

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**CALIBRAÇÃO DE DADOS PARA ESTUDOS DE
CONFIABILIDADE EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO: MODELAGEM DA CONDIÇÃO
DOS EQUIPAMENTOS E DOS ÍNDICES DE
CONTINUIDADE NODAIS**

Márcio André Nazareno Ferreira

São Luís-MA
2010

CALIBRAÇÃO DE DADOS PARA ESTUDOS DE
CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:
MODELAGEM DA CONDIÇÃO DOS
EQUIPAMENTOS E DOS ÍNDICES DE
CONTINUIDADE NODAIS

Dissertação de Mestrado submetido à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Por

Márcio André Nazareno Ferreira

São Luís–MA
2010

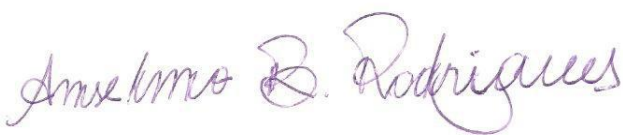
**CALIBRAÇÃO DE DADOS PARA ESTUDOS DE
CONFIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:
MODELAGEM DA CONDIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS
E DOS ÍNDICES DE CONTINUIDADE NODAIS**

Márcio André Nazareno Ferreira

Dissertação aprovada em 06 de agosto de 2010.


Profa. Maria da Guia da Silva, Ph. D.
(Orientadora)


Prof. Agnelo Marotta Cassula, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)


Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

Dedicatória

Aos meus pais pelo apoio irrestrito em todos os momentos de minha vida.

À minha esposa que soube tão bem compreender os meus momentos de ausência em função deste trabalho.

Ao meu filho, presente singular que a ternura de Deus me deu.

Agradecimentos

A Deus, por ter me iluminado durante todos os momentos difíceis ao longo desta jornada;

A Profa. Maria da Guia da Silva pela orientação segura e precisa, e pela enorme paciência durante todas as etapas da dissertação;

Ao professor Anselmo Barbosa Rodrigues pelas sugestões e discussões ao longo do desenvolvimento desta dissertação;

A Companhia Energética do Maranhão (CEMAR) pela disponibilidade, suporte e apoio para a realização deste projeto de pesquisa;

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta dissertação.

Resumo

Após a reestruturação do setor elétrico, as empresas de distribuição devem maximizar a confiabilidade do fornecimento para evitar violações nas metas de confiabilidade com o menor custo possível. Este compromisso entre custo e confiabilidade pode ser atendido com a aplicação da Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP) no processo de planejamento de redes de distribuição.

A ACP estima o desempenho futuro da rede de distribuição, com relação a interrupções no fornecimento de energia, com base nos dados de falha dos componentes e na sua topologia. A ACP pode fornecer estimativas para os seguintes indicadores de continuidade estatísticos usados pelas empresas de distribuição: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC). Entretanto, a ACP é raramente usada pelos engenheiros de planejamento das empresas de distribuição. Este fato é devido à existência de discrepâncias entre os índices estimados pela ACP e aqueles apurados pelas empresas de distribuição. Estas discrepâncias são causadas pela falta de dados históricos para estimar os parâmetros de confiabilidade dos componentes, isto é: taxas de falha, tempos de reparo e chaveamento.

Apesar das empresas de distribuição não possuírem uma grande quantidade de dados históricos associados com as falhas dos seus equipamentos, estas empresas armazenam dados históricos sobre índices de continuidade do sistema (FEC, DEC, DIC e FIC). Esta informação pode ser utilizada para ajustar os dados de falha dos componentes (taxas de falha e os tempos de reparo) tal que os índices calculados pelo modelo de ACP sejam próximos dos índices medidos pelas empresas de distribuição. Este processo de ajuste dos dados de falha dos modelos de ACP é denominado de Calibração de Dados.

Geralmente, a calibração de dados de confiabilidade é realizada através de técnicas de otimização. Contudo, a maioria das metodologias existentes desconsidera os índices de confiabilidade nodais (FIC e DIC) na calibração das taxas de falha e tempos

de reparo. Apenas o índice nodal FIC tem sido considerado na calibração de dados. Além disso, não é possível garantir que o índice FEC seja igual ao seu valor apurado quando a calibração considera o índice FIC. Contudo, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) estabeleceu penalidades para violações nos índices FIC e DIC. Devido a isto, os modelos de ACP devem estimar precisamente os índices de confiabilidade nodais FIC e DIC. O principal objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia de calibração de dados de confiabilidade orientada para os índices nodais FIC e DIC. A metodologia proposta utiliza modelos de programação não-linear e quadrática para calibrar as taxas de falha e os tempos de reparo, respectivamente, em uma estrutura desacoplada. Isto é, a calibração das taxas de falha e dos tempos de reparo é realizada separadamente. Adicionalmente, a utilização de restrições de igualdade nos modelos de calibração assegura que os valores calculados dos índices FEC e DEC sejam idênticos aos seus valores medidos. Além disso, o modelo de calibração proposto para as taxas de falha considera a informação de condição dos equipamentos obtida a partir de atividades de inspeção. Os modelos de calibração propostos nesta dissertação foram testados em um alimentador da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR). Os resultados dos testes demonstraram que os modelos de calibração propostos podem reduzir significativamente os erros entre os valores medidos e calculados dos índices FIC e DIC.

Palavras Chaves: Redes de Distribuição, Confiabilidade, Calibração, Programação Não-Linear, Programação Quadrática.

Abstract

After the restructuring of the electric sector, the distribution utilities must maximize the reliability to avoid violation in the reliability targets at the minimal cost. This agreement between cost and reliability can be satisfied with the application of Predictive Reliability Analysis (PRA) in the planning of distribution networks.

The PRA estimates the future performance of distribution networks, with regarding to energy supply interruptions, based on the failure data of the components and network topology. The PRA can delivery estimates for the following statistical reliability indices used in the distribution utilities: System Average Interruption Frequency Index (SAIFI), System Average Interruption Duration Indices (SAIDI), Connection Point Interruption Frequency Index (CPIFI), and Connection Point Interruption Duration Index (CPIDI). However, the PRA is rarely used by engineers during the planning of the distribution utilities. This fact is due to the existence of discrepancies between the indices estimated by the PRA and those measured by distribution utilities. These discrepancies are due to the lack of historical data to estimate the reliability parameters of the components: failure rates and repair times.

In spite of the distribution utilities do not have a large amount of historical data associated with failures in their equipment, these utilities store historical data on system reliability indices (SAIDI, SAIFI, CPIFI and CPIDI). This information can be used to adjust the failure data of the components (failure rates and repair times) such that the reliability indices evaluated by the ACP models have nearly the same values as those measured by distribution utilities. This adjustment process of the reliability data in ACP models is named Data Calibration.

Usually, the reliability data calibration is carried out through optimization techniques. However, the most of the existing methodologies ignores the nodal reliability indices (CPIFI and CPIDI) in the calibration of failure rates and repair times. Only the CPIFI index has been considered in the data calibration. Furthermore, it is not possible to assure that the SAIFI has the same value as its measured value when the calibration considers the CPIFI index. Nevertheless, the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL) has established penalties for violations in the indices CPIFI and CPIDI. Due to this, the PRA models must accurately estimate the nodal reliability

indices CPIFI and CPIDI. The main objective of this dissertation is to develop a calibration methodology of reliability data oriented to nodal reliability indices CPIFI and CPIDI. The proposed methodology uses nonlinear and quadratic programming models to calibrate the failure rates and repair times, respectively, in a decoupled structure. This decoupled structure allows the calibration of failure rates and repair times be carried out separately. Additionally, the utilization of equality constraints in the calibration models assures that the evaluated values of SAIFI and SAIDI indices are identical to their measured values. Furthermore, the proposed calibration model for the failure rates considers the equipment condition information obtained from inspection activities. The calibration models proposed in this dissertation were tested in a feeder of the power distribution utility of Maranhão (CEMAR). The tests results demonstrate that the proposed calibration models can significantly reduce the errors between the measured and evaluated values of the CPIFI and CPIDI indices.

Keywords: Distribution Networks, Reliability, Calibration, Nonlinear Programming, Quadratic Programming.

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Abreviaturas e Símbolos

1. Introdução.....	1
1.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica.....	1
1.2 Planejamento de Redes de Distribuição em Ambiente Competitivo.....	7
1.3 Análise de Confiabilidade Quantitativa.....	8
1.4 Calibração de Dados em Redes de Distribuição.....	12
1.5 Motivação da Pesquisa.....	19
1.6 Objetivos da Dissertação.....	22
1.7 Estrutura da Dissertação.....	23
2. Modelo de Análise de Confiabilidade Preditiva.....	24
2.1 Introdução.....	24
2.2 Método Analítico para o Cálculo de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais.....	26
3. Modelos de Calibração das Taxas de Falha e dos Tempos de Reparo.....	34
3.1 Introdução.....	34
3.2 Modelo de Taxa de Falha Dependente da Condição.....	35
3.3 Modelo Proposto para a Calibração das Taxas de Falha dos Componentes.....	42
3.4 Modelo Proposto para a Calibração dos Tempos de Reparo dos Componentes.....	45
3.5 Aspectos críticos referentes à implementação prática dos modelos de calibração.....	51
4. Resultados dos Testes.....	54
4.1 Introdução.....	54
4.2 Calibração das Taxas de Falha.....	56
4.3 Calibração dos Tempos de Reparo.....	64

4.4 Tempos de Processamento.....	75
5. Conclusões.....	78
5.1 Principais Realizações e Contribuições.....	78
5.2 Aplicações Práticas.....	80
5.3 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	81
6. Referências Bibliográficas.....	84

Lista de Figuras

Figura 1.1: Infra-estrutura de um sistema de energia elétrica.....	2
Figura 1.2: Configurações típicas de redes de distribuição primárias e secundárias.....	4
Figura 1.3: Configuração malhada (“Grid Network”).....	5
Figura 1.4: Configuração em Anel (“Closed-Loop”).....	6
Figura 1.5: Efeito de λ_M sobre os índices confiabilidade SAIFI (interrupções/ano), MAIFI (int./ano) e SAIDI (horas/ano).....	14
Figura 1.6: Efeito do MTTR sobre os índices confiabilidade SAIFI (interrupções/ano), MAIFI (int./ano) e SAIDI (horas/ano).....	14
Figura 1.7: Histograma da amostra referente às taxas de falha dos pontos de carga.....	18
Figura 2.1: Sistema-exemplo usado para mostrar o impacto de uma contingência na seção S2.....	28
Figura 4.1: Valores especificados e otimizados do índice FIC.....	57
Figura 4.2: Erros associados com os valores inicial e otimizado do índice FIC para o alimentador 01C5.....	59
Figura 4.3: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os reliadores.....	61
Figura 4.4: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os fusíveis.....	61
Figura 4.5: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as chaves.....	62
Figura 4.6: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as seções do tronco.....	62
Figura 4.7: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as seções das laterais.....	63
Figura 4.8: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os transformadores.....	63

Figura 4.9: Padrão de esparsidade da matriz W^f	64
Figura 4.10: Valores especificados e calibrados do índice DIC via programação quadrática.....	66
Figura 4.11: Valores especificados e calibrados do índice DIC via mínima norma.....	66
Figura 4.12: Erros do DIC inicial e calibrado via mínima norma com relação ao seu valor apurado.....	69
Figura 4.13: Erros do DIC inicial e calibrado via programação quadrática com relação ao seu valor apurado.....	69
Figura 4.14: Erros do DIC calibrado via programação quadrática e mínima norma com relação ao seu valor apurado.....	70
Figura 4.15: Padrão de esparsidade da matriz W^r	71
Figura 4.16: Padrão de esparsidade da matriz W^s	72
Figura 4.17: Gráfico de pizza dos tempos percentuais referentes a calibração e a ACP.....	77

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Formulário de Inspeção para transformadores.....	37
Tabela 3.2: Guia de valores sugeridos para o item idade em transformadores.....	38
Tabela 3.3: Dados de confiabilidade dos equipamentos de redes de distribuição aéreas.....	40
Tabela 3.4: Parâmetros do modelo exponencial para equipamentos de redes de distribuição aéreas.....	41
Tabela 4.1: Características do alimentador 01C5 da Subestação Forquilha.....	54
Tabela 4.2: Valores apurado, inicial e calibrado do índice FEC para o alimentador 01C5.....	56
Tabela 4.3: Erros e valores do índice FIC para o alimentador 01C1.....	58
Tabela 4.4: Menores valores das taxas de falha para $m \in \Omega_\theta$, onde a folga é dada por $A_m \exp(B_m x_m^{\min}) + C_m - \lambda_m^{\min}$	60
Tabela 4.5: Valores ótimos e iniciais dos parâmetros A , B e C do modelo da taxa de falha.....	60
Tabela 4.6: Valores apurado, inicial e calibrado do índice FEC para o alimentador 01C5.....	65
Tabela 4.7: Erros e valores do índice DIC para o alimentador 01C1.....	68
Tabela 4.8: Tempos de reparo mínimo, inicial e calibrados via mínima norma e programação quadrática.....	70
Tabela 4.9: Tempos associados com as principais tarefas da calibração dos dados de confiabilidade.....	72
Tabela 4.10: Tempos associados com as principais tarefas da calibração dos dados de confiabilidade.....	75
Tabela 4.11: Tempos de processamento totais associados com a calibração e com a ACP.....	76

Abreviaturas e Símbolos

- ACP – Análise de Confiabilidade Preditiva
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- CEMAR – Companhia Energética do Maranhão
- CMMS – Computadorized Maintenance Management Systems
- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
- FIC – Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
- IPC – Índice do Ponto de Carga
- MAIFI – Momentary Average Interruption Frequency Index
- NA – Normalmente Aberto
- NC – Número de Consumidores do ponto de carga
- NF – Normalmente Fechado
- PPNL – Problema de Programação Não-Linear
- PPQ – Problema de Programação Quadrática
- SAIFI – System Average Interruption Frequency Index
- SAIDI – System Average Interruption Duration Index

1. Introdução

1.1 Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Os sistemas de energia elétrica são divididos em três zonas funcionais: geração, transmissão e distribuição. A rede de distribuição é a parte da infra-estrutura do sistema de energia elétrica que transporta eletricidade a partir da rede de subtransmissão para os consumidores individuais. A localização da rede de distribuição na infra-estrutura de um sistema de energia elétrica é mostrada na Figura 1.1 [Brown, 2002].

O sistema de distribuição é formado por dois subsistemas:

i) Rede de distribuição primária: transporta energia elétrica a partir da subestação de distribuição para os transformadores de distribuição. Geralmente, operam com tensão de 4.16 kV a 34.5 kV.

ii) Rede de distribuição secundária: transporta energia elétrica a partir de transformadores de distribuição para pontos de medição dos consumidores individuais. Normalmente, as redes de distribuição secundárias operam com níveis de tensão de 120V/240V monofásico, 277V/480V trifásico e 220V/380V trifásico.

Os sistemas de distribuição primário e secundário podem ser projetados de acordo com as seguintes configurações [Brown, 2002], [Short, 2004]:

i) Configuração Radial Simples: o fornecimento de energia elétrica para os consumidores é realizado através de um único ponto de fornecimento. Devido a isto, o fornecimento de energia para os consumidores localizados à jusante do dispositivo de isolamento da falta só é restaurado após o reparo do componente defeituoso.

ii) Configuração Radial com Recurso: esse tipo de configuração se caracteriza pela interligação entre alimentadores por dispositivos de chaveamento Normalmente Abertos

(NA). Desta forma, o sistema permanece operando de forma radial em condições normais. Contudo, pode-se realizar transferências de carga para alimentadores adjacentes, através do fechamento das interligações, após o isolamento da falta. Conseqüentemente, apenas os consumidores que se encontram entre a área isolada pelos dispositivos de isolamento acima e abaixo da falta permanecem interrompidos até o reparo do componente defeituoso.

