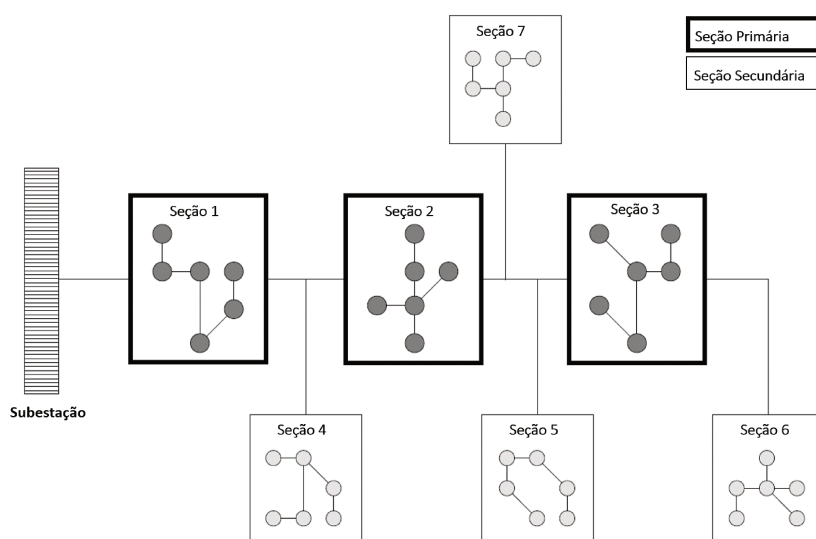


Figura 3.3: Rede de distribuição representada por seções.  
Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015).

A próxima seção discute o cálculo de indicadores de confiabilidade, e o cálculo desses indicadores usando o modelo de representação das redes em seções.

## 3.2 Indicadores de Confiabilidade em SDEE

Como já mencionado, o conceito de confiabilidade está relacionado com a probabilidade de que o componente, ou sistema, opere, de acordo com sua função, sobre

determinado período de tempo (Fogliatto & Ribeiro 2009). Para medir a aderência à operação, de acordo com a função dos equipamentos e sistemas, são definidos indicadores de confiabilidade. Normalmente, os indicadores usados em SDEE consideram as redes de distribuição em configuração radial (IEEE Standard 1366 2003, ANEEL 2015), visto que é a configuração mais utilizada na operação desses sistemas.

Billinton & Allan (1996) destacam que os princípios de confiabilidade de sistemas em série se aplicam aos SDEE que operam na forma radial. Os autores apresentam três parâmetros básicos de confiabilidade, que são utilizados na definição de indicadores de confiabilidade em SDEE: (i) a taxa média de falhas ( $\lambda_s$ ), (ii) o tempo médio de interrupção anual ( $U_s$ ), e (iii) o tempo médio de interrupção ( $r_s$ ), respectivamente, representados nas Equações (3.1) à (3.3).

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (3.1)$$

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (3.2)$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (3.3)$$

O parâmetro  $\lambda_i$  representa a estimativa de falha do equipamento  $i$ . Os somatórios das Equações (3.1) à (3.3) operam sobre os equipamentos desde a subestação de distribuição até o ponto de carregamento  $s$  sob análise.

Billinton & Allan (1996), Brown (2009) e Chowdhury & Koval (2009) apresentam os índices de confiabilidade mais usados em companhias de distribuição de energia. Tais índices envolvem: o número de falhas médio pela quantidade de consumidores da rede, ou quantidade de consumidores afetados por falhas; a duração média (em tempo) das falhas pela quantidade de consumidores da rede, ou quantidade de consumidores afetados por falhas; porcentagem do tempo de serviço disponível e não disponível; e o total de energia não fornecida pela quantidade de consumidores da rede, ou quantidade de consumidores afetados.

A seguir, alguns desses índices são apresentados, conforme os autores acima e o Módulo 8 da ANEEL (ANEEL 2015). Destaca-se que os indicadores FEC e DEC são os mais utilizados na bibliografia da área, para avaliar a confiabilidade de redes de distribuição.

- (i) Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) — número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade

consumidora do conjunto considerado:

$$\text{FEC} = \frac{\text{número total de interrupções dos consumidores}}{\text{número total de consumidores servidos}} = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (3.4)$$

onde  $\lambda_i$  é a taxa de falha e  $N_i$  o número de consumidores do ponto de carregamento  $i$ .

- (ii) Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) — intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica:

$$\text{DEC} = \frac{\text{duração total das interrupções dos consumidores}}{\text{número total de consumidores}} = \frac{\sum_i U_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (3.5)$$

onde  $U_i$  é o tempo de interrupção anual. Nota-se que FEC e DEC estão implicitamente ligados. Primeiramente, o FEC avalia a frequência de interrupção das falhas. Associado a ele, pode-se entender o DEC como um segundo indicador, que avalia a duração média em tempo dessas falhas ocorridas (ou previstas). Assim como nas abordagens da Seção 2.3.1, o indicador FEC é adotado nos modelos do Capítulo 4 como indicador de confiabilidade das redes, pois apresenta um nível de informação mais adequado ao nível de planejamento estudado.

- (iii) Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC): número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão.
- (iv) Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC): intervalo de tempo que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica

Os indicadores DEC, FIC e DIC não são utilizados nos modelos adotados e propostos nesse trabalho. No entanto, esses modelos podem ser modificados para considerar esses indicadores. Por exemplo, ao utilizar o indicador DEC, os tempos de identificação da falha e de recuperação do sistema podem ser considerados como restrições nesses modelos em relação ao padrão de tempo de DEC, estabelecido pela agência reguladora para a rede analisada. Em geral, os trabalhos que utilizam o DEC abordam o problema de alocação de chaves, como em De Assis et al. (2015).

Nota-se que os indicadores de confiabilidade em SDEE não estão restritos aos apresentados acima. Aliás, é importante diferenciar que neste trabalho esses indicadores

não são valores determinísticos, como aqueles observados pelas agências reguladoras de energia. Esses indicadores são valores esperados calculados a partir de estimativas para as taxas de falha dos equipamentos da rede de distribuição.

O indicador FEC apresentado na Equação (3.4) não considera a existência de equipamentos de proteção. Uma representação mais próxima da realidade deve considerar o comportamento dos equipamentos de proteção sobre a confiabilidade da rede. Os indicadores de confiabilidade apresentados são facilmente adaptados para a representação das redes por seções, definidas pelos equipamentos de proteção. Por exemplo, a Equação (3.6) apresenta o cálculo do indicador FEC de acordo com o modelo de seções (Sittithumwat et al. 2004).

$$FEC = \frac{\sum_s (N_s \sum_{e \in E_s} \lambda_e)}{NT} \quad (3.6)$$

onde  $\lambda_e$  é a taxa de falha do equipamento  $e$ ,  $N_s$  é o número de clientes servidos pela seção  $s$  e todas seções a jusante,  $NT$  é o número total de clientes servidos pela rede de distribuição e  $E_s$  é o conjunto de equipamentos da rede de distribuição pertencentes à seção  $s$ .

A observação do parâmetro  $N_s$  no numerador da Equação (3.6) indica que os equipamentos das seções mais próximas da subestação de distribuição terão maior peso no indicador FEC; enfatiza-se que esse parâmetro representa a quantidade de consumidores da seção  $s$  e das seções a jusante dela. Dito de outra forma, sob o ponto de vista da confiabilidade, os equipamentos das seções mais próximas da subestação de distribuição são mais relevantes. Dessa forma, é necessário desenvolver estratégias para que esses equipamentos (e respectivas seções) tenham altos índices de confiabilidade.

A redução do FEC, calculado na forma definida na Equação (3.6), é um dos objetivos adotados na otimização de estratégias de manutenção, discutidas nas seções a seguir.

### 3.3 Modelo de Taxas de Falhas

Conforme indicado na Seção 2.2.2, para tratar a manutenção em SDEE como um problema de otimização são necessários modelos que mensurem o comportamento esperado de falhas da rede e o impacto das ações de manutenção.

O modelo de taxa de falhas considerado neste trabalho tem a premissa de que as atividades de manutenção retardam a deterioração dos componentes. Assim, considera-se uma interrupção programada ao longo do ciclo de vida desses componentes. Esse ciclo de vida útil ignora o fenômeno de falha prematura de equipamentos recém instalado na rede, indicado na Seção 2.1.2. Moon et al. (2006) utiliza a mesma premissa e indica que a

mortalidade infantil dos equipamentos, normalmente causada por defeitos de manufatura, tem sido reduzida consideravelmente e que um componente pode ser considerado estável no sistema após suficientes testes de implantação.

A Equação (3.7) apresenta o comportamento de taxa de falhas considerado.

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} m_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (3.7)$$

onde  $\lambda_e^t$  é a taxa de falhas (estimada) do equipamento  $e$  no período  $t$  do horizonte de planejamento, e  $m_e^t$  corresponde ao multiplicador de taxa de falhas associado, de acordo com a ação de manutenção a ser aplicada sobre o equipamento  $e$  no período  $t$ .

Na ausência de manutenção, o multiplicador  $m_e^t$  tem um valor maior que uma unidade ( $m_e^t > 1$ ). Nesse caso, a taxa de falhas  $\lambda_e^t$  assume um valor maior que a taxa de falhas do período anterior ( $\lambda_e^{t-1}$ ). Diante de uma ação de manutenção, o multiplicador  $m_e^t$  passa a ter um valor menor que uma unidade ( $0 < m_e^t \leq 1$ ) e a taxa de falhas  $\lambda_e^t$  tem um valor menor que a taxa de falhas do período anterior ( $\lambda_e^{t-1}$ ). Dessa forma, nota-se que o valor do multiplicador  $m_e^t$  está relacionado com a alocação ou não de manutenção ao equipamento  $e$  no período  $t$ . A Seção 3.4.1 introduz o modelo de taxa de falhas no contexto de problema de otimização da manutenção em SDEE.

Em outras palavras, o modelo de taxa de falhas considerado pode ser entendido como uma progressão geométrica, cuja razão é dependente da alocação ou não de manutenção. A Figura 3.4 ilustra o modelo de taxa de falhas considerado.

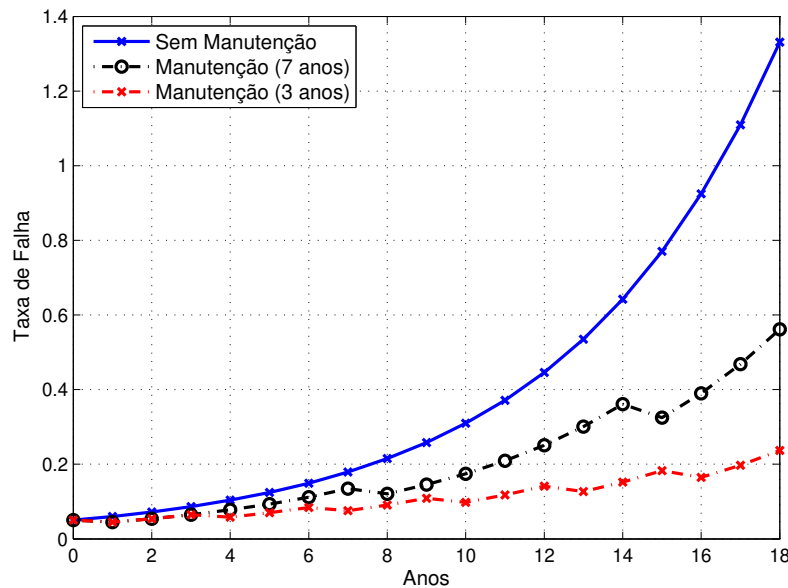


Figura 3.4: Ciclo de vida de um componente.

Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015).

Cada componente da rede de distribuição possui seu modelo de taxa de falhas,

conforme indicado na Equação (3.7) e ilustrado pela Figura 3.4, pois todos os equipamentos se deterioram ao longo do tempo. Utilizando cada uma dessas taxas em sua composição, o indicador FEC representa uma estimativa de confiabilidade para a rede de distribuição.

No modelo de taxa de falhas adotado, o multiplicador  $m_e^t$  representa uma variável e está indexado no período  $t$  para representar o multiplicador de taxa de falhas, que é um parâmetro constante, associado à variável  $x_e^t$ , isto é, à decisão de alocação de manutenção ao equipamento  $e$  no período  $t$ . Dito de outra forma, esses multiplicadores de taxa de falhas são constantes para todo o ciclo de vida dos equipamentos. No entanto, eles podem ser adaptados e indexados no tempo para representar, por exemplo, as possíveis distinções do impacto da manutenção no início, meio e fim do ciclo de vida do equipamento. Essa prática seria uma forma de lidar com o fenômeno de mortalidade infantil dos componentes.

### 3.4 A Abordagem de Usberti et al. (2015)

Essa seção apresenta os dois problemas de manutenção em SDEE tratados nesse trabalho, utilizando a abordagem de Usberti et al. (2015) para introduzir a nomenclatura dos problemas. Os modelos propostos no Capítulo 4 são desenvolvidos a partir dos problemas discutidos nessa seção.

Usberti et al. (2015) lidam com dois problemas distintos de manutenção em SDEE. Para tanto, eles propõem estratégias de solução diferentes. Os autores nomeiam essa metodologia de Problema de Alocação Multicritério e Hierárquica de Recursos de Manutenção, do inglês *Hierarchical Multiple Criteria Maintenance Resources Allocation Problem* (MRAP), pois ambos problemas estão ligados em nível hierárquico, e apresentam os objetivos de minimização de custos de manutenção e de maximização da confiabilidade da rede. Eles propõem a nomenclatura a seguir, também utilizada neste trabalho.

- (i) Problema de “Nível Local”: este problema envolve a proposição planos de manutenção, para atender o compromisso confiabilidade-custo, de uma única rede de distribuição radial do grupo elétrico. Trata-se de um problema já abordado na literatura.
- (ii) Problema de “Nível Global”: o problema envolve a elaboração de planos de manutenção ao grupo elétrico de distribuição, considerando o compromisso confiabilidade-custo; o grupo é formado por  $n$  redes locais, e a solução proposta usa as soluções dos  $n$  problemas de nível local, obtidas previamente. Este problema e uma abordagem de solução foram propostos por esses autores.

O modelo matemático do MRAP de nível local de Usberti et al. (2015) é introduzido na Seção 3.4.1. O MRAP de nível global é indicado e discutido na Seção



3.4.2.

### 3.4.1 MRAP de Nível Local

O MRAP de nível local é uma extensão da abordagem de Reis (2007) ao caso biobjetivo de custos de manutenção e confiabilidade da rede. Considera dois níveis de manutenção: a atividade de manutenção preventiva e não fazer manutenção. Reis (2007) propõe as meta-heurísticas de Algoritmo Genético com busca local via *Hill Climbing* e de GRASP como estratégias de solução ao problema de minimização dos custos de manutenção, sujeito à restrição de confiabilidade mínima da rede. A proposição de meta-heurísticas é devido ao problema tratado ser não-linear e discreto. Tal não-linearidade é encontrada por Reis (2007) pela introdução do conceito de horizonte de planejamento no modelo de Sittithumwat et al. (2004). Nota-se que Sittithumwat et al. (2004) utilizam programação binária em seu trabalho. Assim, percebe-se que este trabalho revisita o problema de manutenção em SDEE por meio de Programação Inteira.

O MRAP de nível local discutido por Usberti et al. (2015) é um modelo biobjetivo não-linear inteiro para alocação de recursos de manutenção preventiva para redes de distribuição radiais. A seguir, a notação do modelo matemático é apresentada, de acordo com seus índices, variáveis de decisão e parâmetros.

□ Conjuntos e Índices:

- $E$  - conjunto de todos os equipamentos da rede de distribuição. Um único equipamento da rede é representado pelo índice  $e$ ;
- $S$  - conjunto de todas as seções da rede de distribuição. Uma única seção da rede é representada pelo índice  $s$ ;
- $E_s$  - subconjunto de  $E$  que representa o conjunto de equipamentos pertencentes à seção  $s$ ;
- $T$ : conjunto que representa o horizonte de planejamento do plano de manutenção a ser elaborado. Um único período do horizonte é representado pelo índice  $t$ .

□ Variáveis de Decisão:

- $x_e^t$  - variável de decisão binária cujo valor é (1) se o equipamento  $e$  recebe manutenção preventiva no período  $t$ , e (0) caso contrário;
- $\lambda_e^t$  - variável de decisão contínua que representa a taxa de falha do equipamento  $e$  no período  $t$ ;
- $m_e^t$  - variável de decisão que representa o multiplicador de taxa de falha a ser aplicado sobre a taxa de falha  $\lambda_e^{t-1}$ , segundo a decisão de manutenção  $x_e^t$ , no equipamento  $e$  no período  $t$ .

□ Parâmetros:

- $p_e$  - custo de manutenção preventiva do equipamento  $e$ ;
- $c_e$  - custo de manutenção corretiva do equipamento  $e$ ;
- $N_s$  - número de clientes servidos pela seção  $s$  e todas seções a jusante;
- $NT$  - número total de clientes servidos pela rede de distribuição;
- $m_{e0}$  - multiplicador da taxa de falha do equipamento  $e$  na ausência de manutenção preventiva;
- $m_{e1}$  - multiplicador da taxa de falha do equipamento  $e$  quando manutenção preventiva é realizada;
- $r$  - taxa de juros.

O primeiro objetivo do MRAP de nível local envolve os custos de manutenção. Os autores utilizam custos de manutenção preventiva e corretiva. As Equações (3.8) e (3.9), respectivamente, detalham a forma de cálculo. Naturalmente, a opção “não realizar manutenção” não acarreta custos.

$$PC^t = \sum_s \sum_{e \in E_s} p_e x_e^t \quad (3.8)$$

$$CC^t = \sum_s \sum_{e \in E_s} c_e \lambda_e^t \quad (3.9)$$

O segundo objetivo do MRAP de nível local envolve a confiabilidade da rede de distribuição. Os autores utilizam o indicador de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Na forma definida pela Equação (3.6), estendida na Equação (3.10) para considerar os períodos do horizonte de planejamento.

$$FEC^t = \frac{\sum_s (N_s \sum_{e \in E_s} \lambda_e^t)}{NT} \quad (3.10)$$

O modelo de taxa de falhas é representado nas restrições do modelo e pode ser entendido como uma progressão geométrica (PG). A razão dessa PG pode variar para cada equipamento  $e$  em certo período  $t$ , segundo o multiplicador de taxa de falhas  $m_e^t$ . Na ausência de manutenção, essa razão é maior do que 1 ( $m_{e0} > 1$ ), pois a rede se deteriora. Diante de manutenção preventiva, essa razão deve estar no intervalo  $0 < m_{e1} \leq 1$ , indicando a recuperação da rede. As Equações (3.11) e (3.12) apresentam o modelo de taxa de falhas. Tal modelo representa aquele exibido na Figura 3.4.

$$m_e^t = x_e^t m_{e1} + (1 - x_e^t) m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (3.11)$$

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} m_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (3.12)$$

Assim, o MRAP de nível local de Usberti et al. (2015) pode ser resumido na sequência de equações a seguir.

**MRAP de nível local de Usberti et al. (2015)**

$$\min \quad CT = \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} (PC^t + CC^t) \quad (3.13)$$

$$\min \quad FEC = \max_t \{FEC^t\} \quad (3.14)$$

$$s.a. \quad m_e^t = x_e^t m_{e1} + (1 - x_e^t) m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (3.15)$$

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} m_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (3.16)$$

$$x_e^t \in \{0, 1\} \quad \forall e, \forall t \quad (3.17)$$

$$m_e^t \geq 0 \text{ e } \lambda_e^t \geq 0 \quad \forall e, \forall t \quad (3.18)$$

Supõe-se que as taxas de falha iniciais ( $\lambda_e^0$ ) são conhecidas para todos os equipamentos. A função-objetivo (3.13), a ser minimizada, representa os custos de manutenção. Uma taxa de juros é adotada para avaliar o Valor Presente Líquido dos recursos usados na manutenção. A função-objetivo (3.14), a ser minimizada, representa a confiabilidade da rede — nota-se que ao minimizar o FEC, maximiza-se a confiabilidade. As restrições (3.15) e (3.16) caracterizam o modelo de taxas de falha considerado. As restrições (3.17) e (3.18) indicam o tipo de variáveis.

A solução do problema de otimização deve definir onde e quando alocar manutenção, considerando o compromisso custo-confiabilidade. Dessa forma, a solução do modelo é uma curva de Pareto, na qual cada ponto representa um plano de manutenção, associado a um determinado custo e confiabilidade. Para gerar tal curva, Usberti et al. (2015) propõem a técnica Epsilon-Restrito sobre a metaheurística de Algoritmo Genético com *Hill Climbing* de Reis (2007), usando o objetivo de maximização de confiabilidade como restrição.

Hilber & Bertling (2008) observam que há certo grau de correlação entre o custo de manutenção, que considera a taxa de falhas na manutenção corretiva, e um indicador de confiabilidade, que também considera a taxa de falhas. Em outras palavras, os objetivos não são totalmente conflitantes.

Em relação a complexidade algorítmica, o MRAP de nível local é um problema da classe NP-Difícil. Para demonstrar esta propriedade, Usberti et al. (2015) argumen-

tam que esse problema, reduzido ao caso especial, de um único período no horizonte de planejamento e com o problema escrito como a minimização dos custos de manutenção sujeitos a um nível desejado de confiabilidade ( $FEC < FEC_{desejado}$ ), representa um problema da mochila. Garey & Johnson (1979) demonstram que o problema da mochila é um problema NP-Difícil. Naturalmente, se o caso especial já é NP-Difícil, o caso geral tem complexidade equivalente ou maior.

Por fim, destaca-se que o problema dessa seção é um problema biobjetivo não-linear inteiro. Por isso, Usberti et al. (2015) utilizam e adaptam a meta-heurística de Reis (2007). No próximo capítulo, na Seção 4.1, um modelo linear inteiro e mono-objetivo é formulado a partir do modelo dessa seção.

### 3.4.2 MRAP de Nível Global

Motivados pela supervisão das agências reguladoras de energia elétrica sobre a confiabilidade dos grupos elétricos de distribuição — e não, necessariamente, sobre a confiabilidade de determinada rede do grupo —, Usberti et al. (2015) propõem um segundo problema de manutenção em SDEE: o problema de manutenção do grupo elétrico. Após a construção de curvas de Pareto para as redes locais, isto é, após diferentes planos de manutenção terem sido elaborados para atender ao “trade-off” custo-confiabilidade de cada rede, busca-se construir uma curva de Pareto global para o grupo elétrico. Para isso, combina-se de forma ótima os planos de manutenção das redes locais, considerando-se a quantidade de consumidores servidos por essas redes.

Pode-se interpretar que o problema da seção anterior está em nível hierárquico mais baixo que o problema dessa seção. A Figura 3.5 ilustra essa relação a partir dos planos de manutenção de 3 redes de distribuição de operação radial (redes 1, 2 e 3), que combinados de maneira ótima formam os planos de manutenção do grupo elétrico (rede composta), constituído pelas 3 redes. Nessas figuras, o eixo das abscissas corresponde ao custo de manutenção preventiva e o eixo das ordenadas ao indicador FEC. Assim, nota-se que a solução do MRAP de nível global requer a solução prévia do MRAP de nível local de cada uma das redes que constituem o grupo elétrico sob análise.

O MRAP de nível local fornece um conjunto de planos de manutenção ( $S^i$ ), isto é, de soluções para cada rede  $i$  pertencente ao grupo elétrico. Cada uma dessas soluções é representada por um par  $z^i = (Custo^i, FEC^i)$  na curva de Pareto da rede  $i$ , isto é, apresenta um custo de manutenção e um indicador FEC. Como estratégia de solução ao problema de nível global, os autores propõem uma técnica de agregação e filtragem dos pares de custo de manutenção e indicador FEC das redes de distribuição locais, a partir dos operadores filtro, agregação e composição. Esses operadores são descritos sucintamente a seguir:

- Operador Filtro: retira as soluções dominadas do conjunto de soluções sob análise;

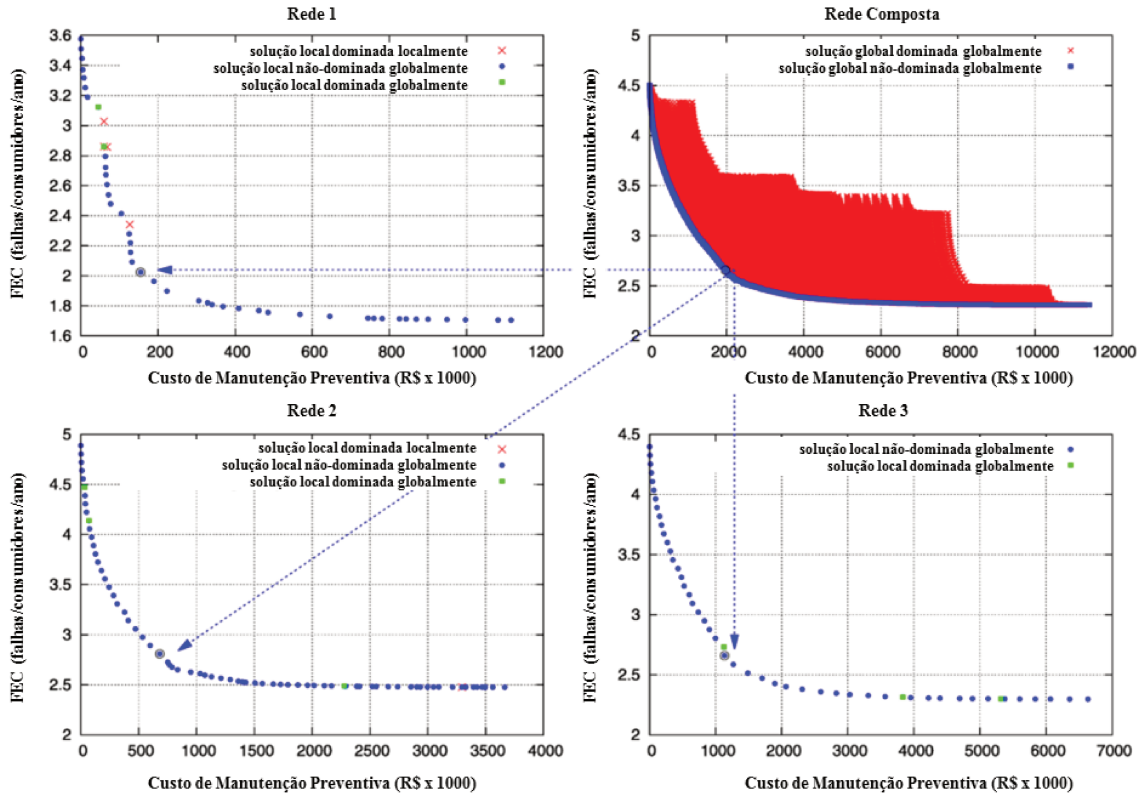


Figura 3.5: Esboço do problema de nível global.

Fonte: Adaptado de Usberti et al. (2015).

- Operador Agregação ( $\oplus$ ): dados dois planos de manutenção de redes distintas, isto é,  $z^i = (Custo^i, FEC^i) \in S^i$  e  $z^j = (Custo^j, FEC^j) \in S^j$  ( $i \neq j$ ), este operador gera uma terceira solução ( $z^k$ ), que representa a soma dos custos de manutenção e a média ponderada dos FECs das soluções iniciais, onde  $NT^i$  representa a quantidade de consumidores servidos pela rede  $i$ . A Equação (3.19) indica esse cálculo.

$$z^i \oplus z^j = (Custo^i + Custo^j, \frac{NT^i FEC^i + NT^j FEC^j}{NT^i + NT^j}) = z^k \quad (3.19)$$

- Operador Composição: este operador é aplicado em dois conjuntos de solução, por exemplo,  $S^i$  e  $S^j$ , e gera todas as possíveis combinações das soluções desses conjuntos.

Dessa forma, a abordagem proposta pelos autores envolve gerar todas as possíveis combinações dos planos de manutenção das curvas de Pareto do problema de nível local e filtrá-las até encontrar o conjunto de soluções não dominadas do problema de nível local. Naturalmente, uma pequena parcela das soluções geradas estarão na curva de Pareto do problema de nível global, conforme indica as soluções do grupo elétrico (*composite network*) da Figura 3.5.

No próximo capítulo, na Seção 4.2, uma formulação matemática para o pro-

blema dessa seção é desenvolvida. Trata-se de um modelo linear inteiro e mono-objetivo. Com essa formulação, o processo de otimização se encarrega de obter os melhores planos de manutenção ao grupo elétrico.

### 3.5 Geração Distribuída em SDEE

Segundo CPFL Energia (2016), os técnicos do setor elétrico costumam dizer que uma pessoa do início do século XX se surpreenderia com os avanços das telecomunicações, particularmente da telefonia móvel dos dias de hoje. Por outro lado, essa mesma pessoa não veria grandes diferenças no setor elétrico. Essa realidade começa a mudar com a introdução de um conjunto de inovações sintetizado no termo *Smart Grids*.