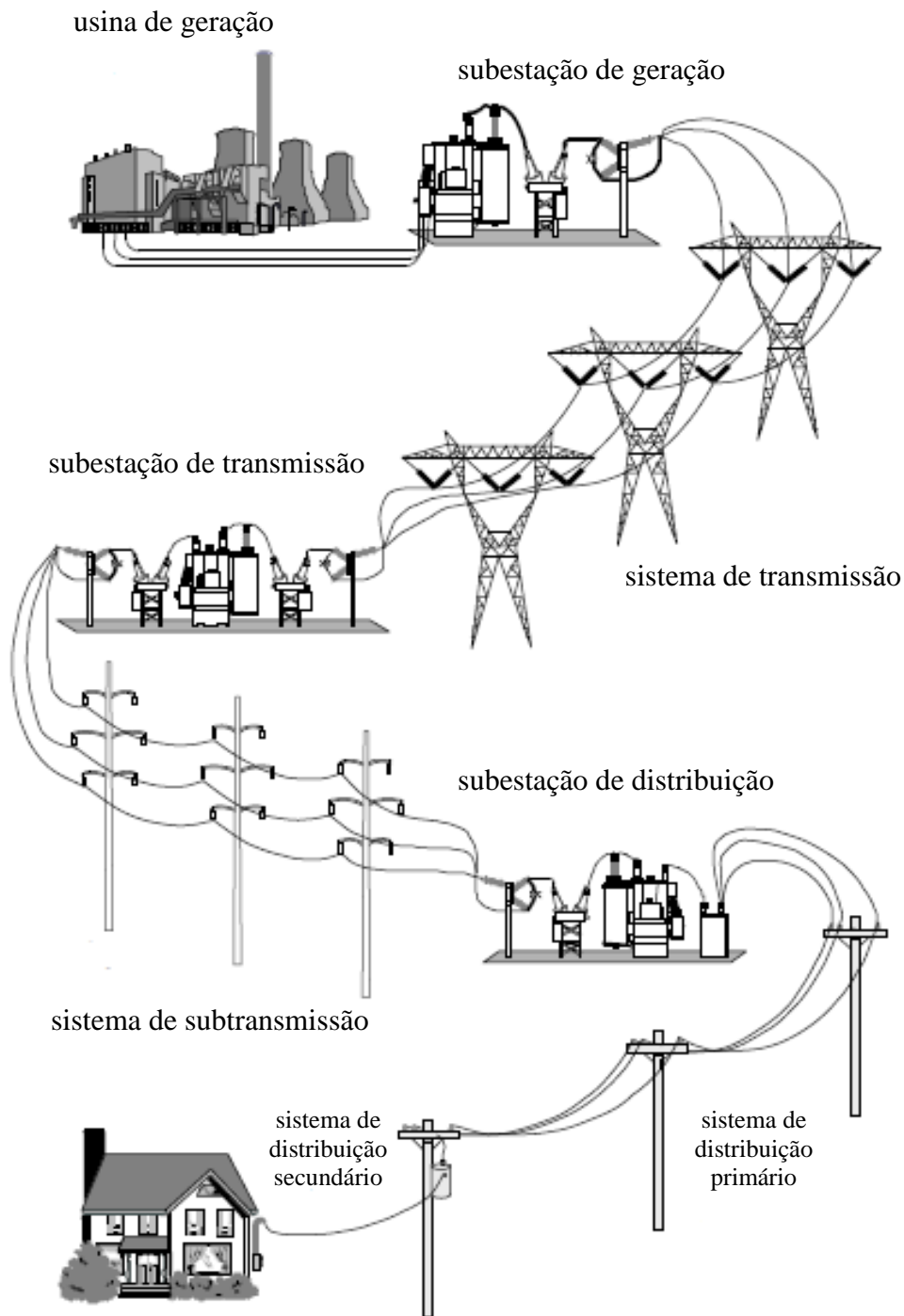


Figura 1.1: Infra-estrutura de um sistema de energia elétrica.

iii) Configuração Primário Seletivo: é usada para atender classes de consumidores que exigem níveis de confiabilidade mais elevados do que aqueles que podem ser obtidos usando-se um único alimentador. Nesta configuração, os consumidores são atendidos por um alimentador principal e um alimentador alternativo, que é acessado através de dispositivos de chaveamento, no caso de uma falha no alimentador principal. Este tipo de rede é muito popular em sistemas subterrâneos, pois não é necessário localizar a falta antes de realizar uma transferência de carga no processo de restauração.

iv) Configuração Secundário Seletivo: é caracterizada pela presença de um ponto de fornecimento alternativo na rede secundária que é utilizado quando o fornecimento principal está indisponível. Conseqüentemente, este tipo de configuração tem uma operação similar ao da configuração primário seletivo. É importante enfatizar que em uma rede com secundário seletivo os transformadores devem ser capazes de suprir a carga inteira da rede secundária para que restrições de carregamento não reduzam a confiabilidade da rede.

v) Configuração de Barra Única (“Spot Network”): é composta pela conexão de dois ou mais transformadores (supridos a partir de no mínimo dois alimentadores) em paralelo para energizar uma barra secundária. Desta forma, uma rede de barra única pode suportar falhas em um ou mais circuitos primários sem qualquer impacto para os consumidores. Contudo, deve-se utilizar dispositivos de proteção especiais (com capacidade de detectar condições de inversão de fluxo) para evitar que uma falta na rede primária seja realimentada através dos transformadores.

vi) Configuração em Anel (“Closed-Loop”): é usado em redes de distribuição que fornecem energia para áreas que necessitam de altos níveis de confiabilidade. Nessa configuração os circuitos são conectados entre uma ou mais subestações através de chaves Normalmente Fechadas (NF). Este tipo de arranjo requer um número maior de equipamentos e um sistema de proteção mais sofisticado semelhante aquele usado em redes de transmissão.

vii) Configuração Malhada (“Grid Network”): utiliza dois ou mais alimentadores primários para alimentar a rede secundária em múltiplas localizações. Na maioria dos casos estes alimentadores primários são do tipo radial. Contudo, os alimentadores primários são entrelaçados de tal forma que o fornecimento de energia para quaisquer

transformadores adjacentes a partir de um mesmo alimentador é evitado. Desta forma, se um alimentador primário está fora de serviço, os alimentadores restantes podem alimentar os consumidores sem qualquer sobrecarga ou queda de tensão intolerável. Conseqüentemente, os disjuntores da configuração malhada também devem identificar reversões de fluxo para eliminar faltas, assim como na configuração de barra única.

As configurações das redes primárias e secundárias descritas acima são mostradas nas Figuras 1.2, 1.3 e 1.4.

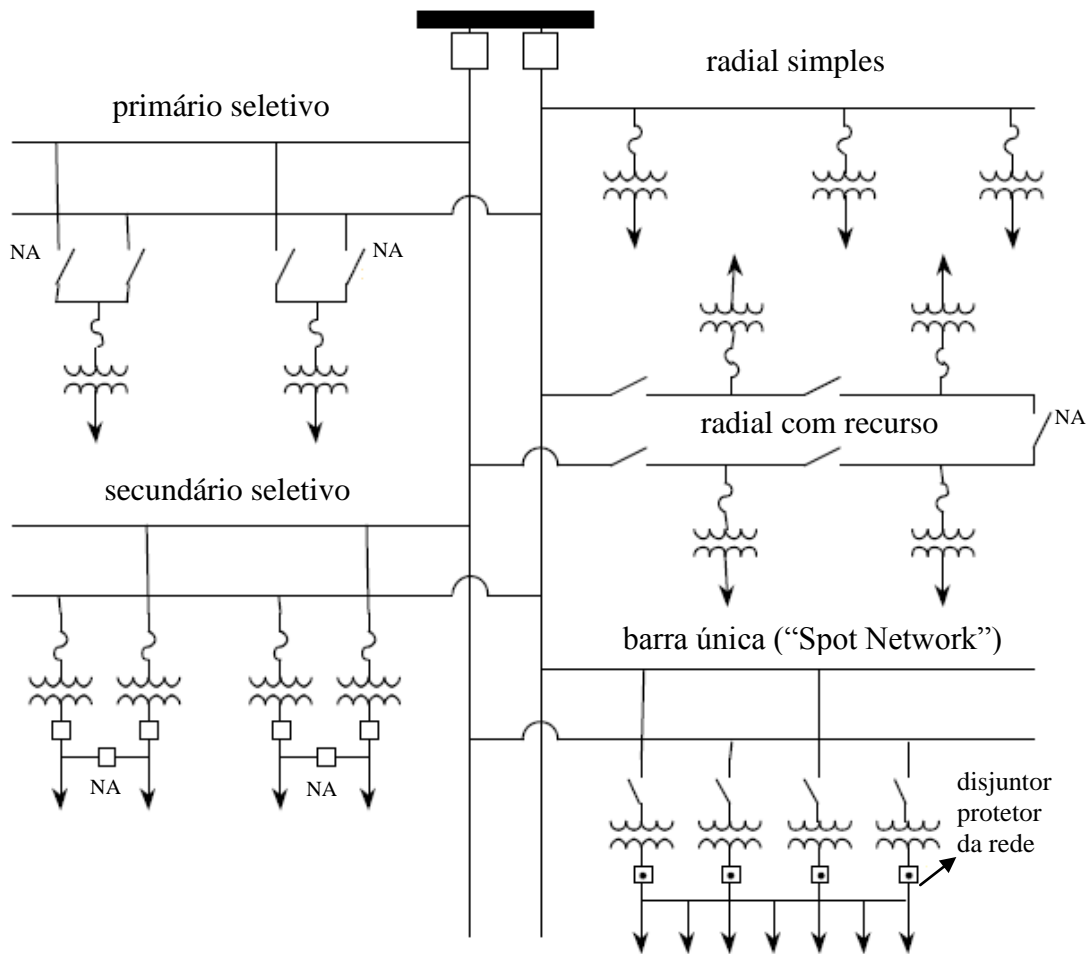


Figura 1.2: Configurações típicas de redes de distribuição primárias e secundárias.

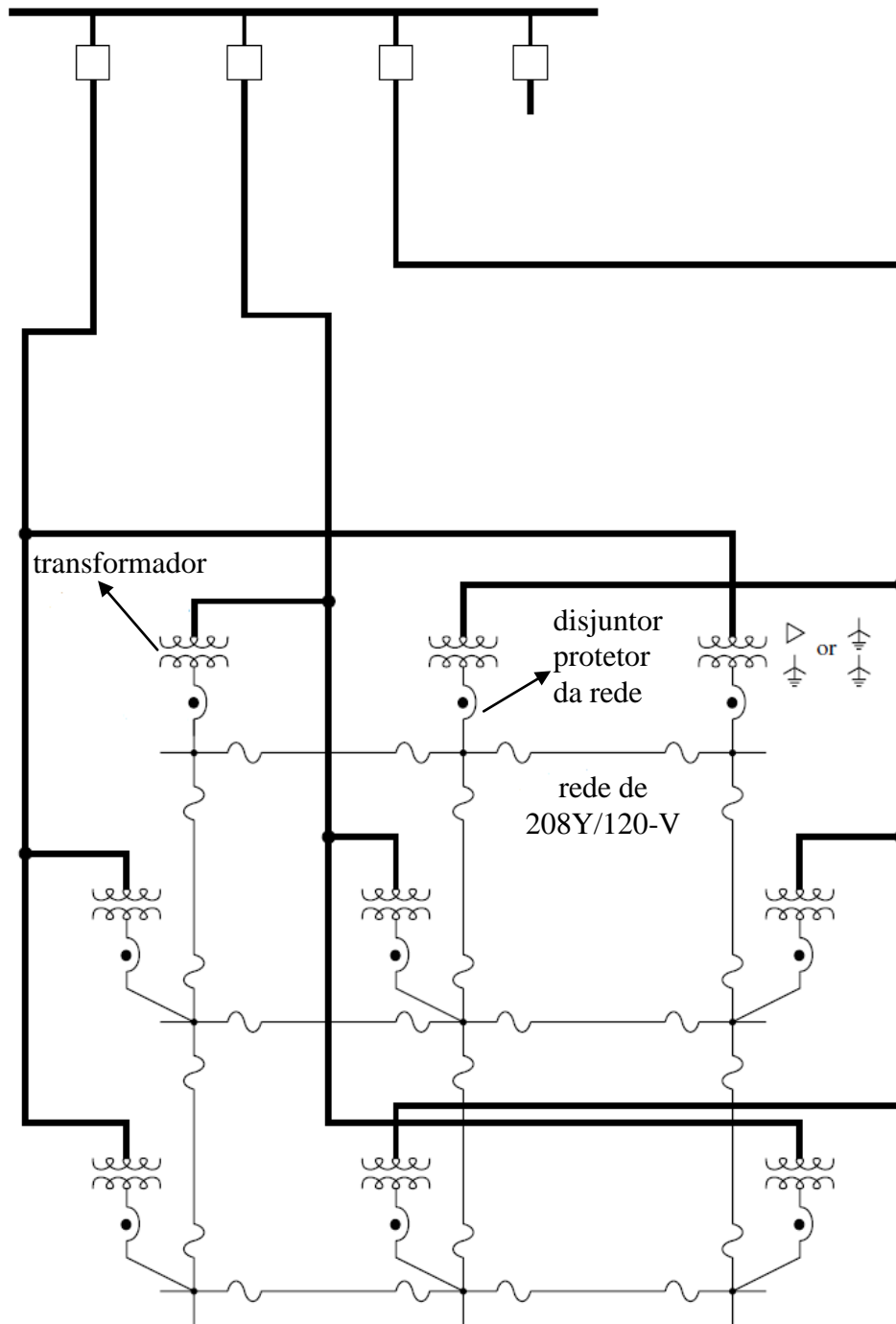


Figura 1.3: Configuração malhada (“Grid Network”).

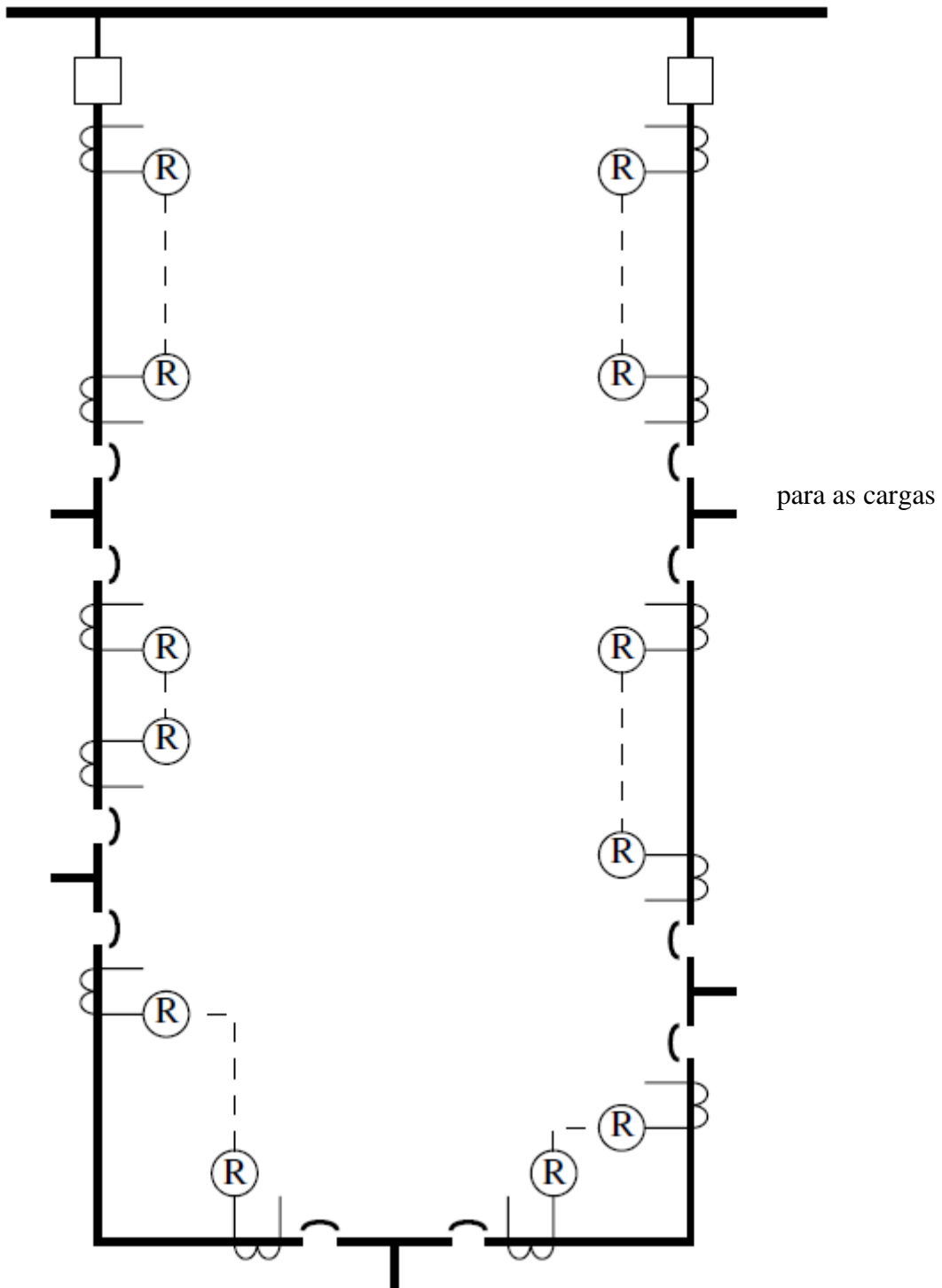


Figura 1.4: Configuração em Anel (“Closed-Loop”).

1.2 Planejamento de Redes de Distribuição em Ambiente Competitivo

A reestruturação do setor elétrico mundial tem sido caracterizada pela introdução de competição na geração e pelo livre acesso a um sistema de transmissão aberto [Ilíc, 1998]. Neste novo ambiente, as empresas de energia devem maximizar seus lucros para garantir a sobrevivência em um mercado competitivo. Uma alternativa para alcançar esses objetivos é adiar os investimentos na manutenção e na expansão da rede elétrica. Conseqüentemente, a confiabilidade do sistema tende a se deteriorar. Em redes de distribuição esta situação é mais severa, visto que as redes de distribuição são monopólios naturais. Desta forma, os consumidores ficam sujeitos aos interesses das empresas de distribuição de energia elétrica. Devido a isto, os órgãos reguladores estão estabelecendo metas de continuidade e penalidades para empresas de distribuição com o objetivo de garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Por exemplo, no Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [ANEEL, 2009] estabeleceu índices de desempenho para o fornecimento de energia com base em dois conceitos [Kagan, 2005]:

i) qualidade do serviço: está associada com a avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais. Desta forma, a apuração de indicadores de qualidade de serviço tem como objetivo contabilizar as interrupções na rede de distribuição causadas por falhas no sistema e por atividades de manutenção programada.

ii) qualidade do produto: é caracterizada basicamente pela forma da onda de tensão nos componentes de um sistema elétrico. Conseqüentemente, os índices e valores de referências relativos à qualidade do produto contemplam os seguintes fenômenos: afundamentos de tensão de curta e longa duração, harmônicos, fator de potência, cintilação de tensão, desequilíbrios de tensão, etc.

Neste contexto, as empresas de distribuição devem maximizar a confiabilidade para evitar violações nas metas de confiabilidade com o menor custo possível. O primeiro passo para maximizar a confiabilidade é identificar a origem da causa (causa

raiz) das interrupções. Esta identificação permite que os engenheiros das empresas de distribuição apliquem e analisem várias técnicas de mitigação de eventos de falha.

As técnicas de mitigação podem ser classificadas em duas categorias: elétricas e não-elétricas [Gedemer, 2002]. Técnicas de mitigação elétrica têm um impacto direto na rede elétrica e afetam a análise do sistema de distribuição (cálculo de correntes de falta, estudo de fluxo de potência, coordenação das proteções, etc.). As principais técnicas de mitigação elétrica são: adição de dispositivos de proteção (relatores e fusíveis), instalação de dispositivos de chaveamento (manuais ou automáticos), reconfiguração da rede elétrica, recondução de alimentadores e conversão de redes aéreas para subterrâneas. Por outro lado, técnicas de mitigação não-elétricas não têm impacto sobre o modelo elétrico da rede de distribuição e podem ser avaliadas somente em estudos de confiabilidade. As técnicas de mitigação não-elétrica incluem: gerenciamento da vegetação (podas de árvores), lavagem da rede elétrica para remoção de salitre, instalação de cercas contra animais e construção de barreiras para evitar abalroamento de postes. Consequentemente, a análise da rede de distribuição não é afetada pelas técnicas de mitigação não-elétricas. O impacto e a eficiência das técnicas de mitigação elétricas e não elétricas podem ser avaliados através da análise de confiabilidade quantitativa da rede distribuição.