O conceito de *Smart Grids*, ou redes inteligentes, está associado à aplicação de inteligência e de cooperação dos recursos para criar um sistema elétrico flexível (Lightner & Widergren 2010). Segundo esses autores, trata-se de uma mudança de paradigma das práticas comumente aplicadas à operação e à expansão dos sistemas elétricos, que contribui para utilização aprimorada dos recursos, melhora da qualidade e confiabilidade da energia fornecida, aumento das eficiências operacionais e redução do impacto ambiental pela integração a fontes de energia renováveis. Para atingir esses objetivos, novos padrões tecnológicos e de automação vêm sendo desenvolvidos.

Um dos pilares das redes inteligentes é a geração distribuída de energia elétrica. Por gerador distribuído em sistemas de distribuição, entende-se um fornecedor de energia elétrica conectado em determinado ponto da rede de distribuição; por exemplo, em maior escala, uma usina sucroalcooleira, em micro-escala, um consumidor residencial que gera energia por um painel solar fotovoltaico. Esses agentes, além de possivelmente serem consumidores do operador do sistema de distribuição, podem vender sua energia elétrica excedente a ele. Nesse contexto, a subestação de distribuição deixa de ser o fornecedor único de energia aos consumidores residenciais, comerciais e industriais. Nota-se que, em geral, redes de distribuição que possuem geradores distribuídos também apresentam configuração de operação radial.

Denny & Dismukes (2002) indicam que muitos países reduziram as barreiras legais ao surgimento de novos agentes geradores de energia nos últimos anos. Por conseguinte, há o aumento de oferta de energia pelo crescimento do número de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição de energia elétrica. No entanto, a legislação atual apresenta requisitos para evitar que tais geradores impactem de forma negativa a operação de distribuição. Um caso de destaque é a operação ilhada, isto é, diante de falha e não fornecimento de energia por parte da subestação de distribuição, o gerador distribuído pode ou não continuar sua operação fornecendo energia a parte dos consumidores. No Brasil, a ANEEL restringe a operação ilhada a casos específicos (ANEEL 2015). Inclusive, existem abordagens na literatura para a rápida detecção de operação

ilhada com objetivo de interromper a operação do gerador distribuídoilhado como, por exemplo, Vieira (2006). Entre as justificativas para evitar operação ilhada, tem-se: a segurança do pessoal técnico, pois parte da rede poderá estar energizada sem conhecimento da concessionária; evitar problemas de aterramento, pois o subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, evitar problemas na restauração, pois ilhas energizadas podem interferir na restauração manual ou automática do fornecimento de energia aos consumidores (Vieira 2006).

Embora atualmente a legislação evite a operação ilhada, existem casos onde ela é permitida, e pode surgir uma tendência a sua adoção, na medida que novas tecnologias de segurança sejam desenvolvidas e o número de geradores distribuídos aumentem. Aliás, a atuação de geradores distribuídos ilhados contribui para o fornecimento de energia em regiões da rede que estariam com indisponibilidade de energia. Nota-se que essa atuação alteraria o nível de criticidade dos equipamentos da rede de distribuição. Por exemplo, é sabido que equipamentos próximos da subestação de distribuição, diante de falhas, impactam maior quantidade de consumidores. Por outro lado, quanto mais distantes da subestação os equipamentos estão, menor o impacto deles na confiabilidade da rede. Para o nível de planejamento dos problemas aqui analisados, distinções poderiam ser feitas de regiões que, diante de falhas da subestação, ainda estão cobertas por geradores distribuídos. Nesse caso, o investimento de recursos (financeiros) de manutenção seriam ainda mais priorizados aos equipamentos críticos e algumas interrupções (falhas) deixariam de ocorrer e de serem computadas. No entanto, primeiramente, seria necessário analisar se o gerador distribuído comporta a energia demandada por seções a montante e a jusante dele.

Destaca-se que o modelo de taxas de falha apresentado anteriormente é invariável à presença ou à ausência de geradores distribuídos no sistema de distribuição. No entanto, o fluxo de energia elétrica e a topologia da rede podem ser alterados pela presença de tais geradores, diante do acontecimento de falhas. Dessa forma, eles afetam a confiabilidade da rede e o cálculo de seus indicadores. Nota-se que os únicos componentes dos modelos desenvolvidos no Capítulo 4 impactados pela presença de geradores distribuídos são os indicadores de confiabilidade, como FEC. Na ausência de operação ilhada e diante de redes de distribuição radiais com geradores distribuídos, os modelos propostos podem ser aplicados diretamente.

O próximo capítulo desenvolve os dois modelos lineares inteiros de otimização propostos para elaboração de estratégias ótimas ao problema de manutenção em redes de distribuição de energia. A metodologia e conceitos apresentados nesse capítulo são os fundamentos desses modelos matemáticos.

---

## CAPÍTULO 4

---

# ABORDAGENS EXATAS PARA OS PROBLEMAS DE MANUTENÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê.”

---

Arthur Schopenhauer em *Parerga e Paralipomena* (1862).

Este capítulo apresenta as principais contribuições dessa dissertação, que são os modelos matemáticos propostos. Seguindo a nomenclatura dos problemas apresentados no capítulo anterior, a Seção 4.1 apresenta a formulação de um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) para o problema de nível local. A Seção 4.2 apresenta o modelo de PLIM proposto ao problema de nível global.

### Objetivos do capítulo:

- |  |
|--|
| <ul style="list-style-type: none"><li>— Desenvolver um modelo linear inteiro equivalente ao problema de nível local, a partir da abordagem não-linear de Reis (2007);</li><li>— Desenvolver um modelo linear inteiro ao problema de nível global, alternativa-mente à abordagem de ordenação de Usberti et al. (2015).</li></ul> |
|--|



## 4.1 Modelo Proposto ao Problema de Nível Local

O Problema de Otimização da Manutenção em SDEE é da classe de complexidade NP-Difícil (Usberti et al. 2015), o que justifica, por exemplo, as meta-heurísticas propostas e utilizadas por Reis (2007) e Usberti et al. (2015) como estratégia de solução ao problema de nível local, para redes de distribuição de porte real. Embora dessa complexidade, este trabalho investiga esses problemas por meio de métodos exatos, considerando o significativo desenvolvimento dos pacotes computacionais (*solvers*) de PLIM nas últimas décadas. Os estudos computacionais indicam que as soluções obtidas são de melhor qualidade, e em tempos computacionais comparáveis, a essas duas abordagens, considerando redes de porte real.

O modelo desenvolvido nessa seção parte do MRAP de nível local de Usberti et al. (2015). Visando fins didáticos, esse modelo é rerepresentado a seguir.

### MRAP de nível local de Usberti et al. (2015)

$$\min \quad CT = \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} (PC^t + CC^t) \quad (4.1)$$

$$\min \quad FEC = \max_t \{FEC^t\} \quad (4.2)$$

$$s.a. \quad m_e^t = x_e^t m_{e1} + (1 - x_e^t) m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (4.3)$$

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} m_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (4.4)$$

$$x_e^t \in \{0, 1\} \quad \forall e, \forall t \quad (4.5)$$

$$m_e^t \geq 0 \text{ e } \lambda_e^t \geq 0 \quad \forall e, \forall t \quad (4.6)$$

Supõe-se que as taxas de falha iniciais ( $\lambda_e^0$ ) são conhecidas para todos os equipamentos. A função-objetivo (4.1), a ser minimizada, representa os custos de manutenção. Uma taxa de juros é adotada para avaliar o Valor Presente Líquido dos recursos usados na manutenção. A função-objetivo (4.2), a ser minimizada, representa a confiabilidade da rede — nota-se que utilizar o objetivo MINIMAX, tem-se o efeito de equilibrar os  $FEC^t$  ao longo do horizonte de planejamento. As restrições (4.3) e (4.4) caracterizam o modelo de taxas de falha considerado. As restrições (4.5) e (4.6) indicam o tipo de variáveis.

A primeira avaliação sobre o Modelo (4.1-4.6), em relação à utilização de métodos exatos como estratégia de solução ao problema de nível local, envolve duas opções:

- (i) utilizar algoritmos de Otimização Não-linear Inteira Mista;
- (ii) aproximar tal modelo como um problema de Programação Linear (Inteira Mista).

No entanto, a opção adotada envolveu explorar a formulação matemática desse modelo e avaliar outras possíveis formulações ao problema. Nessa avaliação, pela manipulação das restrições do modelo e introdução de variáveis auxiliares, um modelo de PLIM

foi elaborado — que seria a terceira opção em relação a métodos exatos. Naturalmente, essa opção é a mais vantajosa, pois os algoritmos de solução de otimização linear são muito efetivos — vide o exemplo do Método Simplex.

As próximas seções apresentam propostas para o desenvolvimento de um modelo mono-objetivo linear inteiro equivalente ao Modelo (4.1-4.6).

### 4.1.1 Modelo Linear Inteiro Equivalente

Primeiramente, é necessário identificar as causas de não-linearidade do MRAP de nível local, para então propor alternativas lineares. A não-linearidade pode ser verificada na função-objetivo (4.2) e na restrição (4.4), que representam o objetivo de confiabilidade e a restrição de taxa de falha, respectivamente. A seguir, cada situação é analisada.

#### Função Máximo

A função máximo utilizada na função-objetivo (4.2) pode ser linearizada pela introdução de um bloco de restrições de acordo com a restrição (4.7).

$$FEC \geq FEC^t \quad \forall t \quad (4.7)$$

Pela utilização de restrições do tipo maior ou igual ( $\geq$ ) e visto que objetivo será minimizado, garante-se que a igualdade será obtida, conforme a função-objetivo (4.2). Portanto, sem perda de generalidade, tem-se a relação a seguir.

$$\text{Minimizar } FEC = \max_t \{FEC^t\} \iff \begin{cases} \text{Minimizar } FEC \\ \text{s.a. } FEC \geq FEC^t \quad \forall t \end{cases} \quad (4.8)$$

#### Eliminação de Produto de Variáveis

A restrição (4.4) é não-linear pelo produto de duas variáveis contínuas. No entanto, há formas de eliminar o produto entre duas variáveis binárias, entre duas variáveis contínuas e entre uma variável binária e uma variável contínua (Williams 1999). Para tanto, deve-se introduzir variáveis auxiliares e novas restrições no modelo original. Por exemplo, para o caso de produto entre uma variável binária por uma variável contínua, o autor indica:

- (i) Seja  $x_{bin}$  uma variável binária e  $x_{con}$  uma variável contínua canalizada, tal que
- $$l \leq x_{con} \leq u;$$

- (ii) Uma nova variável contínua  $y$  é introduzida para substituir o produto  $x_{bin}x_{con}$ , isto é,  $y = x_{bin}x_{con}$ ;
- (iii) As restrições (4.9) e (4.10) devem ser adicionadas ao modelo, para realizar o efeito do produto  $x_{bin}x_{con}$ :

$$lx_{bin} \leq y \leq ux_{bin} \quad (4.9)$$

$$x_{con} - u(1 - x_{bin}) \leq y \leq x_{con} \quad (4.10)$$

Supondo que  $x_{bin}$  assume valor zero, a restrição (4.9) fica ativa e a restrição (4.10) fica redundante — veja as restrições (4.11) e (4.12). Por outro lado, supondo  $x_{bin}$  assume valor um, a restrição (4.9) fica redundante e a restrição (4.10) fica ativa — veja as restrições (4.13) e (4.14).

Suponha que  $x_{bin} = 0$ :

$$0 \leq y \leq 0 \quad (4.11)$$

$$x_{con} - u \leq y \leq x_{con} \quad (4.12)$$

Suponha que  $x_{bin} = 1$ :

$$l \leq y \leq u \quad (4.13)$$

$$x_{con} \leq y \leq x_{con} \quad (4.14)$$

Em outras palavras, as restrições (4.9) e (4.10) podem ser interpretadas conforme descrito na Equação (4.15).

$$y = x_{bin}x_{con} = \begin{cases} 0, & \text{se } x_{bin} = 0. \\ x_{con}, & \text{se } x_{bin} = 1. \end{cases} \quad (4.15)$$

Para adaptar essa técnica ao MRAP de nível local, deve-se obter o produto de uma variável binária por uma variável contínua — e, o Modelo (4.1-4.6) apresenta o produto de duas variáveis contínuas na restrição (4.4). Porém, as restrições (4.3) e (4.4) podem ser escritas conjuntamente, conforme a restrição (4.16).

$$m_e^t = x_e^t m_{e1} + (1 - x_e^t) m_{e0} \quad \forall e, \forall t$$

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} m_e^t \quad \forall e, \forall t$$

↓

$$\lambda_e^t = \lambda_e^{t-1} x_e^t m_{e1} + \lambda_e^{t-1} (1 - x_e^t) m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (4.16)$$

Portanto, o produto buscado é encontrado, pois  $\lambda_e^{t-1}$  é variável contínua e  $x_e^t$  é variável binária, e a não-linearidade da restrição (4.4) pode ser evitada pela introdução das variáveis auxiliares  $\delta_{e,prev}^t$  e  $\delta_{e,aus}^t$ , e das restrições associadas. Nota-se que a variável

$\delta_{e,prev}^t = \lambda_e^{t-1} x_e^t$  está associada à manutenção preventiva e a variável  $\delta_{e,aus}^t = \lambda_e^{t-1}(1 - x_e^t)$  está associada à ausência de manutenção. Assim, a restrição (4.16) pode ser escrita, conforme a restrição (4.17).

$$\lambda_e^t = \delta_{e,prev}^t m_{e1} + \delta_{e,aus}^t m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (4.17)$$

As restrições (4.18) e (4.19) linearizam o produto  $\lambda_e^{t-1} x_e^t$ . As restrições (4.20) e (4.21) linearizam o produto  $\lambda_e^{t-1}(1 - x_e^t)$ .

$$l x_e^t \leq \delta_{e,prev}^t \leq u x_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (4.18)$$

$$\lambda_e^{t-1} - u(1 - x_e^t) \leq \delta_{e,prev}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t \quad (4.19)$$

$$l(1 - x_e^t) \leq \delta_{e,aus}^t \leq u(1 - x_e^t) \quad \forall e, \forall t \quad (4.20)$$

$$\lambda_e^{t-1} - u x_e^t \leq \delta_{e,aus}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t \quad (4.21)$$

Note que as restrições (4.18) à (4.21) estão indexadas no domínio de todos os equipamentos e de todos os períodos do horizonte de planejamento. Além disso, a variável contínua que representa a taxa de falhas ( $\lambda_e^t$ ) deve ser canalizada. Nesta seção, foram mantidos os parâmetros  $l$  e  $u$  como limitantes. No entanto, a próxima seção lida com limitantes específicos ao problema.