1.3 Análise de Confiabilidade Quantitativa

A análise de confiabilidade quantitativa está associada com a avaliação do desempenho da rede de distribuição com relação à frequência e duração das interrupções no fornecimento de energia. Esta avaliação é realizada de acordo com dois paradigmas: medição (apuração) do desempenho passado e previsão do desempenho futuro. A maior parte das empresas de energia elétrica coleta dados sobre o desempenho passado de uma rede de distribuição e apresenta os resultados obtidos utilizando uma gama de índices estatísticos. No Brasil, os principais índices utilizados para avaliar o desempenho passado de uma rede de distribuição são [ANEEL, 2009]:

i) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC):

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^{Nf} Nc_j^{int}}{Nc^{tot}} \quad [\text{interrupções}/(\text{período} \times \text{consumidor})] \quad (1.1)$$

onde:

o período de apuração pode ser mensal, trimestral ou anual;

Nf é o número de interrupções no fornecimento de energia no período de apuração (mensal, trimestral ou anual);

Nc^{tot} é o número total de unidades consumidoras faturadas, do conjunto considerado, no período de apuração, atendidas em baixa tensão ou média tensão;

Nc_j^{int} é número de unidades consumidoras interrompidas no evento de falha j .

ii) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^{Nf} Nc_j^{int} D_j^{int}}{Nc^{tot}} \quad [\text{horas}/(\text{período} \times \text{consumidor})] \quad (1.2)$$

onde:

D_j^{int} é a duração da interrupção j (em horas) no período de apuração.

iii) Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC):

$$FIC_i = Nf_i \quad [\text{interrupções}/\text{período}] \quad (1.3)$$

onde:

FIC_i é o valor do FIC para a i -ésima unidade consumidora;

Nf_i é o número de interrupções experimentado pela i -ésima unidade consumidora no período de apuração.

iv) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):

$$DIC_i = \sum_{j=1}^{Nf_i} D_j^{int} \quad [\text{horas/período}] \quad (1.4)$$

DIC_i é o valor do DIC para a i -ésima unidade consumidora;

v) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC)

$$DMIC_i = \max \{ D_j^{int}, \text{ para } j = 1, \dots, Nf_i \} \quad [\text{horas}] \quad (1.5)$$

Os índices FEC e DEC são equivalentes aos índices SAIFI (“System Average Interruption Frequency Index”) e SAIDI (“System Average Interruption Duration Index”) utilizados em diversos países do mundo, tais como: Estados Unidos, Canadá e Reino Unido [Brown, 2002], [Billinton, 1996].

É possível explicitar as unidades consumidoras nas equações (1.1) e (1.2), pois a mesma unidade consumidora é interrompida por diversas falhas. Neste caso, os coeficientes de cada unidade consumidora são:

i) equação (1.1): os números de falhas experimentados pela unidade consumidora, ou seja, o FIC;

ii) equação (1.2): o somatório das durações de todas as interrupções associadas com a unidade consumidora, isto é, o DIC.

Desta forma, pode-se reescrever as equações (1.1) e (1.2) como segue:

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

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Nc^{tot}} DIC_i}{Nc^{tot}} \quad (1.7)$$

Os índices de desempenho passado definidos acima fornecem informações valiosas sobre a confiabilidade para a configuração atual da rede de distribuição. Entretanto, o planejamento da rede de distribuição envolve a análise de configurações futuras e cálculo da confiabilidade quando há mudanças na: topologia, condições de operação e esquemas de proteção. Esta tarefa é conhecida como Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP). A ACP estima o desempenho futuro do sistema de distribuição com base na sua topologia e nos dados de falha dos componentes. Devido à natureza estocástica da ocorrência e duração das falhas, a ACP é geralmente realizada através de modelos probabilísticos [Brown, 2002], [Billinton, 1994], [Billinton, 1996], [da Silva, 2007]. Os métodos probabilísticos podem fornecer estimativas para índices estatísticos do sistema (FEC e DEC) e para consumidores ou pontos de carga individualizados (FIC e DIC).

A principal vantagem da ACP é a sua capacidade para prever impacto na confiabilidade de projetos de expansão e reforço da rede elétrica, tais como: interligação de alimentadores para realização de transferências de carga, construção de novas subestações, automação de alimentadores, substituição de componentes em estágio de degradação avançado, alocação ótima de centros de despacho. Conseqüentemente é possível identificar os projetos que satisfazem as restrições de confiabilidade com o mínimo custo possível. É importante enfatizar que a análise do desempenho passado através de índices estatísticos não é capaz de avaliar o impacto de projetos de expansão na confiabilidade, pois estes projetos não estão incluídos na configuração da rede na qual os índices foram apurados (medidos).

Um modelo de ACP só apresentará resultados precisos se a empresa de distribuição tiver disponível uma grande quantidade de dados históricos de falhas associados com cada componente do sistema, tais como: linhas de transmissão,

transformadores, dispositivos de proteção e chaveamento. Contudo, a maioria das empresas não possui estas informações, por não utilizar ferramentas de ACP. Uma prática comumente usada para contornar esta dificuldade é usar dados de confiabilidade dos componentes publicados na literatura técnica [IEEE, 1997], [Brown, 2002]. Entretanto, a utilização de dados publicados na literatura não reflete o perfil real das falhas da rede. Conseqüentemente haverá erros entre os índices apurados e aqueles estimados pelo modelo de ACP. Este aspecto reduz o nível de confiança dos engenheiros de planejamento com relação aos benefícios obtidos pela ACP. Adicionalmente, deve-se mencionar que as correntes de falta e tensões nodais, estimadas por programas de curto-circuito e fluxo de potência, apresentam precisão aceitável com relação aos seus valores medidos. Devido a isto, os engenheiros das empresas de distribuição têm utilizado estes programas por muitas décadas no planejamento de redes de distribuição.

1.4 Calibração de Dados em Redes de Distribuição

Apesar das empresas de distribuição não possuírem uma grande quantidade de dados históricos associados com as falhas dos seus equipamentos, estas empresas armazenam dados históricos sobre índices de continuidade do sistema (FEC, DEC, DIC e FIC). Esta informação pode ser utilizada para ajustar os dados de falha dos componentes (taxas de falha e os tempos de reparo) de tal forma que os índices calculados pelo modelo de ACP sejam os mais próximos possíveis dos índices medidos. Este processo de ajuste dos dados de falha dos modelos de ACP é denominado de calibração de dados [Brown, 1998], [Brown, 2002], [Aquino Neto, 2004], [Brown, 2004], [Guimarães, 2006].

A referência [Brown, 1998] é o primeiro artigo publicado sobre calibração de dados de confiabilidade em redes de distribuição. Nesta referência, o processo de calibração é denominado de *validação do modelo*. O método proposto em [Brown, 1998] ajusta as taxas de falha permanentes e temporárias dos componentes com o objetivo de igualar os índices SAIFI e MAIFI (“Momentary Average Interruption

Frequency Index”), estimados pelo modelo de ACP, aos seus respectivos valores apurados. Este ajuste é realizado através da solução do seguinte sistema de equações lineares:

$$\begin{bmatrix} SAIFI_t \\ MAIFI_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_S} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_M} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_S} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_M} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_S \\ \Delta \lambda_M \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_i \\ MAIFI_i \end{bmatrix} \quad (1.8)$$

onde:

$SAIFI_t$ é o valor apurado do SAIFI;

$MAIFI_t$ é o valor apurado do MAIFI;

$SAIFI_i$ é o valor inicial do SAIFI;

$MAIFI_i$ é o valor inicial do MAIFI;

λ_S é a taxa de falha permanente (“sustained”) das linhas;

λ_M é a taxa de falha transitória (“momentary”) das linhas.

A estimação direta das taxas de falha através de um sistema linear é devido ao fato de que as relações de sensibilidade (estimadas de forma aproximada via técnicas de perturbação [Nocedal, 2006]) entre os índices e as taxas de falha são constantes. Por exemplo, a Figura 1.5 [Brown, 1998] mostra que as variações nos índices SAIFI, SAIDI e MAIFI com relação à taxa de falha permanente são representadas por retas. Devido a isto, as derivadas parciais destes índices com relação à taxa de falha permanente são constantes.

Após as taxas de falha serem calibradas os tempos de reparo dos componentes são calculados através da equação (1.9).

$$SAIDI_t = \frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR} \Delta MTTR + SAIDI_i \quad (1.9)$$

$MTTR$ é o tempo médio de reparo em horas;

$SAIDI_t$ é o valor apurado do SAIDI;

$SAIDI_i$ é o valor inicial do SAIDI;

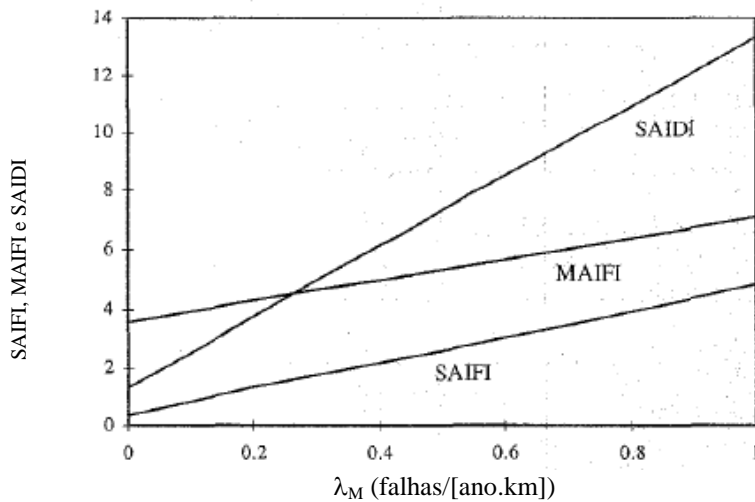


Figura 1.5: Efeito de λ_M sobre os índices de confiabilidade SAIFI (interrupções/ano), MAIFI (interrupções/ano) e SAIDI (horas/ano).

No caso da equação (1.9), pode ser necessário realizar um processo iterativo (que é concluído quando uma tolerância para o erro é obtida) para estimar o $MTTR$. Esta estratégia de solução é devido ao fato de que o SAIDI é uma função linear por partes com relação ao $MTTR$, conforme Figura 1.6.

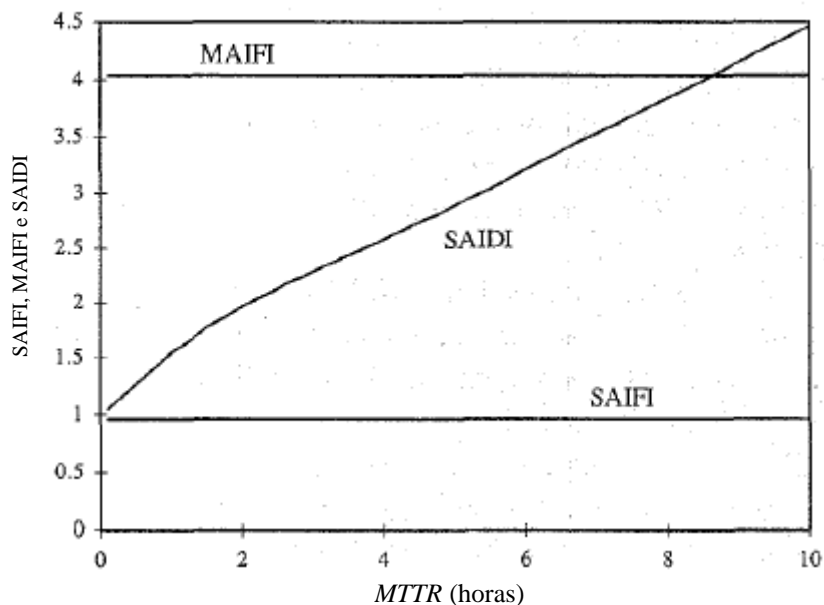


Figura 1.6: Efeito do $MTTR$ sobre os índices de confiabilidade SAIFI (interrupções/ano), MAIFI (interrupções/ano) e SAIDI (horas/ano).

Adicionalmente, a Figura 1.6 mostra que os valores dos índices MAIFI e SAIFI não são modificados quando o tempo de reparo é variado. Este fato é a base teórica para o desacoplamento entre os processos de calibração dos índices SAIDI e SAIFI/MAIFI. Ou seja, a referência [Brown, 1998] usa uma técnica de decomposição de dois passos:

- i) calibrar λ_M e λ_S com base nos valores apurados de SAIFI e MAIFI;
- ii) calibrar $MTTR$ com base no valor apurado do SAIDI e nas taxas de falha calibradas no passo (i).

Fisicamente, o desacoplamento entre os processos de calibração dos índices SAIFI/MAIFI e SAIDI é justificado pelo fato de que o número de consumidores interrompidos por uma falta é determinado exclusivamente pela resposta do sistema de proteção e pela localização da falta.

Na referência [Brown, 2002], o procedimento de calibração proposto na referência [Brown, 1998], que ajusta apenas as taxas de falha das linhas, é estendido para considerar a calibração da taxa de falha de diversos componentes. Nesta referência o processo de calibração é realizado através da solução dos seguintes problemas de otimização irrestrita:

$$\text{Minimizar } \frac{1}{2} \left[(SAIFI - SAIFI_t)^2 + (MAIFI - MAIFI_t)^2 \right] \quad (1.10)$$

$$\text{Minimizar } \frac{1}{2} (SAIDI - SAIDI_t)^2 \quad (1.11)$$

Na referência [Brown, 2002], os problemas de otimização (1.10) e (1.11) são resolvidos usando o método do gradiente descendente. É importante enfatizar que os valores calibrados de SAIFI, MAIFI e SAIDI, através da solução de (1.10) e (1.11), podem não ser iguais aos seus respectivos valores apurados. Este efeito é devido ao fato de que os valores ótimos das funções objetivo (1.10) e (1.11) podem ser não-nulos. Finalmente, é importante citar que o termo *calibração de dados* é utilizado pela primeira vez em [Brown, 2002] para especificar o processo de ajuste de dados de confiabilidade visando melhorar a precisão de um modelo de ACP.

Uma metodologia de calibração de dados de confiabilidade dos componentes baseada na mínima norma é proposta na referência [Aquino Neto, 2004]. Nesta referência a taxa de falha dos componentes é calibrada através da seguinte equação:

$$FEC^{med} = \sum_{i=1}^{Nt} W_i \lambda_i \quad (1.12)$$

onde:

$$W_i = \frac{\sum_{j \in Ti} S_j \cdot C_j}{Nc^{tot}}$$

FEC^{med} é o valor medido do índice FEC;

λ_i é taxa de falha associada com os componentes do tipo i ;

Nt é o número de tipos de componentes do sistema;

S_j é o número de consumidores interrompidos por uma falha no j -ésimo componente do tipo i ;

C_j é o comprimento do componente j , se este componente é uma linha. Caso contrário $C_j = 1.0$;

Ti é o conjunto de componentes do tipo i ;

A equação (1.12) é uma equação linear indeterminada (mais incógnitas do que equações). Devido a isto, a sua solução pode ser obtida através do método de mínima norma como se segue:

$$\lambda_i = \frac{W_i \times FEC^{med}}{\sum_{i=1}^{Nt} W_i^2} \quad (1.13)$$

A principal vantagem do método de [Aquino Neto, 2004], com relação à técnica de [Brown, 2002], é que o uso da mínima norma garante que os valores dos índices estimados pelo modelo de ACP sejam iguais aos índices apurados mesmo quando o

número de parâmetros calibrados é maior do que o número de índices medidos. Adicionalmente, a calibração dos tempos de reparo em [Aquino Neto, 2004] é também realizada através do problema de otimização (1.11) usando o método do gradiente descendente. Outra contribuição importante de [Aquino Neto, 2004] é a estimação das incertezas associadas com os parâmetros calibrados através do Método de “Bootstrap”. Estas incertezas podem ser utilizadas para avaliar o benefício efetivo de projetos de expansão da rede de distribuição. Por exemplo, se um determinado projeto resulta em uma melhoria de 5% no índice DEC e a incerteza associada com este índice é de 10%, não se deve aceitar a implementação deste projeto, pois o intervalo de confiança do índice DEC é maior do que a redução neste índice.

Na referência [Brown, 2004] é proposta uma metodologia para calibração das taxas de falha que considera a condição dos equipamentos. Nesta referência, a taxa de falha é representada por um modelo exponencial de três parâmetros. Este modelo exponencial é função da condição dos equipamentos obtida a partir de atividades de inspeção. Desta forma, o modelo proposto em [Brown, 2004] ajusta os parâmetros do modelo da taxa de falha de tal forma que o erro χ^2 , associado com os histogramas calculado e apurado do índice FIC, é minimizado. Esta calibração das taxas de falha é obtida através da solução do seguinte problema de calibração:

$$\text{Minimizar } \chi^2 = \sum_{i=1}^{Nb} \left(\frac{(h_i - p_i)^2}{h_i} \right) \quad (1.15)$$

onde:

Nb é o número de intervalos de classe para o histograma do número percentual de consumidores que sofreram interrupções em um período de estudo;

h_i é o valor histórico (apurado ou medido) da frequência relativa de um intervalo de classe do histograma;

p_i é a estimativa da frequência relativa de um intervalo de classe do histograma calculada pelo modelo de ACP;

A função objetivo definida em (1.15) é minimizada usando-se o Método do Gradiente Descendente. Esta função objetivo é obtida considerando-se que o índice FEC

é a média amostral dos índices FIC. Devido a isto, o tamanho da amostra é igual ao número total de consumidores do sistema em estudo. Conseqüentemente, existem valores repetidos do índice FIC na amostra do histograma. O número de repetições de cada valor de FIC é igual ao número de consumidores conectados a um ponto de carga. Um exemplo do histograma usado na função objetivo (1.15) é mostrado na Figura 1.7 [da Silva, 2007].

Desta forma, a estratégia de calibração proposta em [Brown, 2004] considera dois aspectos importantes na ACP: índices de confiabilidade associados com ponto de carga e condição dos equipamentos. É importante enfatizar que a incorporação da condição em um modelo de ACP permite avaliar o impacto de atividades de manutenções preventivas nos índices de confiabilidade.

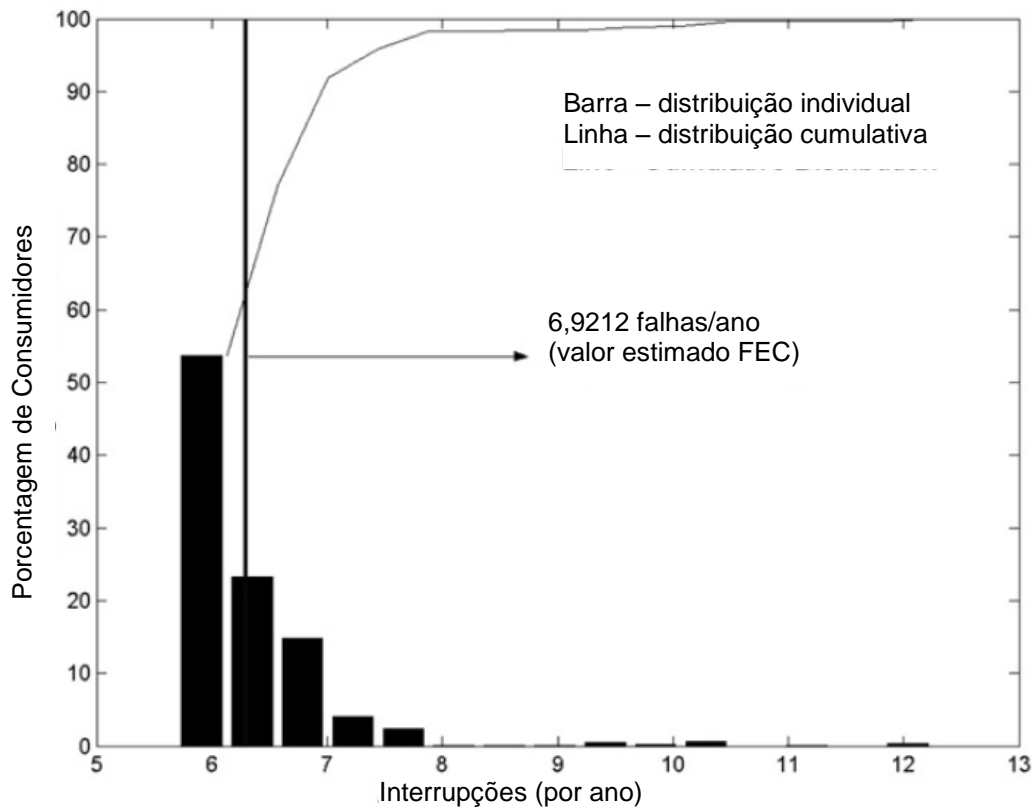


Figura 1.7: Histograma da amostra referente às taxas de falha dos pontos de carga.

Uma técnica de calibração que considera as variações aleatórias de um índice de confiabilidade em torno do seu valor médio é proposta em [Guimarães, 2007]. Nesta referência a calibração das taxas de falha é realizada com base na seguinte função de erro:

$$E^{med} = \sum_{i=1}^{N^{med}} |P_i^{sim} - P_i^{med}| \quad (1.16)$$

P_i^{sim} é a probabilidade do i -ésimo valor de FEC medido obtida a partir da função densidade de probabilidade gerada pelo modelo de ACP. Na referência [Guimarães, 2007], as funções densidade de probabilidades dos índices de confiabilidade são obtidas usando-se a Simulação Monte Carlo Cronológica [Billinton, 1994].

P_i^{med} é a probabilidade i -ésimo do valor de FEC medido obtida a partir da amostra de valores históricos de FEC armazenados pela concessionária de distribuição.

N^{med} é o tamanho da amostra de valores históricos do índice FEC.

E^{med} é o erro intrínseco associado com a amostra de valores históricos do índice FEC.

A partir de (1.16), executa-se o procedimento de ajuste das taxas de falha se $E^{med} > \varepsilon$, onde ε é um valor limiar para E^{med} . Caso contrário, considera-se que o modelo de ACP fornece estimativas adequadas para o valor médio e para a distribuição de probabilidade do índice FEC. O ajuste das taxas de falha proposto em [Guimarães, 2007] é realizado através de técnicas de inteligência artificial baseadas em Estratégias de Evolução.

1.5 Motivação da Pesquisa

A partir da revisão bibliográfica realizada na seção anterior, pode-se observar que geralmente a calibração é realizada através da solução de problemas de otimização que exploram o desacoplamento entre os subproblemas de calibração dos índices FEC e DEC. As principais técnicas usadas na solução dos problemas de otimização associados com a calibração são: Método do Gradiente Descendente [Brown, 2002], [Brown, 2004], [Aquino Neto, 2004]; Método de Mínima Norma [Aquino Neto, 2004] e Estratégias de Evolução [Guimarães, 2007]. Além disso, a maioria das metodologias existentes para calibração de dados de confiabilidade é orientada para índices do sistema

(FEC e/ou DEC) [Brown, 1998], [Brown, 2002], [Aquino Neto, 2004], [Guimarães, 2006]. Em outras palavras, índices de confiabilidade dos pontos de carga não são considerados na maioria dos métodos de calibração propostos na literatura. Somente em [Brown, 2004] foram incluídos índices dos pontos de carga no processo de calibração. Contudo, o método proposto em [Brown, 2004] tem as seguintes desvantagens:

i) A minimização da função objetivo (1.15) não assegura que os valores calculados e medidos do índice FEC serão iguais. Esta desvantagem é devido ao fato de que o problema de otimização (1.15) não possui restrições de igualdade para assegurar que o índice FEC, estimado pelo modelo de ACP, seja igual ao seu respectivo valor apurado. A inclusão desta restrição aumenta a credibilidade dos usuários do modelo de ACP com relação aos seus resultados. É importante enfatizar que os valores calibrados de DEC e FEC são iguais aos seus valores medidos em [Brown, 1998]. Desta forma, a precisão do modelo proposto em [Brown, 1998] foi comprometida para incluir índices de confiabilidade nodais na nova técnica apresentada em [Brown, 2004].

ii) A função objetivo (1.15) não considera explicitamente os valores apurados do índice FIC. Entretanto, é possível incluir os valores do índice FIC na função objetivo do problema de calibração usando-se uma função de erro quadrático entre os valores medidos e calculados destes índices. Contudo, esta técnica não foi usada em [Brown, 2004] devido à presença de pontos de carga que não experimentaram nenhuma interrupção no período de apuração. Todavia, a experiência com a concessionária de distribuição local mostrou que é possível obter valores não-nulos dos índices FIC e DIC para um período de apuração de três anos. Além disso, a ANEEL [ANEEL, 2009] estabeleceu penalidades para violações nas metas dos índices de continuidade FIC e DIC. Devido a isto, as estimativas de um modelo de ACP para os índices FIC e DIC devem ser as mais próximas possíveis dos seus respectivos valores apurados. Desta forma, a seleção de técnicas de mitigação das penalidades pode obter resultados mais significativos. Conseqüentemente, o principal pré-requisito para se obter uma seleção eficiente de técnicas de mitigação é incluir explicitamente índices de confiabilidade nodais no processo de calibração.

iii) Inexistência de uma metodologia de calibração dos tempos de reparo, baseada no índice nodal DIC.

Finalmente, é importante mencionar que apenas a referência [Brown, 2004] considerou a condição dos equipamentos no processo de calibração. A informação da condição permite que o modelo de ACP avalie dois importantes aspectos associados com a manutenção dos equipamentos:

i) impacto negativo: as indisponibilidades programadas devido à manutenção de equipamentos são contabilizadas nas penalidades para os índices de confiabilidade nodais estabelecidas pela ANEEL [ANEEL, 2009]. Este aspecto é geralmente considerado na maioria dos modelos de ACP com base na taxa de manutenções programadas (periodicidade da manutenção) e na duração média das atividades de manutenção.

ii) impacto positivo: a realização de atividades de manutenção geralmente reduz a taxa de falha nos equipamentos devido à melhoria na condição. Devido a isto, as atividades de manutenção têm potencial para reduzir as penalidades devido às indisponibilidades não-programadas.

Consequentemente, a inclusão de informação da condição nos modelos de calibração e de ACP permite estabelecer um valor ótimo para as frequências de manutenção que minimize simultaneamente as penalidades devido a desligamentos programados e não-programados.

Desta forma, pode-se observar que há uma carência de metodologias que considerem a informação da condição dos equipamentos e uma modelagem mais precisa dos índices de confiabilidade nodais no processo de calibração dos dados de falhas em sistemas de distribuição. A necessidade do desenvolvimento de tais metodologias motivou o desenvolvimento do trabalho de pesquisa descrito nesta dissertação. Portanto, o objetivo principal desta pesquisa é desenvolver procedimentos e técnicas para realizar a calibração de dados de confiabilidade em sistemas de distribuição.

1.6 Objetivos da Dissertação

O escopo desta pesquisa está centrado no desenvolvimento de uma metodologia de calibração de dados que modele a condição dos equipamentos e considere de forma explícita índices de confiabilidade nodais no problema de calibração.

Os principais objetivos desta dissertação são:

- i) Desenvolver um algoritmo de calibração das taxas de falha e tempos de reparo que minimize o erro quadrático entre os valores calculados e observados dos índices FIC e DIC;
- ii) Introduzir restrições no modelo de calibração que garantam que os índices FEC e DEC estimados pelo modelo de ACP sejam iguais aos seus valores apurados;
- iii) Calibrar as taxas de falha e tempos de reparo de diversos componentes simultaneamente, por exemplo: linhas aéreas, chaves seccionadoras, fusíveis e transformadores;
- iv) Explorar o desacoplamento entre os problemas de calibração dos índices FEC/FIC e DEC/DIC para ajustar os tempos de reparo e as taxas de falhas dos equipamentos separadamente;
- v) Modelar a condição dos equipamentos no processo de calibração através da utilização do modelo de taxa de falha proposto em [Brown, 2004].

1.7 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 5 capítulos:

Capítulo 1: Contém uma introdução geral sobre redes de distribuição, análise de confiabilidade quantitativa e uma revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados com calibração de dados.

Capítulo 2: Descreve o modelo de ACP usado nesta dissertação para estimar os índices de confiabilidade.

Capítulo 3: Apresenta os modelos de otimização usados na calibração das taxas de falha e dos tempos de reparo.

Capítulo 4: Descreve os resultados dos testes obtidos com as metodologias de calibração propostas aplicadas em um alimentador da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR).

Capítulo 5: Apresenta um breve resumo do trabalho realizado nesta dissertação e também contém algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. Modelo de Análise de Confiabilidade Preditiva

2.1 Introdução

Este capítulo descreve o modelo proposto para a ACP. Este modelo se baseia em técnicas analíticas e é capaz de estimar índices de confiabilidade para pontos de carga e áreas do sistema.

As técnicas de cálculo de índices de confiabilidade podem ser agrupadas em duas categorias [Billinton, 1992], [Billinton, 1994], [Billinton, 1996], [Brown, 2002]: analíticas e simulação estocástica. Técnicas analíticas representam o sistema por um modelo matemático e calculam índices de confiabilidade a partir deste modelo usando soluções matemáticas. Por outro lado, as técnicas de simulação estocástica estimam índices de confiabilidade simulando a operação e o comportamento aleatório do sistema. Consequentemente, esta técnica considera o problema de estimação dos índices de confiabilidade como uma série de experimentos reais conduzidos em um tempo de missão simulado. As vantagens e desvantagens associadas com ambas as técnicas citadas acima são:

i) Os custos computacionais associados com as técnicas analíticas são geralmente baixos, enquanto que nas técnicas de simulação são geralmente elevados. Esta desvantagem das técnicas de simulação tem sido parcialmente contornada devido à evolução das instalações computacionais e aumento na capacidade de processamento. Contudo, os custos computacionais das técnicas de simulação ainda permanecem elevados para aplicações que exigem várias avaliações de confiabilidade.

ii) A técnica analítica considera geralmente uma simplificação do sistema em estudo. Por outro lado, a técnica de simulação pode incorporar e simular qualquer característica do sistema que pode ser reconhecida.

iii) Técnicas de simulação podem fornecer uma grande variedade de resultados, por exemplo: funções densidade de probabilidade e os seus respectivos momentos. Todavia, os resultados dos métodos analíticos são geralmente limitados aos valores esperados.

Independente da técnica utilizada, analítica ou simulação estocástica, as principais informações necessárias para estimar índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais são:

i) informação de conectividade dos componentes (topologia da rede): a conectividade é geralmente definida através da especificação dos nós terminais dos componentes, isto é, nós inicial e final;

ii) status dos componentes (aberto ou fechado): esta informação identifica quais dispositivos de seccionamento estão sendo usados para interligar alimentadores, pois esta interligação é geralmente realizada via chaves NA para preservar a topologia radial;

iii) tipo associado com cada componente: chave, fusível, disjuntor, religador, transformador e seções do tronco ou das laterais;

iv) taxas de falha (em falhas/ano) e tempos de reparo e chaveamento (em horas) para cada componente: são usados para estimar os índices de frequência e duração associados com as interrupções no fornecimento de energia elétrica;

v) número de consumidores nos pontos de carga: são geralmente definidos somente para os transformadores da rede de distribuição, ou seja, o número de consumidores para os demais tipos de componentes é nulo.

vi) Comprimento: é definido apenas para as seções do tronco e das laterais;

vii) Procedimentos operacionais: são usados para definir a lógica de operação dos dispositivos de proteção e as estratégias de restauração dos consumidores interrompidos por uma falta.

Nesta dissertação, os métodos analíticos têm sido usados para realizar uma ACP em redes de distribuição radiais. Estas técnicas foram selecionadas devido ao baixo custo computacional requerido para estimar os índices de confiabilidade. Esta característica é muito importante na calibração de dados de confiabilidade, pois o ajuste das taxas de falha e dos tempos de reparo é geralmente realizado via métodos de otimização. Os métodos de otimização, usados na calibração, são baseados em algoritmos iterativos que exigem um grande número de estimações dos índices de confiabilidade para realizar o cálculo das seguintes variáveis: função objetivo, gradientes da função objetivo e das restrições via técnicas de perturbação [Nocedal, 2006]. Portanto, a estimação de índices de confiabilidade com baixos custos computacionais é de fundamental importância na calibração. Este pré-requisito dos métodos de ACP torna-se mais crítico quando o algoritmo de calibração é usado para calcular as incertezas nos dados de confiabilidade usando-se a Técnica de “Bootstrap” [Aquino, 2004]. Neste caso, o algoritmo de calibração é executado diversas vezes para estimar os intervalos de confiança dos dados de confiabilidade com base em uma pseudo-população criada através de técnicas de amostragem com reposição.

2.2 Método Analítico para o Cálculo de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais

Técnicas analíticas calculam o impacto de cada contingência sobre os componentes do sistema através da análise do efeito de uma falha e da ponderação deste impacto pela sua probabilidade de ocorrência. Os impactos ponderados são somados para obter índices de confiabilidade anuais esperados. O cálculo destes índices de confiabilidade via métodos analíticos pode ser resumido através do seguinte algoritmo conceitual [Brown, 2002], [da Silva, 2007]:

- i) selecionar uma contingência com a sua respectiva probabilidade de ocorrência;
- ii) simular o impacto da contingência e calcular o seu impacto sobre todos os componentes do sistema;

- iii) ponderar o impacto da contingência pela sua probabilidade de ocorrência;
- iv) adicionar o impacto ponderado aos índices de confiabilidade que estão sendo estimados;
- v) verificar se todas as contingências foram simuladas: se todas as contingências foram selecionadas o algoritmo é finalizado, caso contrário, uma nova contingência é selecionada e retorna-se para o passo (ii).

Na ACP de redes de distribuição, a ponderação do impacto de uma contingência é dependente do índice de confiabilidade sendo estimado, por exemplo:

- i) índices referentes à frequência das interrupções (FEC/FIC): a taxa de falha do componente associado com a contingência sob análise.
- ii) índices referentes à duração acumulada das interrupções (DEC/DIC): produto da taxa de falha associada com a contingência pelo tempo de restauração dos componentes interrompidos por esta contingência. Esta ponderação considera que a frequência de uma contingência é igual a sua taxa de falha e as durações de cada ocorrência desta contingência (para os consumidores interrompidos) são iguais ao seu tempo de restauração médio.

A frequência de um estado é igual à probabilidade deste estado vezes a sua taxa de partida [Billinton, 1992]. Contudo, as probabilidades de falha dos componentes de uma rede de distribuição são pequenas. Além disso, a ACP em redes de distribuição é geralmente restrita ao critério N-1 devido à radialidade. Desta forma, a probabilidade do caso base (configuração da rede com todos os componentes em operação é aproximadamente unitária). Conseqüentemente, a estimativa da frequência com relação ao caso base é aproximadamente igual à taxa de partida do caso base para os estados de interesse.

Após os impactos ponderados das contingências serem somados para obter os índices nodais FIC e DIC, os índices sistêmicos FEC e DEC podem ser calculados através dos valores médios dos índices nodais associados, isto é: FIC e DIC, respectivamente (ver equações (1.6) e (1.7)).