## 4.1.2 Níveis de Manutenção

Para deixar o modelo proposto com capacidade de lidar com distintos níveis de manutenção, de forma análoga a Sittithumwat et al. (2004) e Reis (2007), e não somente com a alocação ou ausência de manutenção preventiva, um índice referente ao tipo de nível de manutenção  $k$  deve ser incorporado à variável binária de alocação de manutenção preventiva ( $x_e^t$ ). Dessa forma, tem-se:

□ Variável de Decisão:

- $x_{e,k}^t$  - variável binária cujo valor é (1) se o equipamento  $e$  recebe manutenção preventiva de nível  $k$  no período  $t$ , e (0) caso contrário.

Semelhantemente, o parâmetro  $m_e^k$  representa o multiplicador associado à variável  $x_{e,k}^t$ , isto é, o impacto da manutenção de nível  $k$  sobre a taxa de falha. No entanto, entre os diversos níveis de manutenção considerados, haverá também a possibilidade de não realizar manutenção. Os custos de manutenção — Equação (4.1) — também devem ser estendidos para que cada tipo de manutenção apresente um custo associado. Assim, a variável contínua  $\delta_{e,k}^t = \lambda_e^{t-1} x_{e,k}^t$  é incluída ao modelo. E, naturalmente, apenas um nível de manutenção  $k$  poderá ser aplicado ao equipamento  $e$  no período  $t$ .

### Limitantes para a Taxa de Falhas

Para utilizar o método de linearização proposto na Seção 4.1.1, a variável de taxa de falha ( $\lambda_e^t$ ) deve estar canalizada, conforme as restrições (4.9) e (4.10). No entanto, para reformular o modelo de Reis (2007) e de Usberti et al. (2015) como um PLIM, o limitante inferior da restrição (4.9) não é necessário; bastaria a restrição de não-negatividade dessa variável, o que leva uma menor quantidade de restrições. Porém, os métodos de solução de Programação Inteira canalizam as variáveis binárias entre zero e um — no caso, a variável  $x_{e,k}^t$  —, e resolvem diversos problemas de Programação Linear controlados pelo algoritmo *Branch & Bound* (Wolsey 1998). Como outros métodos de otimização, é relevante a utilização de bons limitantes; e, neste contexto busca-se evitar a maior quantidade possível de soluções fracionárias no processo de busca, ou seja, busca-se ganhos de desempenho.

Um limitante inferior ( $\underline{\lambda}_e^t$ ) e um limitante superior ( $\overline{\lambda}_e^t$ ) para a taxa de falhas ( $\lambda_e^t$ ) podem ser obtidos, respectivamente, ao simular a alocação de manutenção de máximo nível ou a degradação dos equipamentos (ausência de manutenção) pela aplicação dos respectivos multiplicadores de taxa de falha ao longo do horizonte de planejamento para cada equipamento  $e$  no período  $t$ . Nota-se que essa simulação é feita uma única vez e antes do processo de busca; os limitantes são considerados parâmetros para o modelo. Dessa forma, tem-se:

□ Parâmetros:

- $\underline{\lambda}_e^t$  - limitante inferior para a taxa de falha  $\lambda_e^t$  do equipamento  $e$  no período  $t$ ;
- $\overline{\lambda}_e^t$  - limitante superior para a taxa de falha  $\lambda_e^t$  do equipamento  $e$  no período  $t$ .

Nota-se que tais limitantes são sobre a taxas de falha  $\lambda_e^t$  e, por sua vez sobre as variáveis  $\delta_{e,k}^t$ , independentemente do nível de manutenção  $k$ , conforme indicado nas restrições (4.26) e (4.27) do Modelo (4.22-4.30).

Diante das proposições feitas, o MRAP linear (LMRAP) de nível local pode ser escrito como um problema linear inteiro biobjetivo, conforme apresentado a seguir.

**LMRAP biobjetivo inteiro de nível local**

$$\min \quad CT = \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} (PC^t + CC^t) \quad (4.22)$$

$$\min \quad FEC \quad (4.23)$$

$$\text{s.a.} \quad FEC \geq FEC^t \quad \forall t \quad (4.24)$$

$$\lambda_e^t = \sum_{\forall k} \delta_{e,k}^t m_e^k \quad \forall e, \forall t \quad (4.25)$$

$$\lambda_e^{t-1} x_{e,k}^t \leq \delta_{e,k}^t \leq \overline{\lambda_e^{t-1}} x_{e,k}^t \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.26)$$

$$\lambda_e^{t-1} - \overline{\lambda_e^{t-1}} (1 - x_{e,k}^t) \leq \delta_{e,k}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.27)$$

$$\sum_{\forall k} x_{e,k}^t = 1 \quad \forall e, \forall t \quad (4.28)$$

$$x_{e,k}^t \in \{0, 1\} \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.29)$$

$$m_e^t \geq 0, \lambda_e^t \geq 0 \text{ e } \delta_{e,k}^t \geq 0 \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.30)$$

onde  $\lambda_e^0$  é conhecido para todos os equipamentos, isto é, a taxa de falha inicial de cada equipamento. A função-objetivo (4.22) a ser minimizada lida com os custos de manutenção, sob atuação de uma taxa de juros. A função-objetivo (4.23) a ser minimizada lida com a confiabilidade da rede, agora linearizada, em conjunto com a restrição (4.24). A restrição (4.25) representa a atualização da taxa de falha no período seguinte. As restrições (4.26) e (4.27) estabelecem as condições necessárias para que as taxas de falha “linearizadas” assumam valor (0) ou o valor das taxas de falha do período anterior ( $\lambda_e^{t-1}$ ). A restrição (4.28) garante que apenas um tipo de manutenção  $k$  é aplicado a cada equipamento  $e$  no período  $t$ . As restrições (4.29) e (4.30) indicam o tipo de variáveis.

**4.1.3 Método Epsilon-Restrito ao Modelo de Nível Local**

Seguindo a metodologia de Usberti et al. (2015), o método Epsilon-Restrito pode ser utilizado para resolver o LMRAP. Para isso, apenas um dos objetivos (custos de manutenção) é otimizado e o outro objetivo ( $FEC$ ) é restringido pelo escalar  $\varepsilon_k$ . Portanto, tem-se o LMRAP mono-objetivo, que pode ser resolvido por técnicas de Programação Linear Inteira Mista.

O modelo apresentado a seguir representa o Modelo (4.22-4.30) adaptado ao método Epsilon-Restrito.

**LMRAP inteiro de nível local**

$$\min \quad CT = \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} (PC^t + CC^t) \quad (4.31)$$

$$\text{s.a.} \quad FEC \leq \varepsilon_k \quad (4.32)$$

$$FEC \geq FEC^t \quad \forall t \quad (4.33)$$

$$\lambda_e^t = \sum_{\forall k} \delta_{e,k}^t m_e^k \quad \forall e, \forall t \quad (4.34)$$

$$\underline{\lambda}_e^{t-1} x_{e,k}^t \leq \delta_{e,k}^t \leq \overline{\lambda}_e^{t-1} x_{e,k}^t \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.35)$$

$$\lambda_e^{t-1} - \overline{\lambda}_e^{t-1} (1 - x_{e,k}^t) \leq \delta_{e,k}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.36)$$

$$\sum_{\forall k} x_{e,k}^t = 1 \quad \forall e, \forall t \quad (4.37)$$

$$x_{e,k}^t \in \{0, 1\} \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.38)$$

$$m_e^t \geq 0, \lambda_e^t \geq 0 \text{ e } \delta_{e,k}^t \geq 0 \quad \forall e, \forall t, \forall k \quad (4.39)$$

Para obter um conjunto de  $p$  soluções, isto é, uma curva de Pareto é necessário variar o valor de  $\varepsilon_k$  entre o melhor ( $\underline{FEC}$ ) e o pior ( $\overline{FEC}$ ) nível de confiabilidade da rede e executar o LMRAP  $p$  vezes. Para calcular  $\underline{FEC}$  e  $\overline{FEC}$  de determinada rede é necessário simular a aplicação de manutenção de melhor nível e a degradação da rede, respectivamente, para todos os equipamentos da rede ao longo do horizonte de planejamento. Esses parâmetros podem ser obtidos após o cálculo dos limitantes  $\underline{\lambda}_e^t$  e  $\overline{\lambda}_e^t$  da seção anterior.

Particularmente, seguindo a metodologia de Reis (2007), o cálculo de  $\underline{FEC}$  considera apenas o primeiro período do horizonte de planejamento. A Equação (4.40) distribui os  $p$  valores de  $\varepsilon_k$  uniformemente entre os valores limites de FEC (Usberti et al. 2015).

$$\varepsilon_k = \underline{FEC} + \frac{(\overline{FEC} - \underline{FEC})(k-1)}{p-1} \quad k = 1, \dots, p \quad (4.40)$$

Usberti et al. (2015) utilizam o Algoritmo Genético Híbrido (AGH) de Reis (2007) para resolver o MRAP de nível local. Destaca-se que o modelo aqui proposto é uma forma alternativa para obtenção de soluções e sem perda de generalidade.

A opção de minimizar os custos de manutenção sujeito a certos níveis de confiabilidade é arbitrária. Da mesma forma como o intervalo de confiabilidade da rede é obtido ao simular a atuação de manutenção de máximo nível e sua degradação, os custos de manutenção também são obtidos. Dessa forma, para o caso de orçamento restrito, o modelo pode ser facilmente adaptado para maximizar a confiabilidade diante dessa restrição orçamentária.

### Adaptação ao caso de dois níveis de manutenção

Diante do caso em que apenas dois níveis de manutenção são considerados como, por exemplo, manutenção preventiva e ausência de manutenção, o Modelo (4.31-4.39) pode ser escrito no formato das restrições (4.18) à (4.21). A (possível) vantagem é que a quantidade de variáveis binárias de alocação de manutenção é reduzida pela metade.

Entretanto, nota-se que os estudos de casos realizados para o Capítulo 5 não apresentaram diferenças significativas de desempenho entre o Modelo (4.31-4.39) e o modelo desenvolvido a seguir, em relação ao tempo de processamento computacional.

Para construí-lo, as variáveis de decisão  $\delta_{e,prev}^t$  e  $\delta_{e,aus}^t$  são introduzidas e representam, respectivamente, as taxas de falhas dos equipamentos sob atuação de manutenção preventiva e ausência de manutenção no período  $t$ .

O modelo adaptado pode ser resumido na sequência de equações a seguir.

#### LMRAP adaptado a dois níveis de manutenção

$$\min \quad CT = \sum_t \frac{1}{(1+r)^t} (PC^t + CC^t) \quad (4.41)$$

$$\text{s.a.} \quad FEC \leq \varepsilon_k \quad (4.42)$$

$$FEC \geq FEC^t \quad \forall t \quad (4.43)$$

$$\lambda_e^t = \delta_{e,prev}^t m_{e1} + \delta_{e,aus}^t m_{e0} \quad \forall e, \forall t \quad (4.44)$$

$$\frac{\lambda_e^{t-1} x_e^t}{\lambda_e^{t-1}} \leq \delta_{e,prev}^t \leq \overline{\lambda_e^{t-1}} x_e^t \quad \forall e, \forall t \quad (4.45)$$

$$\frac{\lambda_e^{t-1} - \overline{\lambda_e^{t-1}}(1 - x_e^t)}{\lambda_e^{t-1} - \overline{\lambda_e^{t-1}}} \leq \delta_{e,prev}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t \quad (4.46)$$

$$\frac{\lambda_e^{t-1}(1 - x_e^t)}{\lambda_e^{t-1}} \leq \delta_{e,aus}^t \leq \overline{\lambda_e^{t-1}}(1 - x_e^t) \quad \forall e, \forall t \quad (4.47)$$

$$\lambda_e^{t-1} - \overline{\lambda_e^{t-1}} x_e^t \leq \delta_{e,aus}^t \leq \lambda_e^{t-1} \quad \forall e, \forall t \quad (4.48)$$

$$x_e^t \in \{0, 1\} \quad \forall e, \forall t \quad (4.49)$$

$$m_e^t \geq 0, \lambda_e^t \geq 0, \delta_{e,prev}^t \geq 0 \text{ e } \delta_{e,aus}^t \geq 0 \quad \forall e, \forall t \quad (4.50)$$

A principais distinções desse modelo em relação ao anterior são:

- (i) A variável de decisão de alocação de manutenção ( $x_e^t$ ) não está mais indexada segundo o tipo de manutenção  $k$  — que agora inexistente, logo a restrição (4.28) é desnecessária;
- (ii) As restrições originais (4.35) e (4.36), que estabelecem as condições necessárias para que as taxas de falha “linearizadas” assumam valor (0) ou o valor das taxas de falha do período anterior ( $\lambda_e^{t-1}$ ), são duplicadas. Nas restrições (4.45) e (4.46), o comportamento de manutenção preventiva ( $x_e^t=1$ ) é considerado. Por outro lado, nas restrições (4.47) e (4.48), o comportamento de ausência de manutenção ( $x_e^t=0$ ) é considerado ao substituir  $x_e^t$  por  $(1 - x_e^t)$ .



## 4.2 Modelo Proposto ao Problema de Nível Global

Esta seção desenvolve uma formulação matemática para o problema de manutenção em SDEE de nível global, ao utilizar a relação hierárquica dos problemas de nível local e global. Trata-se de uma estratégia de solução alternativa, e também ótima, ao problema por meio de PLIM. Nota-se que essa formulação matemática, além de contribuir para exposição do problema, permite a utilização de métodos de busca que não envolvam busca por exaustão, como em Usberti et al. (2015).

### 4.2.1 Modelo ao Problema de Nível Global

Um plano de manutenção do problema de nível global apresenta como custo, o somatório dos custos de manutenção de cada plano das redes locais e como indicador de confiabilidade FEC a média ponderada dos indicadores FEC de cada rede local, de acordo com a quantidade de consumidores servidos. Esses aspectos estão ilustrados na Figura 3.5. A observação da figura mostra que cada plano de manutenção do grupo elétrico deve conter um único plano de manutenção de cada rede local.

O modelo proposto segue a metodologia em dois estágios de Usberti et al. (2015) — primeiramente, os problemas de nível local são resolvidos para cada rede de distribuição radial, e só então passa-se ao problema de nível global. O modelo pode ser resumido na sequência de equações a seguir

□ Conjuntos e Índices:

- $R$  - conjunto de redes de distribuição do grupo elétrico. Uma única rede é representada pelo índice  $r$ ;
- $P$  - conjunto de planos de manutenção (ou pontos) de cada rede de distribuição. Um único plano da rede é representado pelo índice  $p$ .