O impacto de uma contingência na continuidade do fornecimento para os pontos de carga é definido pela operação de três tipos de componentes: proteções (fusíveis, disjuntores e religadores), dispositivos de seccionamento e chaves NA (interligações entre alimentadores). A operação destes dispositivos é demonstrada para uma falta na seção S2 do sistema-exemplo mostrado na Figura 2.1. A falta na seção S2 resulta na seguinte seqüência de eventos [Billinton, 1996], [Brown, 2002], [da Silva, 2007]:

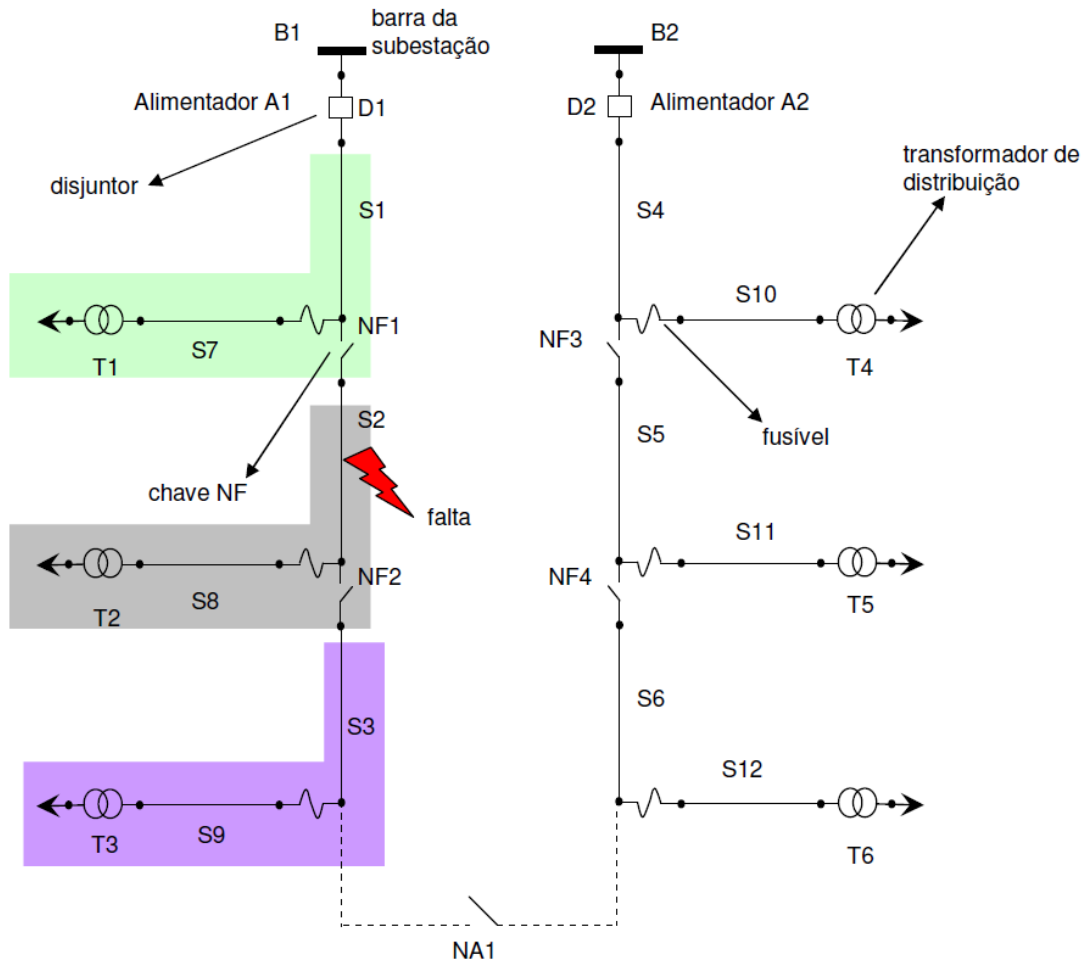


Figura 2.1: Sistema-exemplo usado para mostrar o impacto de uma contingência na seção S2.

i) Resposta do sistema de proteção: o primeiro dispositivo de proteção localizado à montante do componente defeituoso é aberto para eliminar a falta. No caso da Figura 2.1, a falta é eliminada pela abertura do disjuntor D1. A abertura deste disjuntor interrompe o fornecimento de energia elétrica para todos os consumidores à jusante do disjuntor D1 (áreas de cor verde, cinza e roxo).

ii) Restauração à montante da falta: o primeiro dispositivo de seccionamento localizado à montante da falta é aberto para isolar a falta do ponto de fornecimento principal. Este procedimento permite que o dispositivo de proteção que eliminou a falta seja fechado e o fornecimento de energia seja restaurado para todos os consumidores à montante do dispositivo de seccionamento que foi aberto. O dispositivo de seccionamento acima da falta para um defeito na seção S2, do sistema exemplo da Figura 2.1, é a chave NF1. A abertura de NF1 e o fechamento de D1 restauram o fornecimento de energia para todos os componentes localizados na área de cor verde. Desta forma, o tempo de restauração para os consumidores do transformador T1 é igual apenas ao tempo de chaveamento (tempo para fechar D1 e abrir NF1).

iii) Restauração à jusante da falta: após o dispositivo de seccionamento ser aberto, é realizada uma busca de dispositivos de seccionamento à jusante da falta. Quando os dispositivos de seccionamento à jusante da falta são abertos, os componentes à jusante da falta são isolados do componente defeituoso. Este procedimento permite que chaves NA sejam fechadas para restaurar o fornecimento de energia para os consumidores entre os dispositivos de isolamento à jusante da falta e as chaves NA. O único dispositivo de seccionamento localizado à jusante de S2 na Figura 2.1 é a chave NF2. Após a abertura de NF2, pode-se fechar a chave NA1 e restaurar o fornecimento de energia para todos os componentes na área de cor roxa. Devido a isto, o tempo de restauração para todos os consumidores conectados ao transformador T3 é igual apenas ao tempo de chaveamento (tempo para abrir NF2 e fechar NA1).

iv) Reparo: o componente defeituoso é reparado e o sistema é reconfigurado para o estado pré-falta. Na Figura 2.1, o fornecimento de energia para todos os componentes na área cinza só é restaurado após a seção S2 ser reparada. Consequentemente, o tempo de restauração para todos os consumidores conectados ao transformador T2 é igual ao tempo de reparo de S2. Finalmente, é importante enfatizar que os tempos de reparo são sempre maiores que os tempos de chaveamento. Caso contrário, não haveria vantagem em realizar as restaurações à montante (passo (ii)) e à jusante da falta (passo (iii)).

A partir da seqüência de eventos descrita acima e dos fatores de ponderação definidos para índices de frequência e duração acumulada das interrupções, têm-se as seguintes estimativas para os índices FEC/FIC e DEC/DIC:

$$FIC^{est} = W^f \cdot \lambda \quad (2.1)$$

$$DIC^{est} = W^r \cdot \Lambda \cdot t^{rep} + t^{sw} \cdot W^s \cdot \lambda \quad (2.2)$$

$$FEC^{est} = \left((Nc)^T \cdot FIC^{est} \right) / Nc^{tot} \quad (2.3)$$

$$DEC^{est} = \left((Nc)^T \cdot DIC^{est} \right) / Nc^{tot} \quad (2.4)$$

onde:

FIC^{est} é um vetor com dimensão igual ao número de pontos de carga que contém os valores do índice FIC para os pontos de carga do sistema. Desta forma, a notação FIC_i^{est} está associada com o valor estimado do índice FIC, calculado pelo modelo de ACP, para o ponto de carga i .

W^f é uma matriz com dimensão igual ao número de pontos de carga pelo número de componentes, cuja lei de formação é:

$$W_{ij}^f = \begin{cases} 1, & \text{se o ponto de carga } i \text{ é interrompido por uma falha no componente } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

λ é um vetor com dimensão igual ao número de componentes que contém as taxas de falhas de cada componente. Desta forma, a notação λ_j está associada com a taxa de falha do componente j .

DIC^{est} é um vetor com dimensão igual ao número de pontos de carga que contém os valores do índice DIC para os pontos de carga do sistema. Desta forma, a notação DIC_i^{est} está associada com o valor estimado do índice DIC, calculado pelo modelo de ACP, para o ponto de carga i .

W^r é uma matriz com dimensão igual ao número de pontos de carga pelo número de componentes, cuja lei de formação é:

$$W_{ij}^r = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ é igual ao} \\ & \text{tempo de reparo do componente } j \text{ para uma falha neste componente} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$\Lambda = \text{diag}(\lambda)$ é uma matriz diagonal cujos elementos não-nulos são iguais aos respectivos elementos do vetor λ .

t^{rep} é um vetor com dimensão igual ao número de componentes que contém os tempos de reparo de cada componente. Desta forma, a notação t_j^{rep} está associada com o tempo de reparo do componente j .

t^{sw} é o tempo de chaveamento.

W^s é uma matriz com dimensão igual ao número de pontos de carga pelo número de componentes, cuja lei de formação é:

$$W_{ij}^s = \begin{cases} 1, & \text{se o tempo de restauração do ponto de carga } i \text{ é igual ao} \\ & \text{tempo de chaveamento para uma falha no componente } j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Nc é um vetor com dimensão igual ao número de pontos de carga que contém o número de consumidores de cada ponto de carga do sistema. Desta forma, a notação Nc_i está associada com o número de consumidores no ponto de carga i .

$$Nc^{tot} = \sum_{i=1}^{Nd} Nc_i \text{ é o número total de consumidores do sistema em estudo.}$$

Nd é o número de pontos de carga do sistema em estudo.

O sobrescrito T , como em $(Nc)^T$, denota a transposta de uma matriz.

FEC^{est} e DEC^{est} são os valores estimados dos índices FEC e DEC, respectivamente, via o modelo de ACP baseado no método analítico.

Analisando-se as equações (2.1)-(2.4), pode-se observar que o impacto de uma contingência nos pontos de carga é determinado pelas matrizes W^f , W^r e W^s . A matriz W^f determina o impacto da resposta do sistema de proteções, devido às falhas nos equipamentos, nos pontos de carga. Por outro lado, as matrizes W^r e W^s refletem os

efeitos das estratégias de restauração à montante e à jusante nos tempos de restabelecimento do fornecimento de energia nos pontos de carga.

Geralmente, as equações (2.1)-(2.4) são escritas realizando-se as operações matriciais indicadas nestas equações. Desta forma, têm-se as seguintes expressões para os índices FIC/FEC e DIC/DEC [Billinton, 1996]:

$$FIC_i^{est} = \sum_{j \in \Omega_i} \lambda_j \quad (2.5)$$

$$DIC_i^{est} = \sum_{j \in \Omega_i} \lambda_j t_{ij}^{rest} \quad (2.6)$$

$$FEC^{est} = \frac{\sum_{i=1}^{Nd} Nc_i FIC_i^{est}}{Nc^{tot}} \quad (2.7)$$

$$DEC^{est} = \frac{\sum_{i=1}^{Nd} Nc_i DIC_i^{est}}{Nc^{tot}} \quad (2.8)$$

onde:

Ω_i é conjunto de componentes que causam uma interrupção no ponto de carga i . O conjunto Ω_i é determinado pela resposta do sistema de proteção (passo (i) da seqüência de eventos pós-falta descrita acima).

t_{ij}^{rest} é o tempo de restauração do ponto de carga i para uma falha no componente j . Desta forma, t_{ij}^{rest} é igual ao tempo de chaveamento se o fornecimento de energia para o ponto de carga i é restabelecido através dos procedimentos de restauração à montante ou à jusante da falta (passos (ii) e (iii), respectivamente, na seqüência de eventos pós-falta descrita acima). Caso contrário, t_{ij}^{rest} é igual ao tempo de reparo do componente j , pois o fornecimento de energia para o ponto de carga i só pode ser restaurado após o conserto do componente j (passo (iv) na seqüência de eventos pós-falta descrita acima).

A formulação matricial (2.1)-(2.4) é utilizada nesta dissertação, pois ela permite definir o problema de calibração dos índices DIC/DEC como um problema de programação quadrática. Este problema de calibração é definido na próxima seção.

Finalmente, é importante enfatizar que não é possível estimar o índice DMIC com o modelo analítico de ACP usado nesta dissertação. Esta restrição é devido ao índice DMIC estar associado com as distribuições de probabilidade dos tempos de restauração dos pontos de carga. Os métodos analíticos tradicionais não são capazes de fornecer esta informação. É possível calcular o índice DMIC usando técnicas de simulação estocástica [Moutinho, 2005] ou métodos analíticos baseados no tempo médio de absorção dos estados de uma cadeia de Markov [Leite da Silva, 2005]. Estes métodos analíticos só podem ser aplicados para estimar o DMIC quando os tempos de reparo e chaveamento têm distribuições exponenciais, isto é, quando a cadeia de Markov é homogênea (as taxas de transição entre os estados são constantes).

3. Modelos de Calibração das Taxas de Falha e dos Tempos de Reparo

3.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os modelos de calibração propostos para as taxas de falhas e para os tempos de reparo dos equipamentos. Ambos os modelos consideram índices de confiabilidade nodais, isto é: FIC e DIC. A inclusão dos índices FIC e DIC no modelo de calibração é muito importante, pois a ANEEL estabeleceu penalidades para estes indicadores de continuidade. Devido a isto, os modelos de ACP devem gerar estimativas para estes índices com a maior precisão possível. Além disso, o projeto dos modelos de calibração garante que os valores calculados dos índices sistêmicos FEC e DEC são iguais aos seus respectivos valores medidos. Adicionalmente, o modelo de calibração dos índices FIC/FEC também inclui informações sobre as condições dos equipamentos obtidas através das inspeções. Esta informação permite avaliar os efeitos da realização de manutenções preventivas nos índices de confiabilidade da rede de distribuição.

Assim como nas referências [Brown, 1998], [Brown, 2002] e [Aquino Neto, 2004], os modelos de calibração apresentados nesta seção também exploram a estrutura desacoplada dos subproblemas de calibração dos índices FIC/FEC e DIC/DEC. Ou seja, a calibração é realizada baseada em uma estratégia de decomposição na qual os valores das taxas de falha são inicialmente determinados. Em seguida, os valores calibrados das taxas de falha são usados para ajustar os valores dos tempos de reparo.

As próximas seções deste capítulo são organizadas como se segue:

i) a seção 3.2 apresenta o modelo de taxa de falha que considera a condição dos equipamentos;

- ii) a seção 3.3 descreve o modelo de calibração das taxas de falhas dos equipamentos;
- iii) a seção 3.4 apresenta o modelo proposto para a calibração dos tempos de reparo dos equipamentos;
- iv) a seção 3.5 contém uma descrição de alguns aspectos críticos referentes a implementação prática dos modelos de calibração.

3.2 Modelo de Taxa de Falha Dependente da Condição

Geralmente, as concessionárias de distribuição realizam inspeções periódicas na maioria dos equipamentos da sua infra-estrutura de fornecimento de eletricidade. Estas concessionárias possuem vários processos para coletar e armazenar os resultados das inspeções. Formulários de papel armazenados em múltiplos departamentos dificultam o processo de obtenção de informações sobre as inspeções dos equipamentos. Entretanto, muitas concessionárias de distribuição têm migrado seus programas de inspeção e manutenção para sistemas computadorizados de gerenciamento da manutenção (CMMS-“Computadorized Maintenance Management Systems”). Estes sistemas podem ser usados como centrais de dados para os resultados de inspeção dos equipamentos.

Após um conjunto de equipamentos similares ter sido inspecionado, é importante ordenar estes equipamentos de acordo com a sua condição relativa. Esta ordenação permite que as atividades de manutenção para os equipamentos em piores condições sejam priorizadas. Desta forma, deve-se atribuir uma pontuação (“score”) para o resultado da inspeção em cada equipamento. Contudo, esta pontuação deve considerar que um equipamento possui vários itens de inspeção. Os resultados das inspeções nos itens de um equipamento podem ser designados por: $r_{k1}, r_{k2}, \dots, r_{kn}$, onde r_{kn} é o resultado da inspeção do n ésimo item do componente k e n é o número de itens de inspeção no componente k . Além disso, supõe-se que os resultados da inspeção de cada item são normalizados de tal forma que:

- $r_{ki} = 0$ melhor resultado da inspeção no item i do componente k
 $r_{ki} = 1/2$ resultado da inspeção no item i do componente k é médio
 $r_{ki} = 1$ pior resultado da inspeção no item i do componente k

É também importante atribuir pesos para os resultados dos itens de inspeção baseados na sua importância relativa para a condição do equipamento global. Estes pesos são tipicamente determinados pela opinião combinada de projetistas de equipamentos e pessoal de serviço de campo, e podem ser modificados de acordo com a experiência particular de cada empresa. Desta forma, a condição final de um equipamento é definida calculando-se a média ponderada dos resultados dos itens de inspeção [Brown, 2004], ou seja:

$$x_k = \frac{\sum_{i=1}^n w_i r_{ki}}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (3.1)$$

onde x_k é a condição do k -ésimo equipamento inspecionado e w_i é o peso associado com o i -ésimo item de inspeção de um equipamento.

A partir da definição dos resultados da inspeção (r_{ki}), tem-se que: uma média ponderada nula corresponde a melhor condição possível, uma média ponderada igual $1/2$ corresponde a condição média e uma média ponderada unitária corresponde a pior condição possível.

Esta técnica tem sido aplicada por diversas empresas de energia elétrica. Consequentemente, formulários de inspeção e pesos para a maioria dos equipamentos, que compõem a infra-estrutura de uma rede de distribuição, tem sido definidos. Além disso, existem guias para os itens de inspeção com valores sugeridos para os vários resultados de inspeção. Por exemplo, a Tabela 3.1 mostra o formulário de inspeção para um transformador de subestação e a Tabela 3.2 apresenta o guia de valores sugeridos para o item *idade* (primeira linha da Tabela 3.1) deste equipamento. É importante enfatizar que os itens de inspeção também podem estar associados com fatores externos. Por exemplo, linhas aéreas podem incluir itens de inspeção referentes à: vegetação, animais, descargas atmosféricas, etc. Os valores destes itens refletem tanto a condição externa (por exemplo, descargas atmosféricas) como as técnicas de mitigação de eventos de falha (por exemplo: pára-raios, cabo-guarda e aterramento).

A ordenação da condição relativa dos equipamentos é muito útil para priorizar atividades de manutenção, mas é de pouca utilidade em modelos rigorosos de ACP. Esta restrição é devido ao fato de que os modelos de ACP se baseiam nas taxas de falha dos equipamentos. Conseqüentemente, é necessário mapear a condição dos equipamentos na taxa de falha através de uma equação cujos termos são definidos usando-se técnicas de regressão. Contudo, esta técnica não é atualmente viável para a maioria dos tipos de equipamentos devido a uma quantidade limitada de dados históricos.

Embora não existam dados históricos suficientes para mapear os resultados das inspeções em taxas de falha, é possível usar técnicas de interpolação para fornecer resultados aproximados. A informação mínima exigida pelas técnicas de interpolação são as taxas de falha correspondentes ao melhor e ao pior resultado da inspeção. Na prática, pode ser necessário obter um ou mais pontos interiores tal que relações não lineares possam ser determinadas.