□ Variáveis de Decisão:

- $x_{r,p}$  - variável de decisão binária cujo valor é (1) se o plano  $p$  da rede  $r$  entrará no plano global, e (0) caso contrário;
- $CT_{global}$  - variável de decisão que representa o custo de manutenção do grupo elétrico;
- $FEC_{global}$  - variável de decisão que representa o indicador FEC do grupo elétrico.

□ Parâmetros:

- $CT_{r,p}$  - custo de manutenção do plano  $p$  da rede  $r$ ;

- $FEC_{r,p}$  - indicador FEC do plano  $p$  da rede  $r$ ;
- $NT_r$  - número total de consumidores servidos pela rede de distribuição  $r$ .

Nota-se que os  $CT_{r,p}$  e  $FEC_{r,p}$  são considerados parâmetros ao problema de nível global, porque foram obtidos após a resolução do problema de nível local — e lá eles são considerados variáveis nas funções-objetivo.

O LMRAP biobjetivo de nível global (ULMRAP) pode ser resumido na sequência de equações a seguir.

### ULMRAP biobjetivo inteiro de nível global

$$\min \quad CT_{global} \quad (4.51)$$

$$\min \quad FEC_{global} \quad (4.52)$$

$$\text{s.a.} \quad CT_{global} = \sum_{\forall(r,p)} CT_{r,p} x_{r,p} \quad (4.53)$$

$$FEC_{global} = \frac{\sum_{\forall(r,p)} FEC_{r,p} NT_r x_{r,p}}{\sum_{\forall r} NT_r} \quad (4.54)$$

$$\sum_{\forall p} x_{r,p} = 1 \quad \forall r \quad (4.55)$$

$$x_{r,p} \in \{0, 1\} \quad \forall p, \forall r \quad (4.56)$$

$$CT_{global} \geq 0 \text{ e } FEC_{global} \geq 0 \quad (4.57)$$

A função-objetivo (4.51), a ser minimizada, lida com os custos de manutenção do grupo elétrico de distribuição. A função-objetivo (4.52), a ser minimizada, lida com a confiabilidade do grupo elétrico. A restrição (4.53) representa a soma dos custos dos planos locais que comporão o plano global. A restrição (4.54) pondera o FEC do grupo elétrico, segundo o FEC dos planos locais escolhidos e o número de consumidores que servem. A restrição (4.55) garante que um, e apenas um, plano de manutenção de cada rede é escolhido. As restrições (4.56) e (4.57) indicam o tipo de variáveis.

Destaca-se que este modelo é desacoplado ao modelo da Seção 4.1, ou seja, para resolução do problema de nível local, algum entre os algoritmos de Reis (2007), a abordagem de Bacalhau (2015) ou mesmo o modelo da Seção 4.1 pode ser escolhido.

### 4.2.2 Método Epsilon-Restrito ao Modelo de Nível Global

Seguindo a metodologia da Seção 4.1.3, o Método Epsilon-Restrito pode também ser utilizado para tornar o MRAP de nível global biobjetivo em mono-objetivo. Dessa

forma, algoritmos de PLIM podem ser utilizados. Neste caso, adota-se também a alternativa de restringir a confiabilidade ( $FEC_{global}$ ) a um escalar  $\epsilon_k$  e otimizar o objetivo de custo, resolvendo-se sucessivamente o problema para diferentes valores de  $\epsilon_k$ .

De forma semelhante ao cálculo de  $\underline{FEC}$  e  $\overline{FEC}$ , pode-se calcular o intervalo factível de  $FEC_{global}$ , isto é,  $[\underline{FEC}_{global}, \overline{FEC}_{global}]$  ao combinar as redes em seus planos de menor e maior FEC, respectivamente, e ponderar pela quantidade de consumidores servida por cada rede.

O ULMRAP mono-objetivo de nível global pode ser resumido na sequência de equações a seguir.

### ULMRAP inteiro de nível global

$$\min \quad CT_{global} \quad (4.58)$$

$$\text{s.a.} \quad FEC_{global} \leq \epsilon_k \quad (4.59)$$

$$CT_{global} = \sum_{\forall(r,p)} CT_{r,p} x_{r,p} \quad (4.60)$$

$$FEC_{global} = \frac{\sum_{\forall(r,p)} FEC_{r,p} NT_r x_{r,p}}{\sum_{\forall r} NT_r} \quad (4.61)$$

$$\sum_{\forall p} x_{r,p} = 1 \quad \forall r \quad (4.62)$$

$$x_{r,p} \in \{0, 1\} \quad \forall p, \forall r \quad (4.63)$$

$$CT_{global} \geq 0 \text{ e } FEC_{global} \geq 0 \quad (4.64)$$

Nota-se que esse modelo deve ser executado  $p$  vezes variando  $\epsilon_k$  para gerar uma curva de Pareto ao problema de manutenção do grupo elétrico.

## 4.3 Comentários

Os modelos desenvolvidos nesse capítulo são avaliados em estudos de casos no próximo capítulo. A seguir, comentários sobre o modelo de taxa de falhas e o horizonte de planejamento são realizados. Outros desdobramentos e possíveis extensões aos modelos são discutidos nas conclusões desse trabalho.

### 4.3.1 Modelo de Taxas de Falha

O modelo de taxas de falha considerado envolve o padrão de falhas do fenômeno de deterioração da rede de distribuição ao longo do tempo. O comportamento de morta-

lidade infantil, isto é, de falhas consideráveis no início do ciclo de vida dos equipamentos é desprezado, ao considerar que um processo apurado de instalação de equipamentos confiáveis na rede é factível. Aliás, esse padrão de falhas apresenta um comportamento assintótico ao longo do tempo — veja a Figura 3.4.

Para incluir a consideração de mortalidade infantil ou evitar que as taxas de falha cresçam indiscriminadamente, os multiplicadores de taxas de falha, que são parâmetros no modelo, como  $m_{e0}$  e  $m_{e1}$ , em vez de serem constantes, podem estar em função do tempo. Dessa forma, o impacto da realização de determinada atividade de manutenção seria função do nível (de qualidade) dessa atividade e do momento corrente do ciclo de vida do equipamento. A Equação (4.65) representa esse alternativa.

$$m_e^t = x_e^t m_{e1}^t + (1 - x_e^t) m_{e0}^t \quad \forall e, \forall t \quad (4.65)$$

A limitação para essa prática pode estar na disponibilidade de uma base de dados, por parte da empresa de distribuição, que permita a obtenção desses parâmetros. Outra possibilidade para evitar o comportamento assintótico das taxas de falhas é a sua canalização no modelo.

De fato, os multiplicadores de taxa de falha são muito relevantes para os modelos propostos. Naturalmente, eles poderão variar de empresa de distribuição para empresa de distribuição, de acordo com o nível de deterioração de suas redes e de suas equipes e recursos de manutenção. Assim, é necessário realizar um trabalho prévio para identificar esses multiplicadores e as estimativas de taxas de falhas iniciais dos equipamentos dessa companhia. No entanto, nota-se que os indicadores observados e fornecidos pelas agências reguladoras podem ser utilizados para calibrar, ao longo do tempo, esses parâmetros necessários ao modelo.

### 4.3.2 Horizonte de Planejamento

O modelo de nível local proposto pode ser utilizado, em vez de períodos anuais, em períodos semestrais ou trimestrais. Tal prática contribuiria com a atualização das taxas de falha de equipamentos que foram substituídos ou mesmo para aqueles que passaram por manutenção corretiva.

Conforme indicado por Reis (2007), a aplicação de um horizonte de planejamento nesses problemas de manutenção é relevante para investir os recursos financeiros nas regiões de maior impacto na confiabilidade. No entanto, o caráter aleatório de ocorrência de falhas e a precisão dos multiplicadores de taxas de falhas não indicam horizontes de planejamento demasiadamente longos.

---

## CAPÍTULO 5

---

### ESTUDO DE CASOS

“Otimizamos nossos modelos. Gostaríamos de otimizar nossas realidades.  
Fantasiamos em atingir os ‘ótimos’ de nossas vidas.”

---

Mateus Martin.

Este capítulo apresenta três estudos de casos computacionais para avaliar a robustez dos modelos matemáticos desenvolvidos, diante de redes de referência e de simulações computacionais de redes de porte real. Os modelos foram implementados na plataforma *AIMMS 4.11*<sup>1</sup>, utilizando o *solver GUROBI 6.0*. As implementações foram executadas em ambiente com processador Intel Core i7 (3.60 GHz), de 16 GB de memória RAM e com sistema operacional *Windows*. Os resultados das abordagens tomadas para comparação foram obtidos em ambiente computacional próximo ao aqui utilizado.

#### Objetivos do capítulo:

- Experimento I: comparar o desempenho dos dois modelos propostos em relação à abordagem de Usberti et al. (2015), diante de três redes de referência;
- Experimento II: comparar o desempenho do modelo de nível local proposto em relação à abordagem de Bacalhau (2015), diante de duas redes de grande porte;
- Experimento III: apresentar o desempenho dos modelos propostos propostos diante de três redes de grande porte — as mais complexas do capítulo.

---

<sup>1</sup>*Advanced Integrated Multidimensional Modeling Structure*: <http://www.aimms.com>.

## 5.1 Experimento I

As redes de referência, assim como as redes das Seções 5.2 e 5.3, seguem o modelo de taxas de falhas da Seção 3.3. As redes de referência são compostas por: religadores, que determinam as fronteiras das seções da rede; transformadores, que determinam as seções de redes primárias e as seções de rede secundária; reguladores de tensão; cabos, postes e infraestrutura de redes primárias e secundárias.

Nos 3 experimentos desse capítulo, a manutenção da vegetação no entorno da rede de distribuição é a atividade de poda. O modelo de taxas de falhas considera a poda de forma semelhante a um equipamento, isto é, ao longo do tempo, na ausência de poda, as taxas de falhas devido a esse critério aumentam. No entanto, a poda é realizada por seção. Assim, um plano de manutenção, em relação à poda, determina se a vegetação da seção (ou parte da seção) passará ou não por essa atividade em determinado período.

A literatura normalmente registra 4 tipos de manutenção: não realizar manutenção; manutenção simples, com quantidade reduzida de recursos; manutenção completa, com quantidade maior de recursos; e a substituição do equipamento. Para permitir a comparação com as abordagens de Usberti et al. (2015) e Bacalhau (2015), nos estudos de casos desse capítulo, os modelos consideram dois níveis de manutenção: a alocação ou ausência de manutenção (preventiva).

As redes do experimento dessa seção são denominadas Rede 1, Rede 2 e Rede 3, e apresentam tipologias distintas.

### 5.1.1 Dados das Redes do Experimento I

A Tabela 5.1 apresenta as características dessas redes, segundo seu número de seções, equipamentos, tipos diferentes de equipamentos e quantidade de consumidores.

Tabela 5.1: Redes 1, 2 e 3 — Características.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3
Seções	7	8	8
Equipamentos	34	38	38
Tipos de Equipamentos	10	10	10
Consumidores	4000	5200	5200

O modelo de nível local utiliza como parâmetros: o custo de manutenção corretiva (CMC), o custo de manutenção preventiva (CMP), os multiplicadores de taxa de falhas na presença ( $m_{e1}$ ) e na ausência ( $m_{e0}$ ) de manutenção preventiva. Esses valores são indicados na Tabela 5.2 para as 3 redes de referência.

As informações sobre as taxas de falha iniciais dos equipamentos, a tipologia da rede e a quantidade de consumidores servidos por seções não são apresentados, dadas

Tabela 5.2: Redes 1, 2 e 3 — Tipos de Equipamentos.

Tipo	CMC*	CMP*	$m_{e1}$	$m_{e0}$
Religador	1.2	0.6	0.6	1.28
Seção Primária	2.05	1.025	0.95	1.51
Poste Primário	0.5	0.25	0.69	1.2
Cabos Primários	0.06	0.03	0.92	1.08
Infraestrutura Primária	0.94	0.47	0.79	1.26
Regulador de Tensão	40	10	0.89	1.12
Seção Secundária	1.05	0.525	0.95	1.51
Transformador	0.826	0.423	0.95	1.51
Poste Secundário	0.5	0.25	0.69	1.2
Infraestrutura Secundária	0.94	0.47	0.79	1.26

\* em Reais (R\$ × 1000)

as extensões das redes.

A partir dos valores da Tabela 5.2 e das informações das redes, é possível calcular o intervalo de confiabilidade FEC das redes, conforme indicado na Tabela 5.3, para o horizonte de planejamento de três anos. O escalar  $\epsilon_k$  variará nesse intervalo para cada execução do modelo de nível local.

Tabela 5.3: Redes 1, 2 e 3 — Intervalos de FEC.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3
$[FEC, \overline{FEC}]$	[0.3740,0.9894]	[0.1829,0.4899]	[0.6869,1.8452]

### 5.1.2 Exemplo ilustrativo do Experimento I

As Figuras 5.1 à 5.3, inspiradas em Usberti et al. (2015), ilustram o plano de manutenção ótimo para a Rede 1 com horizonte de planejamento de 3 anos, taxa de juros de 10% e escalar arbitrário  $\epsilon_k = 0,5574$ . Para estes resultados, o modelo de nível local da Seção 4.1.3 foi utilizado. Nota-se que por interpretação de engenharia econômica, taxas de juros mais elevadas tendem a postergar a realização das atividades de manutenção.

### 5.1.3 Resultados do Experimento I

Conforme indicado anteriormente, os modelos desenvolvidos são uma extensão ou reformulação das abordagens de Reis (2007) e Usberti et al. (2015). Dessa forma, a nomenclatura adotada para se referir aos problemas de nível local e global é:

- LMRAP: é o modelo linear de nível local adaptado ao Método Epsilon-Restrito da Seção 4.1.3;

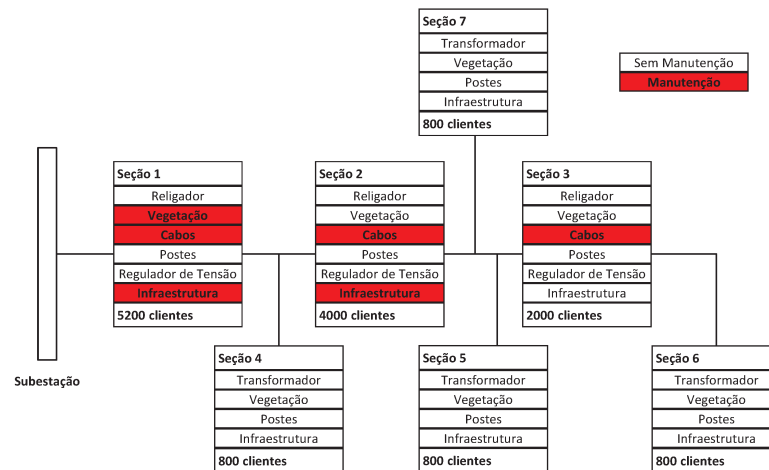


Figura 5.1: Rede 1 — plano do ano 1.