Tabela 3.1: Formulário de Inspeção para transformadores

Item de Inspeção	Peso (w_i)	Resultado da Inspeção (r_{ki})
Idade (anos de operação)	8	
Condição de isolamento sólida interna	2	
Tipo de óleo	1	
Condição do núcleo	2	
Condição das partes inacessíveis	1	
Condição do tanque	1	
Condição do sistema de refrigeração	1	
Condição do comutador de tap	2	
Condição das partes acessíveis	1	
Condição das buchas	2	
Experiência com este tipo de transformador	4	
Histórico de carregamento do transformador	3	
Nº de situações de stress mecânico extraordinário	3	
Nº de situações de stress dielétrico extraordinário	2	
Nível de Ruído	1	
Perdas nos enrolamentos e no núcleo	2	
Gás na análise de óleo (resultados atuais)	5	
Gás na análise de óleo (tendência nos resultados)	4	
Análise de óleo	6	
Soma	51	
Média Ponderada (x_k)		

Tabela 3.2: Guia de valores sugeridos para o item idade em transformadores.

Idade (anos de operação)	Resultado da Inspeção (r_{ki})
Menos que 1	0.00
1-10	0.05
11-20	0.10
21-25	0.25
26-29	0.40
29-31	0.50
32-35	0.60
36-40	0.80
Maior que 40	1.00

Os autores de [Brown, 2004] identificaram empiricamente que a melhor descrição da relação entre a condição normalizada dos equipamentos (equação (3.1)) e as taxas de falha é realizada pelo modelo exponencial:

$$\lambda_k(x_k) = A_{\theta[k]} \exp\{B_{\theta[k]}x_k\} + C_{\theta[k]} \text{ para } k = 1, \dots, N^{comp} \text{ e } \theta[k] \in \Omega_\theta. \quad (3.2)$$

onde:

$\lambda_k(x_k)$ é a taxa de falha em função da condição para o componente k .

Ω_θ é o vetor de tipos de equipamentos, isto é: $\Omega_\theta = \{\text{Seção do tronco, Seção da lateral, Rede secundária, transformadores, Chaves seccionadoras, Fusíveis, Religadores, Capacitores shunt, Reguladores de tensão}\}$.

A notação $\theta[k]$ é usada para indicar o tipo de equipamento associado com o componente k .

$A_{\theta[k]}$, $B_{\theta[k]}$ e $C_{\theta[k]}$ são os parâmetros do modelo exponencial para um equipamento do tipo $\theta[k]$.

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

É importante enfatizar que os parâmetros $A_{\theta[k]}$, $B_{\theta[k]}$ e $C_{\theta[k]}$ são definidos para os tipos de equipamentos. Entretanto, as taxas de falha estão associadas com componentes individualizados, pois cada componente do sistema possui uma condição distinta que é determinada no momento de sua inspeção.

A partir da equação (3.2), pode-se observar que são necessários três pares de dados (uma condição e sua taxa de falha associada) para calcular os parâmetros do modelo exponencial. É importante lembrar que as definições dos resultados de inspeção produzem três valores para a condição normalizada: 0 (melhor condição), $\frac{1}{2}$ (condição média) e 1 (pior condição possível). Portanto, a escolha mais natural para os três pares de dados é:

- i) $\lambda_m^{esp}(0)$ com $m \in \Omega_\theta$ é a taxa de falha especificada para todos os componentes do tipo m que estão na melhor condição;
- ii) $\lambda_m^{esp}(1/2)$ com $m \in \Omega_\theta$ é a taxa de falha especificada para todos os componentes do tipo m que estão na condição média;
- iii) $\lambda_m^{esp}(1)$ com $m \in \Omega_\theta$ é a taxa de falha especificada para todos os componentes do tipo m que estão na pior condição.

O valor de $\lambda_m^{esp}(1/2)$ pode ser aproximado calculando-se a taxa de falha média para diversos componentes ou usando valores médios de taxas de falha documentados na literatura. Por outro lado, o cálculo de $\lambda_m^{esp}(0)$ e $\lambda_m^{esp}(1)$ é mais difícil, mas estes parâmetros podem ser determinados usando-se análises estatísticas, heurísticas ou “benchmarking”. Após serem obtidos os valores de $\lambda_m^{esp}(0)$, $\lambda_m^{esp}(1/2)$ e $\lambda_m^{esp}(1)$, podem-se calcular os valores dos parâmetros A_m , B_m e C_m para $m \in \Omega_\theta$ através da solução dos seguintes sistemas de equações algébricas:

$$\lambda_m^{esp}(0) = A_m + C_m \quad (3.3)$$

$$\lambda_m^{esp}(1/2) = A_m \exp\{B_m/2\} + C_m \quad (3.4)$$

$$\lambda_m^{esp}(1) = A_m \exp\{B_m\} + C_m \quad (3.5)$$

para $m \in \Omega_\theta$

A solução dos sistemas de equações algébricas (3.3)-(3.5) são dadas por:

$$A_m = \frac{[\lambda_m^{esp}(1/2) - \lambda_m^{esp}(0)]^2}{\lambda_m^{esp}(1) - 2\lambda_m^{esp}(1/2) + \lambda_m^{esp}(0)} \quad (3.6)$$

$$B_m = 2 \ln \left(\frac{\lambda_m^{esp}(1/2) + A_m - \lambda_m^{esp}(0)}{A_m} \right) \quad (3.7)$$

$$C_m = \lambda_m^{esp}(0) - A_m \quad (3.8)$$

para $m \in \Omega_\theta$

Um “benchmarking” detalhado dos dados de confiabilidade dos equipamentos de redes de distribuição aéreas é mostrado na Tabela 3.3 [Brown, 2002], onde: MTTR é o tempo médio de reparo e λ^{perm} é a taxa de falha permanente expressa em ocorrências/(ano.milha) para as linhas (rede secundária e seções do tronco e das laterais) e ocorrências/ano para os demais equipamentos. Nesta tabela são mostrados valores baixos, médios e altos para as taxas de falha e tempos de reparo dos equipamentos.

Tabela 3.3: Dados de confiabilidade dos equipamentos de redes de distribuição aéreas.

Descrição	λ^{perm}			MTTR (horas)		
	baixa	típica	alta	baixo	típico	alto
Seção do tronco	0.020	0.100	0.300	2.0	4.0	8.0
Seção da lateral	0.020	0.160	0.300	2.0	4.0	8.0
Rede secundária	0.020	0.088	0.300	1.5	2.5	8.0
transformadores	0.004	0.010	0.015	3.0	5.0	10.0
Chaves seccionadoras	0.004	0.014	0.140	1.5	4.0	12.0
Fusíveis	0.004	0.009	0.030	0.5	2.0	4.0
Religadores	0.005	0.015	0.030	3.0	4.0	10.0
Capacitores shunt	0.011	0.020	0.085	0.5	1.5	4.0
Reguladores de tensão	0.010	0.029	0.100	1.0	4.0	10.0

A partir das taxas de falha da Tabela 3.3, pode-se estimar $\lambda_m^{esp}(0)$, $\lambda_m^{esp}(1/2)$ e $\lambda_m^{esp}(1)$ considerando-se [Brown, 2004]:

i) $\lambda_m^{esp}(0)$ é metade da taxa de falha baixa;

ii) $\lambda_m^{esp}(1/2)$ é igual a taxa de falha típica;

iii) $\lambda_m^{esp}(1)$ é o dobro da taxa de falha alta.

Com base nas considerações (i)-(iii) e nas equações (3.6)-(3.8), é possível estimar os valores dos parâmetros do modelo exponencial para os tipos de equipamentos mostrados na Tabela 3.3. Os valores dos parâmetros A_m , B_m e C_m para $m \in \Omega_\theta$ são mostrados na Tabela 3.4 [Brown, 2004], onde as taxas de falha das linhas são expressas em ocorrências/(ano.milha).

Tabela 3.4: Parâmetros do modelo exponencial para equipamentos de redes de distribuição aéreas.

Descrição	$\lambda_m^{esp}(0)$	$\lambda_m^{esp}(1/2)$	$\lambda_m^{esp}(1)$	A_m	B_m	C_m
Seção do tronco	0.0100	0.100	0.600	0.01976	3.4295969	-0.009756098
Seção da lateral	0.0100	0.160	0.600	0.07759	2.1522789	-0.067586207
Rede secundária	0.0100	0.088	0.600	0.01402	3.7632316	-0.004018433
transformadores	0.0020	0.010	0.030	0.00533	1.8325815	-0.003333333
Chaves seccionadoras	0.0020	0.014	0.280	0.00057	6.1971793	0.001433071
Fusíveis	0.0020	0.009	0.060	0.00111	3.9718310	0.000886364
Religadores	0.0025	0.015	0.060	0.00481	2.5618677	-0.002307692
Capacitores shunt	0.0055	0.020	0.170	0.00155	4.6729733	0.003948339
Reguladores de tensão	0.0050	0.029	0.200	0.00392	3.9272195	0.001081633

Os parâmetros do modelo exponencial baseados em dados históricos, tais como aqueles mostrados na Tabela 3.4, são úteis somente na ausência de dados específicos do sistema sob estudo. Na verdade, estes parâmetros devem ser vistos apenas como condições iniciais para o algoritmo de calibração de taxas de falhas que será discutido na próxima seção.

3.3 Modelo Proposto para a Calibração das Taxas de Falha dos Componentes

A principal meta do modelo de calibração proposto nesta dissertação é ajustar as taxas de falha dos equipamentos de tal forma que os erros entre os valores calculados e medidos do índice FIC sejam os menores possíveis. Além disso, é desejável que os valores medidos e calculados do índice FEC sejam idênticos. Estes dois objetivos são alcançados obtendo-se as taxas de falha dos equipamentos através da solução do seguinte problema de otimização:

$$\text{Minimizar } \left[FIC^{est}(A, B, C) - FIC^{med} \right]^T \Phi \left[FIC^{est}(A, B, C) - FIC^{med} \right] \quad (3.9)$$

Sujeito a:

$$FEC^{est} = FEC^{med} \quad (3.10)$$

$$A_m \geq A_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.11)$$

$$B_m \geq B_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.12)$$

$$A_m \exp(B_m x_m^{\min}) + C_m \geq \lambda_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.13)$$

onde:

A , B e C são os vetores de parâmetros do modelo exponencial para os tipos de equipamentos existentes na rede. Desta forma, a dimensão dos vetores A , B e C é igual ao número de tipos de equipamentos.

$FIC^{est}(A, B, C) = W^f \cdot \lambda(A, B, C)$ é o valor do índice FIC para os pontos de carga calculado através do modelo de ACP.

$\lambda(A, B, C)$ é o vetor das taxas de falha dos componentes, cujos elementos são dados por $\lambda_k(A, B, C) = A_{\theta[k]} \exp\{x_k B_{\theta[k]}\} + C_{\theta[k]}$ para $k = 1, \dots, N^{comp}$ e para $\theta[k] \in \Omega_\theta$.

FIC^{med} é o valor apurado do índice FIC para os pontos de carga.

Φ é uma matriz diagonal, cujo elementos são dados por: $\Phi_{ii} = N_{c_i}/N_c^{tot}$

$$FEC^{est} = \left((N_c)^T \cdot FIC^{est} \right) / N_c^{tot}$$

FEC^{med} é o valor apurado do índice FEC.

λ_m^{min} é o valor mínimo da taxa de falha para um equipamento do tipo m .

$x_m^{min} = \min \{x_k \mid k = 1, \dots, N^{comp} \text{ e } \theta[k] = m\}$ é o valor mínimo das condições obtidas via inspeção para todos os componentes do tipo m .

A_m^{min} (B_m^{min}) é o valor mínimo do parâmetro A_m (B_m) do modelo exponencial para um equipamento do tipo m .

É importante discutir os seguintes aspectos associados com a formulação do modelo de otimização (3.9)-(3.13):

i) A função objetivo (3.9) tem como finalidade reduzir o erro quadrático ponderado entre os valores calculados e apurados do índice FIC para os pontos de carga. Os pesos definidos na matriz Φ são usados para dar mais importância relativa aos desvios do FIC nos pontos de carga com maior número de consumidores;

ii) As variáveis de decisão do problema de otimização (3.9)-(3.13) são os vetores A , B e C . Isto é, a taxa de falha é ajustada de forma implícita no processo de calibração. Consequentemente, a dimensão do problema de otimização (3.9)-(3.13) é igual ao triplo do número de tipos de equipamentos. Devido a isto, a dimensão do problema é de no máximo 27 variáveis (considerando os tipos de equipamentos mostrados na Tabela 3.4) para redes de distribuição com qualquer número de componentes. Ou seja, a dimensão do problema de calibração é independente do tamanho do sistema;

iii) A restrição (3.10) garante que os valores calculado e medido do índice FEC serão iguais após o ajuste das taxas de falha;

iv) Os pares de restrições (3.11) e (3.12) tem como objetivo assegurar que a função da taxa de falha para cada tipo de equipamento seja crescente. Esta característica é muito importante, pois é desejável que a taxa de falha de um equipamento seja maior do que as taxas de falha de outros equipamentos que estão operando em melhores condições. Desta forma, deve-se garantir que a derivada da função da taxa de falha para cada tipo de equipamento, com relação à condição, seja positiva:

$$\frac{d\lambda(x_k)}{dx_k} = A_m B_m \exp\{B_m x_k\} > 0 \text{ para } k=1, \dots, N^{comp} \text{ e } m \in \Omega_\theta \quad (3.14)$$

A condição (3.14) é satisfeita se $A_m > 0$ e $B_m > 0$. Consequentemente deve-se impor limites mínimos positivos para os elementos dos vetores de parâmetros A e B ;

v) A restrição (3.13) assegura de forma implícita que as taxas de falha de todos os componentes sejam positivas. Entretanto, esta restrição só é imposta para o componente operando na melhor condição para cada tipo de equipamento. Esta modelagem só é válida na presença das restrições (3.11) e (3.12). Em outras palavras, a taxa de falha do componente com a melhor condição, para cada tipo de equipamento, só será menor que as taxas de falha dos demais componentes, se as funções da taxa de falha dos tipos de equipamentos forem crescentes.

vi) O modelo de otimização (3.9)-(3.13) calibra o valor médio da taxa de falha e considerando que esta taxa de falha é constante, isto é, possui uma distribuição exponencial.

O problema de otimização (3.9)-(3.13) é um Problema de Programação Não-Linear (PPNL), isto é, o modelo de otimização contém não-linearidades na função objetivo e/ou nas restrições. As principais técnicas usadas na solução de PPNL de grande porte são: os Métodos de Conjunto Ativo (Programação Linear Sequencial e Programação Quadrática Sequencial) e o Método dos Pontos-Interiores [Nocedal, 2006]. Estes métodos são disponíveis em diversos programas computacionais projetados para a solução de PPNL, tais como: KNITRO [Byrd, 2006], Ipopt [Wächter, 2006] e Optimization Toolbox do MATLAB [Mathworks, 2010] e LOQO [Vanderbei, 1999]. Nesta dissertação, o modelo de otimização associado com o problema de calibração foi resolvido usando-se a função `fmincon` do Optimization Toolbox do

MATLAB. A escolha do MATLAB é devido a sua utilização ser bastante difundida na comunidade acadêmica. Além disso, a função `fmincon` é capaz de modelar facilmente todos os tipos de restrições e variáveis contidas no problema de otimização (3.9)-(3.13). Existem dois métodos de solução disponíveis na função `fmincon`: Região de Confiança Reflexiva, Conjunto Ativo (Programação Quadrática Sequencial) e Pontos-Interiores. No método de Região de Confiança Reflexiva, é necessário fornecer o gradiente da função objetivo. Todavia, o cálculo manual das derivadas em modelos de otimização é tedioso e sujeito a erros. Devido a isto, o MATLAB tem a opção de calcular as derivadas usadas no algoritmo de otimização (gradiente da função objetivo, gradiente das restrições, matriz hessiana da função objetivo, etc.) através do Método de Diferenças Finitas (técnicas de perturbação) [Nocedal, 2006]. É possível utilizar este recurso do MATLAB quando um PPNL é resolvido pelos métodos de Conjunto Ativo e Pontos-Interiores. Entretanto, o desempenho do método de Conjunto Ativo é melhor que o de Pontos-Interiores quando as derivadas não são fornecidas pelo usuário. Devido a isto, o problema de otimização (3.9)-(3.13) foi resolvido usando o Método de Conjunto Ativo disponível no “Optimization Toolbox” do MATLAB.

3.4 Modelo Proposto para a Calibração dos Tempos de Reparo dos Componentes

Assim como o modelo de calibração das taxas de falha, a calibração dos tempos de reparo tem como objetivo reduzir as diferenças entre os índices de confiabilidade nodais medidos e calculados. Contudo, o índice nodal usado como referência no ajuste dos tempos de reparo é o DIC. Além disso, é desejável que os valores apurado e calculado do índice DEC sejam iguais após a calibração dos tempos de reparo. Os dois aspectos mencionados acima podem ser incluídos na calibração dos tempos de reparo se este processo é realizado através da solução do seguinte problema de otimização:

$$\text{Minimizar } f := [DIC^{est} - DIC^{med}]^T \Phi [DIC^{est} - DIC^{med}] \quad (3.15)$$

Sujeito a:

$$DEC^{est} = DEC^{med} \quad (3.16)$$

$$\tau_m^{rep} \geq \tau_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.17)$$

onde:

DIC^{med} é o vetor de valores medidos (apurados) do índice DIC.

$$DIC^{est} = W^{eq} \cdot \tau^{rep} + DIC^{sw}$$

$DIC^{sw} = t^{sw} \cdot W^s \cdot \lambda^*$ é componente do índice DIC associada com tempos de chaveamento.

λ^* é o vetor de taxas de falha calibradas.

$$\lambda_k^*(x_k) = A_{\theta[k]}^* \exp\{B_{\theta[k]}^* x_k\} + C_{\theta[k]}^* \text{ é o elemento do vetor } \lambda^* \text{ referente ao componente } k.$$

A_m^* , B_m^* e C_m^* para $m \in \Omega_\theta$ são os valores calibrados dos parâmetros do modelo exponencial da taxa de falha obtidos através da solução do problema de otimização (3.9)-(3.13).

W^{eq} é uma matriz com dimensão igual ao número de pontos de carga pelo número de tipos de componentes. A lei de formação de W^{eq} é dada por:

$$W_{\bullet m}^{eq} = \sum_{k \in \Theta_m} \lambda_k^*(x^k) \cdot W_{\bullet k}^{rep} \text{ para } m \in \Omega_\theta$$

Θ_m é conjunto de componentes do tipo m .