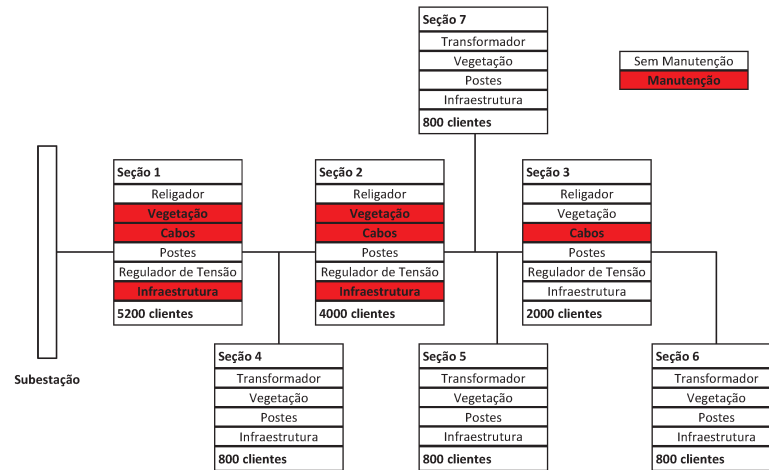


Figura 5.2: Rede 1 — plano do ano 2.

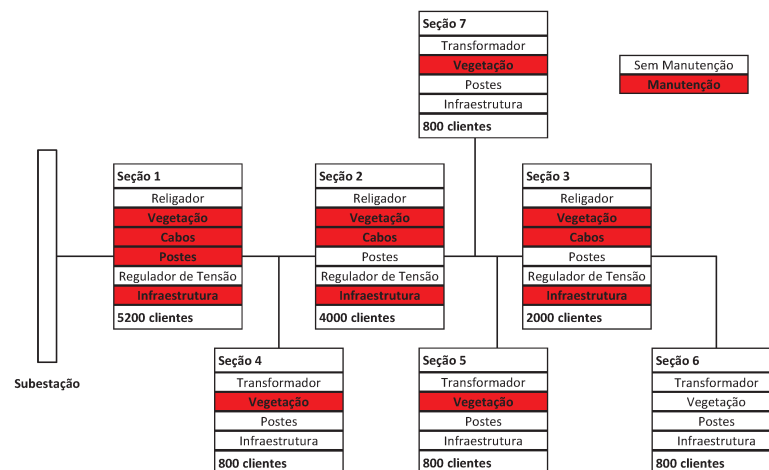


Figura 5.3: Rede 1 — plano do ano 3.

- ULMRAP: é o modelo linear de nível global adaptado ao Método Epsilon-Restrito da Seção 4.2.2.



Seguindo a metodologia de Usberti et al. (2015), o processo de otimização desse experimento considera o custo de manutenção total como função-objetivo, isto é, a soma dos custos de manutenção preventiva e corretiva, que estão sob atuação de uma taxa de juros. No entanto, como o custo de manutenção corretiva é uma estimativa orçamentária, essa parcela não é apresentada nos resultados indicados nas tabelas dessa seção, isto é, apenas os custos de manutenção preventiva, que são diretos ao plano de manutenção proposto, são indicados.

As Tabelas 5.4 à 5.6 apresentam os resultados obtidos pelo LMRAP e pelo MRAP de nível local de Usberti et al. (2015) para 5 valores arbitrários de confiabilidade FEC ( $\epsilon_k$ ), ao considerar as 3 redes de referência. Nota-se que Usberti et al. (2015) utilizam o algoritmo de Reis (2007) ao problema de nível local. A melhor solução de cada caso é exibida em negrito e a melhora percentual, em custo, promovida pelo LMRAP é destacada. A taxa de juros considerada é de 15% e o horizonte de planejamento (HP) é de 3 anos. A otimalidade foi atingida em todos os casos pelo LMRAP.

Tabela 5.4: Rede 1 — Resultados com HP = 3 anos.

FEC	MRAP	LMRAP	Melhoria [%]
	Custo*	Custo	
0.4363	23.42	<b>10.98</b>	53.12
0.5642	13.66	<b>6.02</b>	55.89
0.6906	7.54	<b>3.20</b>	57.55
0.8186	3.38	<b>1.41</b>	58.27
0.9455	0.53	<b>0.26</b>	50.28

\*em Reais (R\$ × 1000)

Tabela 5.5: Rede 2 — Resultados com HP = 3 anos.

FEC	MRAP	LMRAP	Melhoria [%]
	Custo*	Custo	
0.2145	25.72	<b>12.39</b>	51.84
0.2781	15.62	<b>6.83</b>	56.27
0.3417	8.56	<b>3.47</b>	59.49
0.4048	3.87	<b>1.52</b>	60.81
0.4597	0.94	<b>0.47</b>	50.28

\*em Reais (R\$ × 1000)

Os 5 níveis de confiabilidade indicados nas Tabelas 5.4 à 5.6 estão distribuídos ao longo do intervalo de FEC dessas redes, conforme apresentado na Tabela 5.3. Nesse experimento, embora apenas 5 planos de manutenção tenham sido indicados, foram propostos 30 planos para cada rede. Utilizando esses resultados como parâmetros, o modelo

Tabela 5.6: Rede 3 — Resultados com HP = 3 anos.

FEC	MRAP	LMRAP	Melhoria [%]
	Custo*	Custo	
0.8056	25.58	<b>12.14</b>	52.55
1.0451	15.67	<b>6.58</b>	58.01
1.2838	8.50	<b>3.48</b>	59.01
1.4835	4.51	<b>1.79</b>	60.25
1.7632	0.50	<b>0.25</b>	50.28

\*em Reais (R\$ × 1000)

ULMRAP foi utilizado para propor planos de manutenção ao grupo elétrico de referência, composto pelas 3 redes de referência. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.7, em comparação ao MRAP de nível global de Usberti et al. (2015). O cálculo do intervalo de  $FEC_{global}$  do grupo elétrico de referência é conforme indicado na Seção 4.2.2.

Tabela 5.7: Grupo Elétrico das Redes 1, 2 e 3 — Resultados.

$FEC_{global}$	MRAP	ULMRAP	Melhoria [%]
	Custo*	Custo	
0.5113	61.59	<b>28.94</b>	53.02
0.6514	33.36	<b>15.11</b>	54.72
0.7914	18.06	<b>7.69</b>	57.42
0.9314	7.07	<b>2.96</b>	58.10
1.0481	1.88	<b>0.74</b>	60.46

\*em Reais (R\$ × 1000)

A Figura 5.4 ilustra os resultados obtidos nesse experimento aos 30 planos de manutenção gerados para cada rede, para os problemas de nível local e global.

A Tabela 5.8 apresenta as informações de cada execução dos modelos LMRAP e ULMRAP, em relação ao número de restrições, variáveis e variáveis inteiras geradas. Nota-se que os modelos LMRAP e ULMRAP atingiram a otimalidade em todos os casos.

Tabela 5.8: Redes 1, 2, 3 e seu grupo elétrico — Características dos Modelos Matemáticos.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3	Nível Global
Restrições	967	1079	1079	11
Variáveis	454	506	506	97
Variáveis Inteiras	102	114	114	90

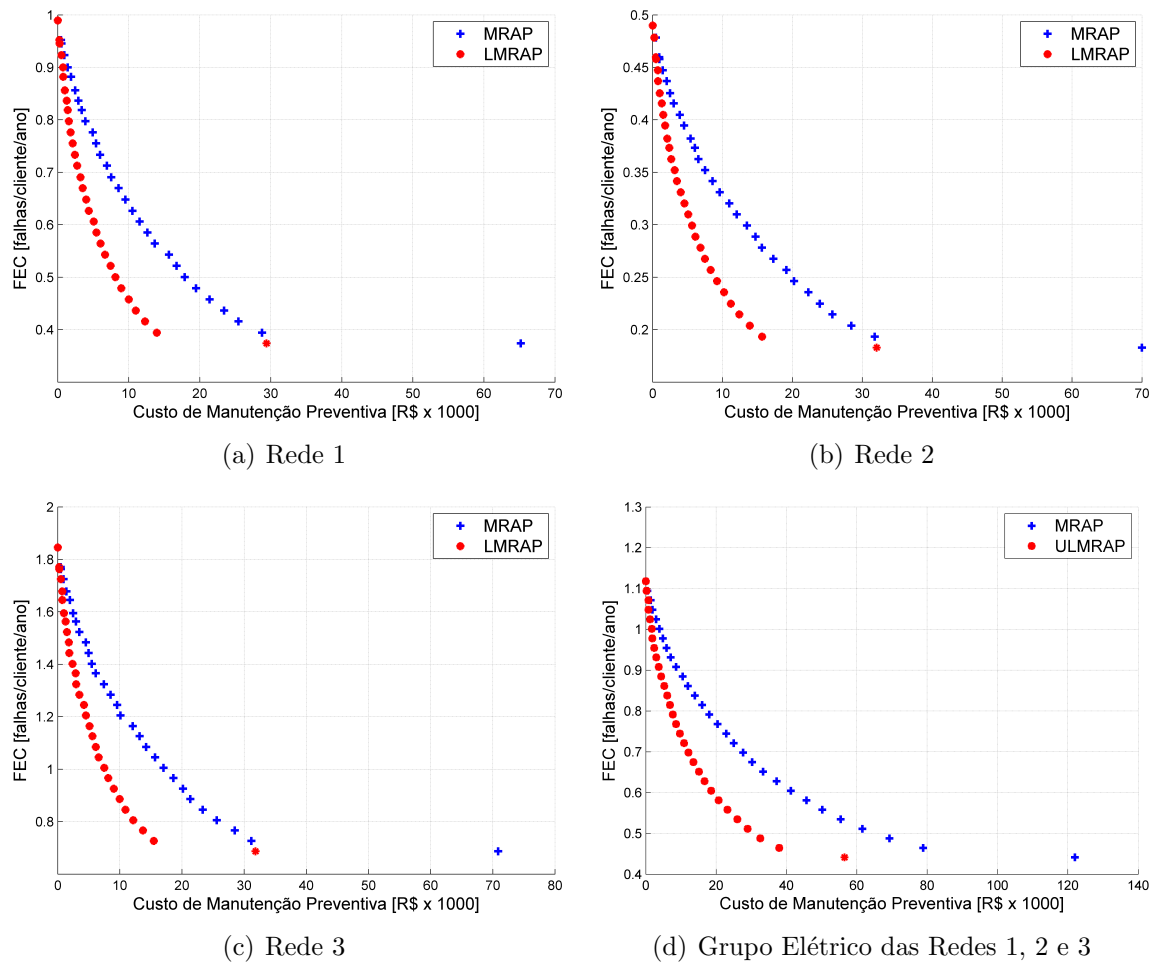


Figura 5.4: Planos de manutenção das redes 1, 2 e 3 e plano global desse grupo elétrico.

### 5.1.4 Análise dos Resultados do Experimento I

O objetivo desse experimento é comparar os resultados dos modelos LMRAP e ULMRAP propostos ao MRAP de Usberti et al. (2015) por meio de redes de referência, que embora pequenas apresentam diversos tipos de equipamentos.

As Tabelas 5.4 à 5.6 indicam melhorias percentuais, em custo, obtidas pelo LMRAP superiores a 50%, em relação ao MRAP de nível local. Particularmente, as Figuras 5.4(a) à 5.4(c) indicam esse ganho para todo o intervalo de FEC das redes de referência. No entanto, à medida que o nível de confiabilidade requerido é diminuído, isto é, permitem-se piores confiabilidades, os resultados de ambas abordagens se aproximam. Por outro lado, diante de níveis de confiabilidade mais rigorosos, o LMRAP obtém resultados superiores. Um outro comportamento interessante ocorre no final das curvas da Figura 5.4. Para atender o nível de confiabilidade mais rigoroso ( $FEC$ ), um plano de manutenção deve realizar manutenção em todos os equipamentos da rede de distribuição, o que provoca um aumento significativo em custo.

Em relação aos resultados ao problema de nível global, destaca-se que se as

abordagens do MRAP de nível global e do ULMRAP partissem das mesmas curvas de Pareto do problema de nível local, isto é, dos mesmos parâmetros de entrada, ambas abordagens iriam obter a mesma curva de Pareto ao problema de nível global, pois essas metodologias obtêm a solução ótima. No entanto, percebe-se uma melhora percentual obtida pelo ULMRAP na Tabela 5.7, em relação ao MRAP de nível global. Isso é devido a melhor qualidade das informações de entrada. Visto que o ULMRAP utilizou as soluções ótimas do LMRAP como parâmetros, isto é, a curva de Pareto ótima para as redes de referência, o modelo obteve a curva de Pareto ótima do grupo elétrico. Por outro lado, o MRAP de nível local forneceu uma curva de Pareto de menor qualidade ao MRAP de nível global, conforme indicado pelas curvas da Figura 5.5.

Em relação aos tempos computacionais, Usberti et al. (2015) indicam que o MRAP requereu 8.65 segundos para obter 38 soluções para a Rede 1 e 2.35 segundos para obter uma curva de Pareto ao problema global, composto por três redes de distribuição. O LMRAP demandou 4.03 segundos para obter 30 soluções para a Rede 1 e 0.11 segundos para elaborar uma curva de Pareto ao problema global de 3 redes. Dessa forma, nota-se que os custos computacionais não são restritivos e indicam a eficiência da abordagem.

## 5.2 Experimento II

Neste experimento, duas simulações computacionais de redes de grande porte são utilizadas para comparação à abordagem baseada em programação dinâmica (PDREE) e ao algoritmo híbrido 1 (AH1), que combina o PDREE e o algoritmo de Reis (2007), propostas por Bacalhau (2015). As redes do experimento dessa seção são denominadas Rede 4 e Rede 5, e foram utilizadas em Bacalhau (2015). Elas são compostas por quatro tipos de equipamentos: religadores e chave-fusíveis, que determinam as fronteiras das seções da rede; transformadores; e, as seções, que são representadas como componentes sujeitas à manutenção de poda da vegetação.