$W_{\bullet k}^{rep}$ e $W_{\bullet m}^{eq}$ são as colunas k e m das matrizes W^{rep} e W^{eq} , respectivamente.

τ^{rep} é o vetor de tempos de reparo para os tipos de equipamentos.

τ_m^{rep} para $m \in \Omega_\theta$ é o elemento do vetor τ^{rep} associado com o tipo de equipamento m .

$$DEC^{est} = \left((Nc)^T \cdot DIC^{est} \right) / Nc^{tot}$$

DEC^{med} é o valor medido (apurado) do índice DEC.

τ_m^{min} para $m \in \Omega_\theta$ é o tempo de reparo mínimo para um equipamento do tipo m .

Substituindo-se a expressão de DIC^{est} na função objetivo (3.15) e na restrição (3.16) resulta em:

$$\begin{aligned} f &= (\tau^{rep})^T (W^{eq})^T \Phi W^{eq} \tau^{rep} - 2 \left[(W^{eq})^T \Phi DIC^{eq} \right]^T \tau^{rep} + (DIC^{eq})^T \Phi DIC^{eq} \\ f &= \frac{1}{2} (\tau^{rep})^T H \tau^{rep} + c^T \tau^{rep} + f^0 \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} DEC^{est} &= DEC^{med} \\ \left(1/Nc^{tot} \right) (Nc)^T W^{eq} \tau^{rep} + \left(1/Nc^{tot} \right) (Nc)^T DIC^{sw} &= DEC^{med} \\ \left(1/Nc^{tot} \right) (Nc)^T W^{eq} \tau^{rep} + DEC^{sw} &= DEC^{med} \\ A^{eq} \tau^{rep} &= b^{eq} \end{aligned} \quad (3.19)$$

onde:

$$H = 2(W^{eq})^T \Phi W^{eq} \quad (3.20)$$

$$c = -2(W^{eq})^T \Phi DIC^{eq} \quad (3.21)$$

$$f^0 = (DIC^{eq})^T \Phi DIC^{eq} \quad (3.22)$$

$$DIC^{eq} = DIC^{med} - DIC^{sw} \quad (3.23)$$

$$DEC^{sw} = \left(1/Nc^{tot} \right) (Nc)^T DIC^{sw} \quad (3.24)$$

$$A^{eq} = (1/Nc^{tot}) (Nc)^T W^{eq} \quad (3.25)$$

$$b^{eq} = DEC^{med} - DEC^{sw} \quad (3.26)$$

A partir das equações (3.18) e (3.19), pode-se reescrever o problema de otimização (3.15)-(3.17) como segue:

$$\text{Minimizar } f := \frac{1}{2} (\tau^{rep})^T H \tau^{rep} + c^T \tau^{rep} + f^0 \quad (3.27)$$

Sujeito a:

$$A^{eq} \tau^{rep} = b^{eq} \quad (3.28)$$

$$\tau_m^{rep} \geq \tau_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.29)$$

A partir de (3.20)-(3.26), pode-se concluir que as seguintes variáveis são constantes: H , c , f^0 , A^{eq} e b^{eq} . Devido a isto, o modelo de otimização (3.27)-(3.29) está associada com um Problema de Programação Quadrática (PPQ) [Nocedal, 2006]. Ou seja, deve-se obter a solução para um PPQ para realizar a calibração dos tempos de reparo. Nesta dissertação, o PPQ associado com a calibração dos tempos de reparo é resolvido usando-se a função `quadprog` do “Optimization Toolbox” do MATLAB. É importante lembrar que a calibração das taxas de falha está associada com um PPNL. Este problema foi resolvido usando-se o método de Conjunto Ativo disponível no “Optimization Toolbox do MATLAB”. O método de Conjunto Ativo do MATLAB se baseia em um algoritmo de Programação Quadrática Seqüencial [Nocedal, 2006]. Isto é, em cada iteração do método de Conjunto Ativo o PPNL original é aproximado por um PPQ via expansão de Taylor da função Lagrangeano. *Desta forma, a calibração das taxas de falha exige a solução de uma seqüência de PPQ enquanto a calibração dos tempos de reparo requer a solução de um único PPQ.*

Se a função objetivo (3.27) e o conjunto de restrições definido por (3.29) forem ignorados o problema de calibração dos tempos de reparo se reduz a solução do sistema de equações lineares indeterminado (3.28). Desta forma, é possível utilizar o método de

mínima norma [Monticelli, 1999] para ajustar os tempos de reparo de forma análoga a calibração das taxas de falha realizada em [Aquino Neto, 2004]. O método de mínima norma obtém uma solução para um sistema de equações lineares indeterminado resolvendo o seguinte problema de otimização:

$$\text{Minimizar } \|\tau^{rep}\|^2 = (\tau^{rep})^T \tau^{rep} \quad (3.30)$$

$$A^{eq} \tau^{rep} = b^{eq} \quad (3.31)$$

onde a notação $\|\bullet\|$ indica a norma euclidiana de um vetor.

A função lagrangeano associada com o problema (3.30)-(3.31) é dada por:

$$L = \|\tau\|^2 + z^T (A^{eq} \tau^{rep} - b) \quad (3.32)$$

Desta forma, as condições de otimalidade referentes ao problema (3.30)-(3.31) são:

$$\frac{\partial L}{\partial \tau^{rep}} = 2\tau^{rep} + (A^{eq})^T z = 0 \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial L}{\partial z} = A^{eq} \tau^{rep} - b^{eq} = 0 \quad (3.34)$$

A partir de (3.33) tem-se que:

$$\tau^{rep} = -\frac{1}{2} (A^{eq})^T z \quad (3.35)$$

A substituição de (3.35) em (3.34) resulta em:

$$-\frac{1}{2} A^{eq} (A^{eq})^T z - b^{eq} = 0 \Rightarrow$$

$$z = -2 \left[A^{eq} (A^{eq})^T \right]^{-1} b^{eq} = 0 \quad (3.36)$$

Substituindo-se (3.36) em (3.33), obtém-se a seguinte expressão para τ^{rep} :

$$2\tau^{rep} - 2(A^{eq})^T \left[A^{eq} (A^{eq})^T \right]^{-1} b^{eq} = 0 \Rightarrow$$

$$\tau^{rep} = (A^{eq})^+ b^{eq} \quad (3.37)$$

onde $(A^{eq})^+ = (A^{eq})^T \left[A^{eq} (A^{eq})^T \right]^{-1}$ é a matriz inversa generalizada à direita de Moore-Penrose. No caso da calibração dos tempos de reparo, a matriz A^{eq} possui apenas uma linha. Desta forma, pode-se reescrever (3.37) da seguinte forma:

$$\tau_m^{rep} = \frac{A_{1m}^{eq} b^{eq}}{\sum_{m \in \Omega_\theta} (A_{1m}^{eq})^2} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (3.38)$$

A calibração dos tempos de reparo via método de mínima norma não considera os erros entre os valores apurados e estimados do índice DIC. Contudo, uma solução de um problema de mínima norma tem um custo computacional significativamente menor que a de um PPQ. Desta forma, é importante comparar a precisão destas duas técnicas de calibração no cálculo dos tempos de reparo.

3.5 Aspectos críticos referentes à implementação prática dos modelos de calibração

Os valores apurados dos índices de continuidade (FIC/FEC e DIC/DEC), usados no modelo de calibração, devem ser obtidos calculando-se os valores médios de uma amostra de dados históricos. Adicionalmente, deve-se garantir que a amostra de dados históricos tenha uma dimensão aceitável, pois os modelos de ACP estimam os valores esperados dos índices de confiabilidade. Apesar disso, pode ser difícil ou mesmo impossível calibrar os dados de confiabilidade de tal forma que os erros entre os índices de continuidade calculados e apurados sejam aceitáveis. Este problema é devido ao processo de apuração considerar de forma natural diversos aspectos complexos associados com a resposta real do sistema a uma falha nos componentes, por exemplo:

i) Em um modelo de ACP a falta é eliminada pelo primeiro dispositivo de proteção localizado no caminho entre a falta e a fonte. Este procedimento corresponde a uma resposta ideal da proteção e garante que um número mínimo de consumidores seja interrompido após a eliminação da falta. A resposta ideal da proteção só ocorre se os dispositivos de proteção da rede de distribuição estiverem coordenados. Contudo, pode ocorrer perda de seletividade entre as proteções de uma rede de distribuição. Neste caso, a falta pode ser eliminada por outro dispositivo a montante da proteção ideal (primeiro dispositivo de proteção localizado no caminho entre a falta e a fonte). Conseqüentemente, o número real de consumidores interrompidos por uma falta pode ser consideravelmente maior do que aquele estimado por um modelo de ACP tal como aquele descrito na seção 2.2;

ii) O modelo de ACP descrito na seção 2.2 assume que o fornecimento de energia para os consumidores sempre será restabelecido usando-se os procedimentos de restauração à montante e à jusante da falta. Todavia estes procedimentos de restauração podem não ser realizados na prática devido à presença de um número reduzido de equipes de manutenção no momento de ocorrência da falta. Esta situação pode ocorrer em períodos do ano nos quais um grande número de equipes é despachado simultaneamente para

atender diversas ocorrências, por exemplo: o início do período chuvoso em redes de distribuição aéreas expostas a contaminação por salitre;

iii) Os tempos de restauração das faltas podem ser consideravelmente diferentes dos tempos de chaveamento. Isto ocorre principalmente devido a necessidade de localizar a falta e do tempo de deslocamento das equipes de manutenção para a realização das manobras de chaveamento. O tempo de deslocamento das equipes é função de diversos fatores, tais como: tráfego em áreas urbanas e velocidade média dos veículos de transporte das equipes;

iv) A apuração dos índices de continuidade considera as faltas nas redes primária e secundária. Contudo, os modelos de ACP existentes [Billinton, 1996], [Brown, 2002], [da Silva, 2007] só consideram falhas na rede primária;

v) Restrições de rede (carregamento dos alimentadores e quedas de tensão) podem limitar as transferências carga para alimentadores adjacentes durante o processo de restauração à jusante.

Entretanto, nenhum modelo de ACP disponível atualmente [Billinton, 1996], [Brown, 2002], [da Silva 2007] considera todos os aspectos descritos nos itens (i)-(iv). Devido a isto, os modelos de calibração propostos nesta seção foram validados usando médias históricas simuladas para os índices de confiabilidade nodais. Estes índices históricos simulados são calculados usando um modelo de ACP com dados de confiabilidade publicados na literatura técnica. A utilização deste procedimento não invalida os modelos de calibração propostos nesta dissertação, mas demonstra que os métodos de ACP devem ser melhorados para fornecer índices de confiabilidade mais próximos da realidade operativa da rede de distribuição;

Finalmente, é importante mencionar que a expansão dos modelos de ACP para incorporar os aspectos descritos nos itens (i)-(iv) deve assegurar um compromisso aceitável entre precisão e custo computacional. Desta forma, pode-se garantir que o modelo de ACP seja computacionalmente factível e sua complexidade não é aumentada de forma desnecessária. Por exemplo, a modelagem da rede secundária e da coordenação das proteções introduz as seguintes dificuldades em modelo de ACP:

- i) aumento considerável das dimensões do problema, pois em cada ponto de carga existe uma rede secundária com um grande número de seções para atender consumidores individuais;
- ii) maior quantidade de dados de entrada: valores nominais e tipos de fusíveis (K, T, e H), curvas de tempo versus corrente das proteções, estimativas das probabilidades associadas com os tipos de falta (trifásica, bifásica e monofásica), distribuição de probabilidade da impedância de falta, impedância do solo, etc;
- iii) grande número de cenários de falta simulados para cada componente das redes primária e secundária: curtos-circuitos trifásicos; faltas bifásicas nas fases AB, BC e CA; curtos-circuitos monofásicos nas fases A, B e C. Além disso, estas faltas devem ser simuladas em diversas posições da rede de distribuição;
- iv) Necessidade de calcular as correntes de curto circuito para cada cenário de falta.

Consequentemente, o custo computacional de uma ACP, que considere a coordenação das proteções e a rede secundária, torna-se bastante elevado para a capacidade de processamento das instalações computacionais atuais. Esta limitação torna-se mais crítica na calibração de dados, pois é necessário realizar diversas ACP para estimar relações de sensibilidade (derivadas parciais) usadas pelo algoritmo de otimização.

4. Resultados dos Testes

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados dos testes realizados com os modelos propostos para a calibração das taxas de falha e tempos de reparo. Estes modelos de calibração foram testados no alimentador 01C5 da subestação Forquilha pertencente à CEMAR. As principais características deste alimentador são mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Características do alimentador 01C5 da Subestação Forquilha.

Número Total de Consumidores	3725
Número de Fusíveis	48
Número de Chaves NF	12
Número de Interligações (chaves NA)	3
Comprimento Total (km)	4.6584
Número de Religadores	1
Número de seções do tronco	23
Número de seções das laterais	74
Número de transformadores (pontos de carga)	32
Número total de componentes	193

Conforme mencionado na seção 3.5, foram usadas médias históricas simuladas para os índices FIC/FEC e DIC/DEC usados na calibração dos dados de confiabilidade. No caso do alimentador 01C5, estas médias históricas simuladas foram obtidas com o modelo de ACP proposto em [da Silva, 2007] sob as seguintes condições:

- i) restrições de carregamento durante as transferências de carga foram ignoradas;
- ii) falhas transitórias não são simuladas;
- iii) O tempo de chaveamento é igual a ½ hora;

- iv) as probabilidades de falha operacional das proteções e chaves NA é nula;
- v) as taxas de falha e os tempos de reparo dos tipos de equipamentos são iguais aos seus valores altos apresentados na 4^a e na 7^a colunas, respectivamente, da Tabela 3.3.

Além disso, as condições dos equipamentos foram sorteadas aleatoriamente devido à indisponibilidade de dados de condição para o alimentador 01C5. Este procedimento também foi usado nos testes com o algoritmo de calibração apresentado em [Brown, 2004].

Os modelos de calibração propostos nesta dissertação exigem que sejam especificados valores mínimos para as seguintes variáveis associadas com os tipos de equipamentos: vetores A e B do modelo exponencial, tempos de reparo e taxas falha. Além disso, a função `fmincon` do MATLAB requer um ponto de partida para a solução do PPNL associado com a calibração das taxas de falha. Estes dados foram especificados com base nas informações das Tabelas 3.3 e 3.4 da seguinte forma:

- i) O valor mínimo dos tempos de reparo para os tipos de equipamentos é igual ao tempo de reparo baixo definido na Tabela 3.3 (6^a coluna);
- ii) Os valores mínimos dos vetores A e B foram obtidos a partir da 5^a e da 6^a coluna da Tabela 3.4;
- iii) Os valores dos vetores A , B e C fornecidos na 5^a, 6^a e 7^a colunas, respectivamente, da Tabela 3.4 foram usados como ponto de partida para a função `fmincon`;
- iv) Os valores mínimos das taxas de falha são iguais aos valores de $\lambda_m^{esp}(0)$ mostrados na 2^a coluna da Tabela 3.4.

Os resultados apresentados nas próximas seções são organizados da seguinte forma:

- i) A seção 4.2 apresenta os resultados dos testes obtidos com o algoritmo de calibração da taxa de falha;
- ii) os resultados com o algoritmo de calibração dos tempos de reparo são mostrados na seção 4.3.

4.2 Calibração das Taxas de Falha

Nesta seção são apresentados os resultados do algoritmo de calibração das taxas de falha obtidos nos testes com o alimentador 01C5. Os valores calibrados dos índices FIC/FEC deste alimentador são comparados com os valores dos índices FIC/FEC obtidos com os valores iniciais das taxas de falha, isto é, as taxas de falhas obtidas com o ponto de partida fornecido para a função `fmincon`. O método de conjunto ativo da função `fmincon` realizou 20 iterações para obter uma solução para o PPNL associado com a calibração das taxas de falha. O valor ótimo da função objetivo (3.9) obtido após este número de iterações é 5.0381×10^{-4} enquanto que o valor inicial da função objetivo (3.9) (função objetivo calculado com o valor inicial das taxas de falha) é 2.0854. Em outras palavras, o algoritmo de calibração causou uma redução de 99.9758% no erro quadrático ponderado entre os valores apurados e calculados do índice FIC. Adicionalmente, é importante avaliar o impacto da calibração no índice FEC. Os valores apurado, inicial (calculado com os valores iniciais das taxas de falha), e calibrado do índice FEC são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Valores apurado, inicial e calibrado do índice FEC para o alimentador 01C5.

Valores do índice FEC em [interrupções/(ano×consumidor)]	
Apurado	2,4198
Inicial	0,9850
Calibrado	2,4198

A partir da Tabela 4.2, pode-se concluir que existe um erro de 59.2960% no valor inicial do índice FEC com relação ao seu valor apurado. Contudo, o valor calibrado do índice FEC é exatamente igual ao seu valor apurado, isto é, o modelo de calibração conseguiu eliminar o erro no FEC associado com as estimativas iniciais das taxas de falha. Este resultado, é devido a utilização da restrição de igualdade (3.10) no modelo de calibração das taxas de falha. Todavia, é importante enfatizar que o principal objetivo desta dissertação é a calibração de índices nodais, isto é: FIC e DIC. Desta forma, deve-se avaliar os resultados do modelo de calibração a nível nodal. A Figura 4.1

mostra os valores especificados (apurados) e otimizados (calibrados) do índice FIC para todos os pontos de carga do alimentador 01C5.