### 5.2.1 Dados das Redes do Experimento II

A Tabela 5.9 apresenta as características dessas redes, segundo seu número de seções, equipamentos, tipos diferentes de equipamentos e quantidade de consumidores.

Tabela 5.9: Redes 4 e 5 — Características.

	Rede 4	Rede 5
Seções	481	265
Equipamentos	1855	1976
Tipos de Equipamentos	4	4
Consumidores	14178	66266

O modelo de nível local utiliza como parâmetros: o custo de manutenção corretiva (CMC), o custo de manutenção preventiva (CMP), os multiplicadores de taxa de falhas na presença ( $m_{e1}$ ) e na ausência ( $m_{e0}$ ) de manutenção preventiva. Esses valores são indicados na Tabela 5.10 às redes dessa seção. Nota-se que o equipamento “seção” apresenta dois valores de CMC e CMP: o primeiro corresponde ao valor adotado na Rede 4 e o segundo ao valor da Rede 5. Os demais valores são compartilhados por ambas redes.

Tabela 5.10: Redes 4 e 5 — Tipos de Equipamentos.

Tipo	CMC*	CMP*	$m_{e1}$	$m_{e0}$
Seção	2.05/1.05	1.025/0.525	0.95	1.51
Chave-Fusível	3.7	1.2	0.91	1.28
Religador	1.2	0.6	0.91	1.28
Transformador	1.692	0.846	0.95	1.51

\* em Reais (R\$ × 1000)

As informações sobre as taxas de falha iniciais dos equipamentos, a tipologia da redes e a quantidade de consumidores servidos por seções não são apresentados, dadas as extensões das redes.

A partir das valores da Tabela 5.10 e das informações das redes, é possível calcular o intervalo de confiabilidade FEC das redes, conforme indicado na Tabela 5.11, segundo o horizonte de planejamento de 1 ou 3 anos. O escalar  $\epsilon_k$  variará nesse intervalo para cada execução do modelo de nível local.

Tabela 5.11: Redes 4 e 5 — Intervalos de FEC.

	HP	Rede 4	Rede 5
$[\underline{FEC}, \overline{FEC}]$	1 ano	[0.3240,0.4867]	[0.9543,1.4463]
	3 anos	[0.3240,0.9704]	[0.9543,2.9495]

## 5.2.2 Resultados do Experimento II

Seguindo a metodologia de Bacalhau (2015), o processo de otimização desse experimento considera o custo de manutenção total como função-objetivo, isto é, a soma dos custos de manutenção preventiva e corretiva, que estão sob atuação de uma taxa de juros. No entanto, os custos indicados nas tabelas não apresentam a atuação da taxa de juros.

As Tabelas 5.12 à 5.15 apresentam os resultados obtidos pelo LMRAP e pelos AH1 e PDREE de Bacalhau (2015) para 5 valores de confiabilidade FEC ( $\epsilon_k$ ), ao considerar as Redes 4 e 5. Os valores de confiabilidade variam conforme a Equação (5.1), onde  $p$  é uma porcentagem definida. Os 5 valores de  $p$  são: 10%, 30%, 50%, 70% e 90%. A taxa

de juros considerada é de 15% e o horizonte de planejamento (HP) é de 1 ou 3 anos. O critério de parada do LMRAP foi 120 segundos e o *GAP* relativo é indicado. A melhor solução de cada caso é exibida em negrito.

$$e_k = \underline{FEC} + p \times (\overline{FEC} - \underline{FEC}) \quad (5.1)$$

Tabela 5.12: Rede 4 — Resultados com HP = 1 ano.

FEC	AH1		PDREE		LMRAP		
	Custo*	Tempo**	Custo	Tempo	Custo	Tempo	GAP***
0.3403	642.90	11	641.49	3	<b>586.55</b>	<b>2</b>	0.00
0.3728	364.66	8	365.09	6	<b>356.15</b>	<b>1</b>	0.00
0.4053	287.59	10	284.67	3	<b>280.30</b>	<b>1</b>	0.00
0.4379	241.05	5	241.05	<b>2</b>	<b>237.46</b>	3	0.00
0.4704	216.05	3	216.05	<b>1</b>	<b>215.07</b>	<b>1</b>	0.00

\*em Reais (R\$ × 1000)      \*\*em segundos (s)      \*\*\*em porcentagem (%)

Tabela 5.13: Rede 4 — Resultados com HP = 3 anos.

FEC	AH1		PDREE		LMRAP		
	Custo*	Tempo**	Custo	Tempo	Custo	Tempo	GAP***
0.3886	1803.68	<b>23</b>	1800.62	32	<b>1740.53</b>	120	9.78
0.5179	1352.71	<b>41</b>	1358.54	64	<b>1342.16</b>	120	9.46
0.6472	1174.67	<b>54</b>	1177.40	121	<b>1167.03</b>	120	4.00
0.7765	1053.87	<b>37</b>	1054.02	150	<b>1049.27</b>	120	0.34
0.9058	1008.41	9	1008.41	5	<b>1007.66</b>	<b>3</b>	0.00

\*em Reais (R\$ × 1000)      \*\*em segundos (s)      \*\*\*em porcentagem (%)

Tabela 5.14: Rede 5 — Resultados com HP = 1 ano.

FEC	AH1		PDREE		LMRAP		
	Custo*	Tempo**	Custo	Tempo	Custo	Tempo	GAP***
1.0035	687.76	<b>14</b>	687.76	17	<b>687.61</b>	25	0.00
1.1019	496.94	22	496.94	24	<b>496.77</b>	<b>1</b>	0.00
1.2003	324.87	<b>24</b>	324.58	25	<b>324.48</b>	32	0.00
1.2987	181.73	<b>14</b>	181.60	19	<b>181.56</b>	120	0.00
1.3971	<b>72.47</b>	4	<b>72.47</b>	2	<b>72.47</b>	<b>1</b>	0.00

\*em Reais (R\$ × 1000)      \*\*em segundos (s)      \*\*\*em porcentagem (%)

Tabela 5.15: Rede 5 — Resultados com HP = 3 anos.

FEC	AH1		PDREE		LMRAP		
	Custo*	Tempo**	Custo	Tempo	Custo	Tempo	GAP***
1.1538	1880.84	<b>58</b>	1876.97	133	<b>1874.43</b>	120	33.04
1.5529	1307.44	<b>101</b>	<b>1307.33</b>	245	1323.34	120	33.42
1.9519	<b>890.34</b>	140	892.76	133	894.63	<b>120</b>	20.67
2.3509	<b>564.14</b>	129	570.02	190	564.65	<b>120</b>	11.53
2.7500	<b>333.79</b>	15	<b>333.79</b>	10	<b>333.79</b>	2	0.00

\*em Reais (R\$ × 1000)      \*\*em segundos (s)      \*\*\*em porcentagem (%)

A Tabela 5.16 apresenta as informações de cada execução do modelo LMRAP, em relação ao número de restrições, variáveis e variáveis inteiras geradas, segundo o horizonte de planejamento.

Tabela 5.16: Redes 4 e 5 — Características dos Modelos Matemáticos.

	Rede 4		Rede 5	
	HP = 1 ano	HP = 3 anos	HP = 1 ano	HP = 3 anos
Restrições	18557	51955	19767	55343
Variáveis	9281	24127	9886	25700
Variáveis Inteiras	1855	5565	1976	5928

### 5.2.3 Análise dos Resultados do Experimento II

De forma geral, os resultados do experimento II indicam que as três abordagens — AH1, PDREE e LMRAP — fornecem soluções de qualidade similar para as Redes 4 e 5. Nota-se que o LMRAP obteve as melhores soluções nos estudos das Tabelas 5.12 à 5.14 e, particularmente, atingiu a otimalidade para ambas redes nos cenários de horizonte de planejamento de 1 ano.

Em relação aos resultados da Tabela 5.15, o indicador GAP aponta as dificuldades de convergência do LMRAP. Assim, algumas soluções obtidas foram de qualidade inferior em relação às abordagens de Bacalhau (2015). A análise para tal dificuldade é que a Rede 5, a mais complexa desse experimento, apresenta elevada quantidade de equipamentos do mesmo tipo e, assim, os possíveis (e melhores) planos de manutenção tem custo total de manutenção similar. Diante, desse excesso de soluções alternativas, o *solver* não obteve bons limitantes (*bounds*) e a convergência foi afetada. No entanto, o modelo LMRAP se mostrou capaz de lidar com redes de grande porte com soluções satisfatórias.

Os tempos computacionais obtidos pelo LMRAP são condizentes com o tipo de atividade de planejamento realizada. Nota-se que algumas soluções do LMRAP, mesmo

para horizonte de planejamento de 1 ano, demandaram o tempo limite de execução (120 segundos). Esse comportamento está associado ao algoritmo *Branch & Bound*, que após obter tal solução incumbente, demandou tempo adicional para provar ou tentar provar sua otimalidade.

## 5.3 Experimento III

Neste experimento, três simulações computacionais de redes de porte real com diversos tipos de equipamentos são utilizadas para verificar a robustez do LMRAP. Nota-se que a complexidade de propor soluções, devido ao tamanho das instâncias, está no problema de nível local — seguindo a metodologia de planejamento em dois estágios de Usberti et al. (2015). Dessa forma, a complexidade de propor soluções ao grupo elétrico de redes de referência da Seção 5.1 é similar àquela do grupo elétrico formado pelas 3 redes de grande porte dessa seção. As redes do experimento dessa seção são denominadas Rede 6, Rede 7 e Rede 8.

### 5.3.1 Dados das Redes do Experimento III

A Tabela 5.17 apresenta as características dessas redes, segundo seu número de seções, equipamentos, tipos diferentes de equipamentos e quantidade de consumidores.

Tabela 5.17: Redes 6, 7 e 8 — Características.

	Rede 6	Rede 7	Rede 8
Seções	178	447	820
Equipamentos	765	2061	3488
Tipos de Equipamentos	10	10	10
Consumidores	4513	18268	25466

O modelo de nível local utiliza como parâmetros: o custo de manutenção corretiva (CMC), o custo de manutenção preventiva (CMP), os multiplicadores de taxa de falhas na presença ( $m_{e1}$ ) e na ausência ( $m_{e0}$ ) de manutenção preventiva. Esses valores são indicados na Tabela 5.18 para as redes dessa seção. Dessa forma, os valores de custos e do modelo de taxa de falhas utilizado é o mesmo utilizado nas redes de referências da Tabela 5.2.

As informações sobre as taxas de falha iniciais dos equipamentos, a tipologia da rede e a quantidade de consumidores servidos por seções não são apresentados, dadas as extensões das redes.

A partir dos valores da Tabela 5.18 e das informações das redes, é possível calcular o intervalo de confiabilidade FEC das redes, conforme indicado na Tabela 5.19,



Tabela 5.18: Redes 6, 7 e 8 — Tipos de Equipamentos.

Tipo	CMC*	CMP*	$m_{e1}$	$m_{e0}$
Religador	1.2	0.6	0.6	1.28
Seção Primária	2.05	1.025	0.95	1.51
Poste Primário	0.5	0.25	0.69	1.2
Cabos Primários	0.06	0.03	0.92	1.08
Infraestrutura Primária	0.94	0.47	0.79	1.26
Regulador de Tensão	40	10	0.89	1.12
Seção Secundária	1.05	0.525	0.95	1.51
Transformador	0.826	0.423	0.95	1.51
Poste Secundário	0.5	0.25	0.69	1.2
Infraestrutura Secundária	0.94	0.47	0.79	1.26

\* em Reais (R\$ × 1000)

para o horizonte de planejamento de 3 anos. O escalar  $\epsilon_k$  variará nesse intervalo para cada execução do modelo de nível local.

Tabela 5.19: Redes 6, 7 e 8 — Intervalos de FEC.

	Rede 1	Rede 2	Rede 3
$[FEC, \overline{FEC}]$	[0.3469,0.8146]	[0.4465,1.0485]	[0.3872,0.9123]

### 5.3.2 Resultados do Experimento III

O processo de otimização desse experimento considera o custo de manutenção total como função-objetivo, isto é, a soma dos custos de manutenção preventiva e corretiva, que estão sob atuação de uma taxa de juros.

As Figuras 5.5(a) à 5.5(c) apresentam os resultados obtidos nesse experimento para o problema de nível local, isto é, os 30 planos de manutenção gerados para cada rede. A taxa de juros considerada é de 15% e o horizonte de planejamento é de 3 anos. Nota-se que as soluções estão distribuídas ao longo do intervalo FEC dessas redes, conforme a Tabela 5.19. Utilizando os resultados das redes locais como parâmetros, o modelo ULMRAP foi utilizado para propor planos de manutenção ao grupo elétrico de grande porte, composto pelas redes 6, 7 e 8. O cálculo do intervalo de  $FEC_{global}$  do grupo elétrico de grande porte é indicado na Seção 4.2.2. O resultado do ULMRAP é apresentado na Figura 5.5(d).

A Tabela 5.20 apresenta as informações de cada execução dos modelos LMRAP e ULMRAP, em relação ao número de restrições, variáveis, variáveis inteiras geradas e o tempo médio para obtenção de cada plano de manutenção. A otimalidade foi atingida em todos os casos pelo LMRAP e pelo ULMRAP.

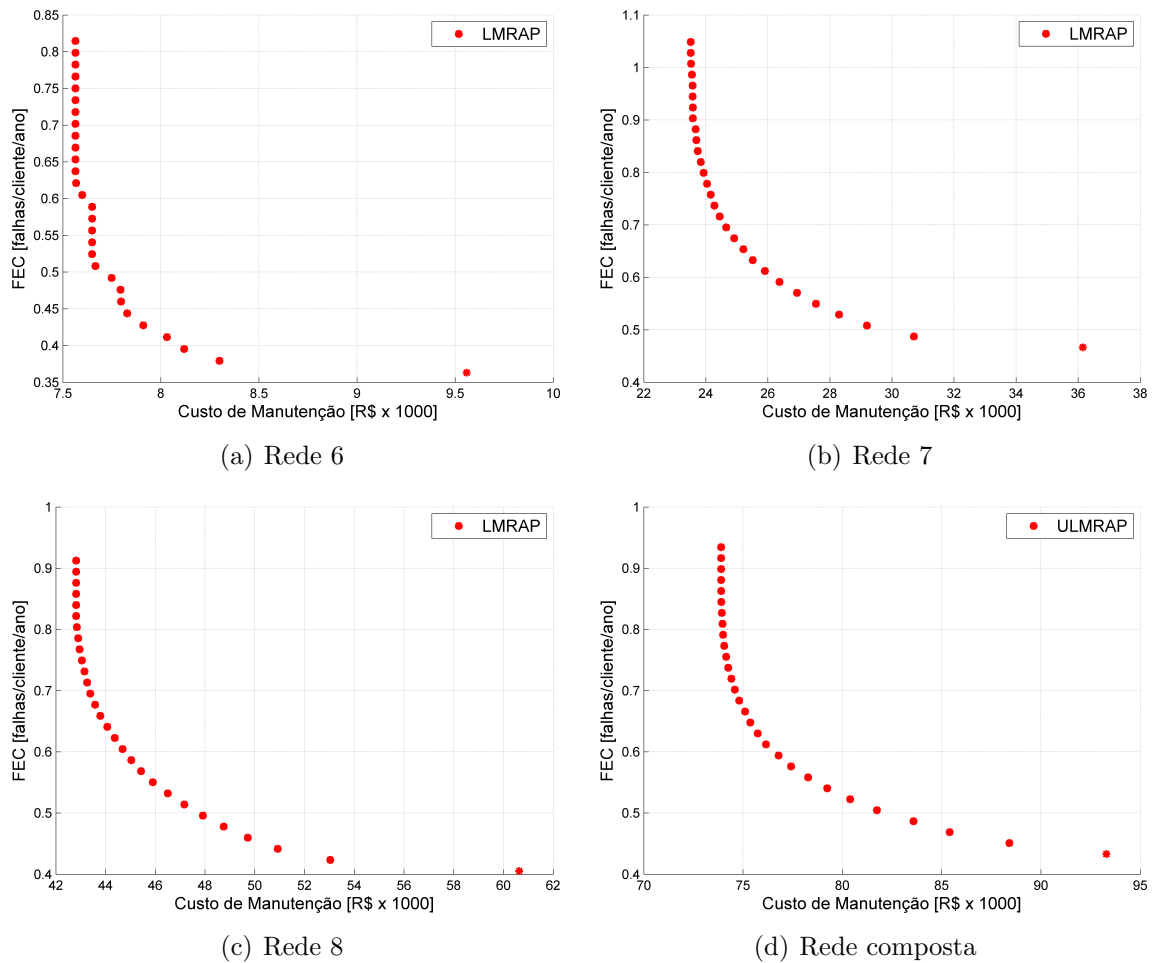


Figura 5.5: Planos de manutenção das redes 6, 7 e 8 e plano global desse grupo elétrico.

### 5.3.3 Análise dos Resultados do Experimento III

Os resultados desse experimento constataam que o LMRAP é robusto diante das simulações computacionais de redes de grande porte com distintos tipos de equipamentos. As redes desse experimento são as mais complexas dos estudos de caso desse capítulo. A otimalidade foi atingida em tempo computacional condizente com a atividade de planejamento relacionada ao problema.

Nota-se que uma abordagem baseada em programação dinâmica como, por exemplo, o PDREE seria fortemente impactada pelo aumento de tipos de equipamentos distintos.

Em relação aos resultados da Figura 5.5(a), nota-se que o modelo foi capaz de promover a melhora de confiabilidade da Rede 6 praticamente sem aumentar os custos de manutenção.

Por fim, destaca-se que, diferentemente da abordagem MRAP, a abordagem aqui utilizada é exata e, assim, fornece apenas soluções não-dominadas ao problema de manutenção. Naturalmente, tais soluções são as mais interessantes no processo de plane-

Tabela 5.20: Redes 6, 7 e 8 — Características dos Modelos Matemáticos.

	Rede 6	Rede 7	Rede 8	Nível Global
Restrições	20063	57723	97679	11
Variáveis	9320	28805	45356	97
Variáveis Inteiras	2148	6183	10464	90
Tempo Médio (s)	0.37	4.65	9.80	0.01

jamento.

## 5.4 Comentários

Os estudos de casos computacionais demonstram a adequação da metodologia de métodos exatos. O capítulo de conclusões discute outras extensões dos modelos propostos.

---

## CAPÍTULO 6

---

# CONCLUSÕES E DISCUSSÕES

O correr da vida embrulha tudo, a vida é assim:  
Esquenta e esfria, aperta e daí afrouxa,  
Sossega e depois desinquieta.  
O que ela quer da gente é coragem.

---

Guimarães Rosa em *Grande Sertão Veredas* (1956).

Este trabalho abordou o Problema de Alocação de Recursos de Manutenção em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. A metodologia desenvolvida auxilia as companhias de distribuição de energia elétrica a fornecer energia aos seus consumidores, na melhor relação de custo e confiabilidade.

Motivados pela complexidade algorítmica do problema (NP-Difícil), a maior parte das abordagens da literatura o tratam por meio de meta-heurísticas. Destacou-se os trabalhos de Reis (2007) e Usberti et al. (2015) para os problemas de otimização da manutenção em nível das redes de distribuição de operação radial (nível local), e em nível do grupo elétrico de distribuição (nível global).

Considerando o desenvolvimento dos pacotes computacionais (*solvers*) de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) nas últimas décadas, este trabalho propôs modelos de PLIM para encontrar soluções ótimas ao problema analisado. Esses modelos são a principal contribuição dessa dissertação. O modelo proposto ao problema de nível local foi desenvolvido a partir de reformulação do modelo não-linear discreto de Reis (2007). O modelo proposto ao problema de nível global foi desenvolvido após a modelagem do problema descrito e abordado por Usberti et al. (2015). Nota-se que essa é a primeira formulação matemática desenvolvida ao problema de nível global.

Os estudos de casos computacionais realizados indicam que a metodologia é bem sucedida, inclusive para redes de distribuição de porte real. As soluções obtidas são de qualidade ao menos similar e, em geral, superior às principais abordagens do tema. O tempo computacional não foi comprometido para obtenção dessas soluções; em média,

esse aspecto também foi melhorado. Mesmo considerando simulações computacionais de redes reais, soluções ótimas foram obtidas, em segundos, ao problema.

Em relação à metodologia, novos trabalhos podem ser realizados para verificar a possibilidade de utilização de outros indicadores de confiabilidade, como FIC ou DEC. Outros trabalhos nesse tema podem lidar com redes de distribuição de operação não radial.

Em relação aos modelos matemáticos, a técnica de Programação por Metas, do inglês *Goal Programming*, pode ser utilizada em ambos modelos quando se busca planos de manutenção, considerando níveis de confiabilidade e/ou custo de manutenção pré-estabelecidos.

Por fim, destaca-se que o modelo matemático proposto ao problema de nível local pode ser utilizado em outros sistemas produtivos, isto é, ele pode ser adaptado a ambientes diferentes aos SDEE. Por exemplo, plantas industriais que apresentam diversas máquinas e cujo fluxo produtivo é inter-relacionado entre elas, ou mesmo redes de abastecimento de água podem utilizar esse modelo. Para tanto, os modelos de taxa de falhas crescente e de mensuração do impacto das atividades de manutenção sobre os equipamentos aqui apresentados devem ser passíveis de serem adotados no sistema produtivo sob análise. Além disso, o indicador de confiabilidade considerado para tal sistema deve poder ser escrito de forma linear.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL (2015), *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*, [http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1877](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1877). Acessado em 08/11/2015.
- Arya, L. D., Choube, S. C. & Arya, R. (2011), ‘Differential evolution applied for reliability optimization of radial distribution systems’, *Electrical Power and Energy Systems* **33**, 271–277.
- Bacalhau, E. T. (2009), *Metaheurísticas para alocação ótima de recursos de manutenção em redes de distribuição de energia elétrica*, Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP - Brazil.
- Bacalhau, E. T. (2015), *Otimização de Políticas de Manutenção em Redes de Distribuição de Energia Elétrica por Estratégias Híbridas Baseadas em Programação Dinâmica*, PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- Billinton, R. & Allan, R. N. (1988), *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers.
- Billinton, R. & Allan, R. N. (1996), *Reliability evaluation of power systems*, Plenum Press, New York.
- Billinton, R. & Billinton, J. E. (1989), ‘Distribution system reliability indices’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **4**(1), 1670–1676.
- Bloom, N. B. (2006), *Reliability Centered Maintenance (RCM): Implementation Made Simple*, McGraw-Hill.
- Brown, R. E. (2009), *Electric power distribution reliability*, CRC Press, New York.

- Brown, R. E., Gupta, S., Christie, R. D., Venkata, S. S. & Fletcher, R. (1999), ‘Distribution system reliability assessment using hierarchical markov modeling’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **11**, 1929–1934.
- Brown, R. E. & Howe, B. (2000), *Optimal deployment of reliability investments*, E-Source Report PQ-6.
- Chowdhury, A. A. & Koval, D. O. (2009), *Power distribution system reliability*, IEEE Press.
- Costa, A. M., França, P. M. & Lyra, C. (2011), ‘Two-level network design with intermediate facilities: An application to electrical distribution systems’, *Omega* **39**, 3–13.
- CPFL Energia (2016), ‘Smart grids - visão externa’. Acessado em 10-01-2016.  
**URL:** <http://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/visao-externa/Paginas/default.aspx>
- De Assis, L. S., González, J. F. V., Usberti, F. L., Lyra, C., Cavelucci, C. & Von Zuben, F. J. (2015), ‘Switch allocation problems in power distribution systems’, *IEEE Transactions on Power Systems* **30**(1), 246–253.
- Denny, F. I. & Dismukes, D. E. (2002), *Power System Operations and Electricity Markets*, CRC Press.
- Ebeling, C. E. (1997), *An Introduction to Reliability and Maintainability Engineering*, McGraw-Hill.
- Endrenyi, J., Aboresheid, S., Allan, R. N., Anders, G. J., Asgarpoor, S., Billinton, R., Chowdhury, N., Dialynas, E. N., Fipper, M., Fletcher, R. H., Grigg, C., McCalley, J., Meliopoulos, S., Mielnik, T. C., Nitu, P., Rau, N., Reppen, N. D., Salvaderi, L., Schneider, A. & Singh, C. (2001), ‘The present status of maintenance strategies and the impact of maintenance on reliability’, *IEEE Transactions on Power Systems* **16**(4), 638–646.
- Endrenyi, J., Anders, G. J. & da Silva, A. M. L. (1998), ‘Probabilistic evaluation of the effect of maintenance on reliability: an application’, *IEEE Transactions on Power Systems* **13**(2), 576–583.
- Fogliatto, F. S. & Ribeiro, J. L. D. (2009), *Confiabilidade e Manutenção Industrial*, Editora Elsevier, Rio de Janeiro.
- Garey, M. R. & Johnson, D. S. (1979), *Computers and intractability: a guide to the theory of NP-completeness*, Freeman, New York.

- Hilber, P. & Bertling, L. (2008), Multiobjective maintenance policy for a distribution an application study, *in* ‘Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAPS’, pp. 1–6.
- Hilber, P., Miranda, V., Mator, M. A. & Bertling, L. (2007), ‘Multiobjective optimization applied to maintenance policy for electrical networks’, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(4), 1675–1682.
- IEEE Standard 1366 (2003), *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*.
- Janjic, A. D. & Popovic, D. S. (2007), ‘Selective maintenance schedule of distribution networks based on risk management approach’, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(2), 597–604.
- Kuntz, P. A., Christie, R. D. & Venkata, S. S. (2002), ‘Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **17**(4), 1164–1169.
- Lightner, E. M. & Widergren, S. E. (2010), ‘An orderly transition to a transformed electricity system’, *IEEE Transactions on Smart Grid* **1**(1), 3–10.
- Moghaddam, K. S. & Usher, J. S. (2011a), ‘A new multi-objective optimization model for preventive maintenance and replacement scheduling of multi-component systems’, *Engineering Optimization* **43**(7), 701–719.
- Moghaddam, K. S. & Usher, J. S. (2011b), ‘Preventive maintenance and replacement scheduling for repairable and maintainable systems using dynamic programming’, *Computers & Industrial Engineering* **60**(4), 654–665.
- Moon, J. F., Yoon, Y. T., Lee, S. S., Kim, J. C., Lee, H. T. & Park, G. P. (2006), Reliability-centered maintenance model to managing power distribution system equipment, *in* ‘Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE’.
- Moubray, J. (1997), *Reliability-centered Maintenance*, Industrial Press Inc., New York.
- Nakajima, S. (1988), *Introduction to TPM: Total Productive Maintenance*, Productivity Press, New York.
- Pylvänäinen, J., Verho, P. & Järvinen, J. (2005), Advanced failure rate and distribution network reliability modelling as part of network planning software, *in* ‘18th International Conference on Electricity Distribution’.
- Radmer, D. T., Kuntz, P. A., Christie, R. D., Venkata, S. S. & Fletcher, R. H. (2002), ‘Predicting vegetation-related failure rates for overhead distribution feeders’, *IEEE Transactions on Power Delivery* **17**(4), 1170–1175.



- Rausand, M. & Høyland, A. (2004), *System Reliability Theory: Models, Statistical Methods and Applications*, John Wiley & Sons, New Jersey.
- Reis, P. A. (2007), Otimização baseada em confiabilidade de planos de manutenção de sistemas de distribuição de energia elétrica, Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP - Brasil.
- Siqueira, I. P. (2005), *Manutenção Centrada na Confiabilidade: Manual de Implementação*, Qualitymark Editora LTDA., Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Sittithumwat, A., Soudi, F. & Tomsovic, K. (2004), 'Optimal allocation of distribution maintenance resources with limited information', *Electric Power Systems Research* **68**, 208–220.
- Slack, N., Chambers, S. & Johnston, R. (2009), *Administração da Produção*, Editora Atlas.
- Smith, A. M. (1993), *Reliability-Centered Maintenance*, McGraw-Hill, United States of America.
- Smith, A. M. & Hinchcliffe, G. (2003), *RCM: Gateway to World Class Maintenance*, Elsevier Science.
- Soudi, F. & Tomsovic, K. (2001), 'Optimal trade-offs in distribution protection design', *IEEE Transactions on Power Delivery* **16**(2), 292–296.
- Usberti, F. L., Lyra, C., Cavellucci, C. & González, J. F. V. (2015), 'Hierarchical multiple criteria optimization of maintenance activities on power distribution networks', *Annals of Operations Research* **224**(1), 171–192.
- Vieira, J. C. M. (2006), Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos, PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas.
- Wang, H. (2002), 'A survey of maintenance policies of deteriorating systems', *European Journal of Operational Research* **139**, 469–489.
- Williams, H. P. (1999), *Model building in mathematical programming*, 4 edn, John Wiley & Sons, Chichester - Inglaterra.
- Wolsey, L. A. (1998), *Integer programming*, Wiley-Interscience.