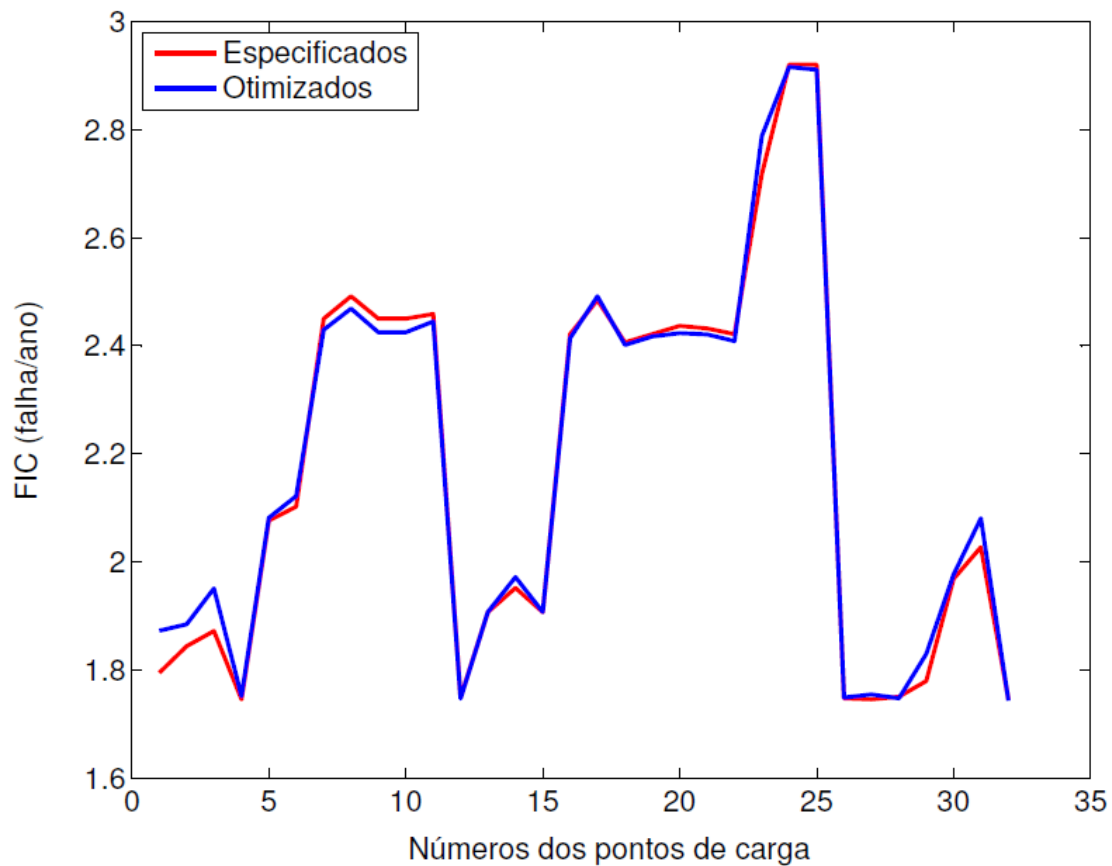


Figura 4.1: Valores especificados e otimizados do índice FIC.

A partir da Figura 4.1, pode-se observar que os valores calibrados do índice FIC são muito próximos dos seus valores apurados. Uma avaliação quantitativa da precisão do algoritmo de calibração das taxas de falha com relação ao FIC é apresentada na Tabela 4.3, onde:

- i) IPC é o índice do ponto de carga;
- ii) NC é o número de consumidores do ponto de carga;
- iii) FIC^{esp} é o valor especificado (apurado ou medido) do índice FIC;
- iv) FIC^{ini} é o valor do FIC obtido com as taxas de falha iniciais;
- v) FIC^{otim} é o valor otimizado (calibrado) do índice FIC;

Erroⁱⁿⁱ: é o erro relativo absoluto entre FIC^{ini} e FIC^{esp} , isto é,
 $100\% \times \left| \left(FIC^{ini} - FIC^{esp} \right) / FIC^{esp} \right|$;

Erro^{opt}: é o erro relativo absoluto entre FIC^{opt} e FIC^{esp} , isto é,
 $100\% \times \left| \left(FIC^{opt} - FIC^{esp} \right) / FIC^{esp} \right|$.

Adicionalmente, pode-se visualizar os valores dos erros mostrados na Tabela 4.3 através do gráfico apresentado na Figura 4.2.

Tabela 4.3: Erros e valores do índice FIC para o alimentador 01C1.

IPC	NC	FIC^{esp}	FIC^{ini}	Erro ⁱⁿⁱ (%)	FIC^{otim}	Erro ^{otim} (%)
1	1	1.7951	0.7362	58.9854	1.8727	4.3225
2	1	1.8443	0.7290	60.4699	1.8845	2.1806
3	1	1.8722	0.7498	59.9515	1.9508	4.1973
4	10	1.7459	0.6757	61.2989	1.7520	0.3535
5	109	2.0763	0.8150	60.7468	2.0815	0.2506
6	92	2.1024	0.8227	60.8685	2.1218	0.9197
7	124	2.4499	0.9479	61.3072	2.4296	0.8258
8	149	2.4918	0.9602	61.4666	2.4689	0.9184
9	55	2.4499	0.9430	61.5075	2.4247	1.0261
10	71	2.4499	0.9429	61.5134	2.4246	1.0320
11	71	2.4586	0.9613	60.9024	2.4447	0.5648
12	7	1.7494	0.6704	61.6813	1.7474	0.1129
13	83	1.9069	0.7336	61.5301	1.9075	0.0332
14	128	1.9518	0.7706	60.5163	1.9721	1.0407
15	86	1.9069	0.7334	61.5403	1.9073	0.0230
16	270	2.4212	0.9848	59.3251	2.4138	0.3080
17	148	2.4844	1.0224	58.8497	2.4914	0.2792
18	244	2.4062	0.9725	59.5824	2.4016	0.1922
19	4	2.4212	0.9882	59.1871	2.4171	0.1700
20	99	2.4369	0.9911	59.3306	2.4232	0.5634
21	328	2.4321	0.9899	59.2977	2.4210	0.4534
22	375	2.4212	0.9794	59.5499	2.4083	0.5328
23	275	2.7180	1.1969	55.9639	2.7878	2.5671
24	262	2.9200	1.2445	57.3809	2.9159	0.1431
25	354	2.9200	1.2390	57.5687	2.9104	0.3309
26	1	1.7475	0.6724	61.5210	1.7491	0.0916
27	11	1.7459	0.6786	61.1317	1.7550	0.5208
28	10	1.7507	0.6704	61.7082	1.7477	0.1707
29	1	1.7796	0.7043	60.4253	1.8298	2.8237
30	255	1.9684	0.7675	61.0075	1.9768	0.4260
31	1	2.0273	0.8402	58.5546	2.0810	2.6468
32	99	1.7459	0.6671	61.7920	1.7434	0.1395

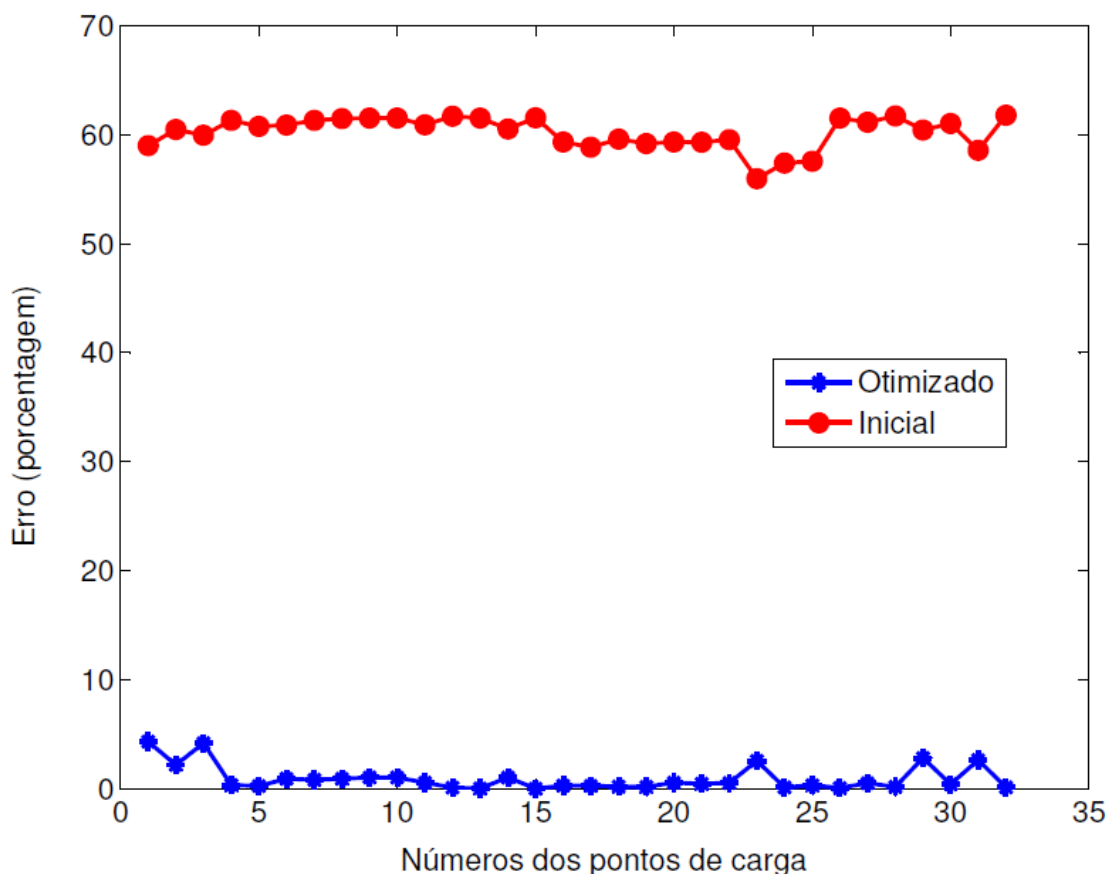


Figura 4.2: Erros associados com os valores inicial e otimizado do índice FIC para o alimentador 01C5.

A partir da Tabela 4.3 e da Figura 4.2, pode-se observar que os erros associados com os valores otimizados do índice FIC são consideravelmente menores do que aqueles referentes aos valores iniciais do índice FIC. Por exemplo, os valores médios dos erros associados com os valores iniciais e ótimos do FIC são iguais a 60,2019% e 0,9425%, respectivamente. Em outras palavras, o algoritmo de calibração das taxas de falha causou uma redução significativa nos erros entre os valores calculados e apurados do índice FIC para os pontos de carga.

Os menores valores calibrados das taxas de falha para os tipos de equipamentos (restrição (3.13)) existentes no alimentador 01C5 são mostrados na Tabela 4.4, onde as taxas de falha das seções do tronco e do alimentador estão expressas em falhas/(ano×milha). Além disso, os valores otimizados (calibrados) e iniciais dos parâmetros do modelo exponencial da taxa de falha (vetores *A*, *B* e *C*) são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.4: Menores valores das taxas de falha para $m \in \Omega_\theta$, onde a folga é dada por

$$A_m \exp(B_m x_m^{\min}) + C_m - \lambda_m^{\min}$$

Tipo de componente	$A_m \exp(B_m x_m^{\min}) + C_m$	λ_m^{\min}	Folga
Religador	3.654606E-03	2.500000E-03	1.154606E-03
Fusível	2.656246E-02	2.000000E-03	2.456246E-02
Chave	5.859850E-02	2.000000E-03	5.659850E-02
Seção do tronco	1.082546E-02	1.000000E-02	8.254559E-04
Seção das laterais	7.298450E-02	1.000000E-02	6.298450E-02
Transformador	2.000000E-03	2.000000E-03	0.000000E+00

Tabela 4.5: Valores ótimos e iniciais dos parâmetros A , B e C do modelo da taxa de falha

Tipo de componente	A^{ini}	A^{otim}	B^{ini}	B^{otim}	C^{ini}	C^{otim}
Religador	0.004810	0.004896	2.561868	2.563238	-0.002308	-0.005200
Fusível	0.001110	0.001880	3.971831	3.987279	0.000886	0.024592
Chave	0.000570	0.000570	6.197179	6.197179	0.001433	0.057993
Seção do Tronco	0.019760	0.023890	3.429597	3.977122	-0.009756	-0.019250
Seção das Laterais	0.077590	0.077590	2.152279	2.152279	-0.067586	-0.007199
Transformador	0.005330	0.005330	1.832582	1.832582	-0.003333	-0.003457

A partir da Tabela 4.4, pode-se observar que a menor taxa de falha dos transformadores é igual ao seu valor mínimo. Este efeito também pode ser observado na Tabela 4.5, onde os valores calibrados dos parâmetros A e B associados são também iguais aos seus limites inferiores. Contudo, não há nenhum valor de taxa de falha nulo ou negativo. Em outras palavras, a solução ótima gerada pelo algoritmo de calibração das taxas de falha satisfaz o conjunto de restrições de desigualdade associado com (3.13).

Os gráficos das funções das taxas de falha para todos os tipos de equipamentos são mostradas nas Figuras 4.3-4.8. Cada uma destas figuras mostra dois gráficos: um associado com os valores iniciais dos parâmetros A , B e C e outro referente aos valores ótimos (calibrados) destes parâmetros. A partir destas figuras pode-se observar que todas as funções de taxas de falha calibradas são crescentes. Este resultado demonstra que a obtenção de funções de taxa de falha crescentes a partir das restrições (3.11) e (3.12) foi bem sucedida. É importante lembrar que a existência de funções de taxa de falha crescentes, com relação à condição, garante que o impacto das técnicas de mitigação de falhas é coerente. Isto é, se uma técnica de mitigação melhora a condição

de um componente, então a taxa de falha deste componente é reduzida. Desta forma, é possível avaliar de forma adequada o impacto das técnicas de mitigação de falha nos índices de confiabilidade da rede de distribuição.

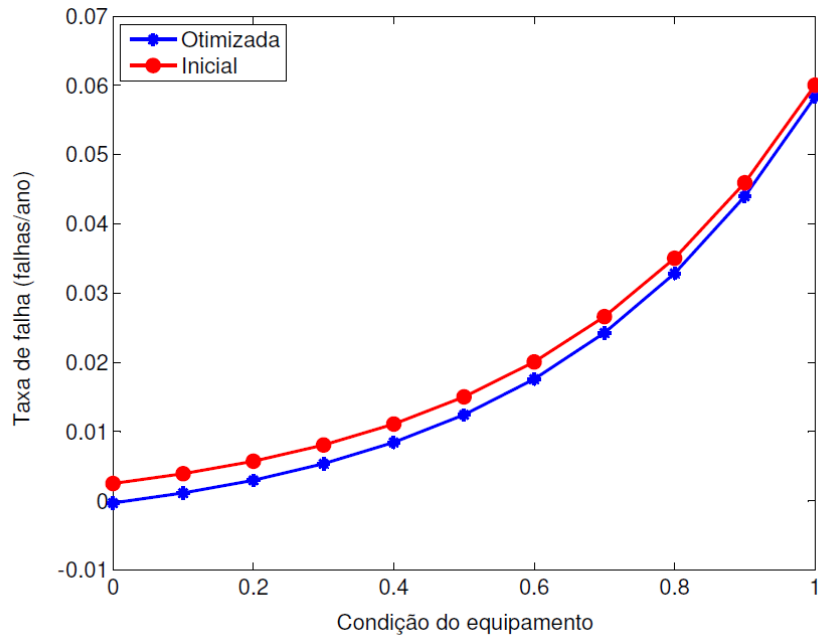


Figura 4.3: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os religadores.

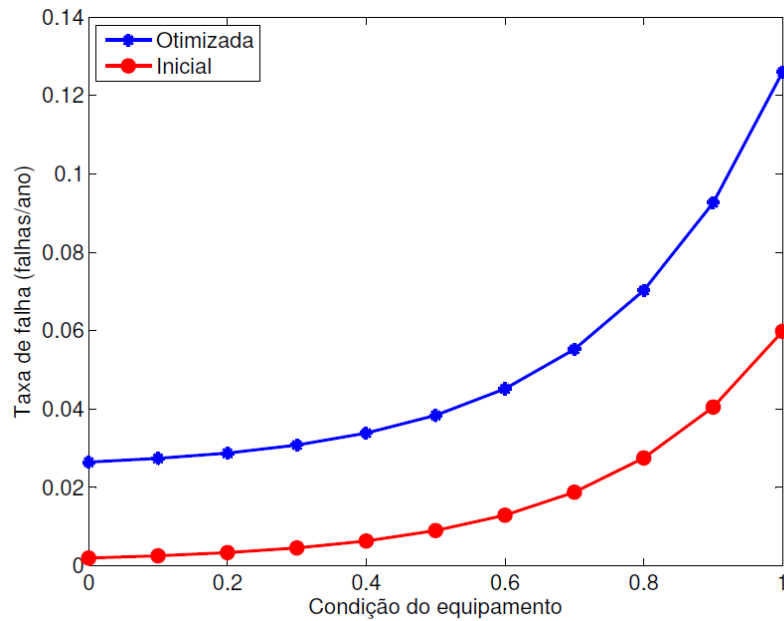


Figura 4.4: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os fusíveis.

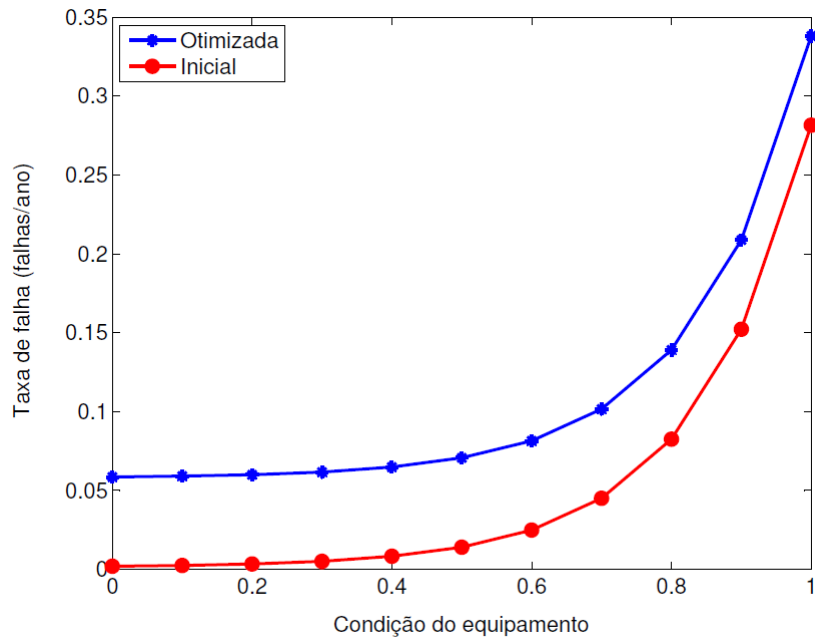


Figura 4.5: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as chaves.

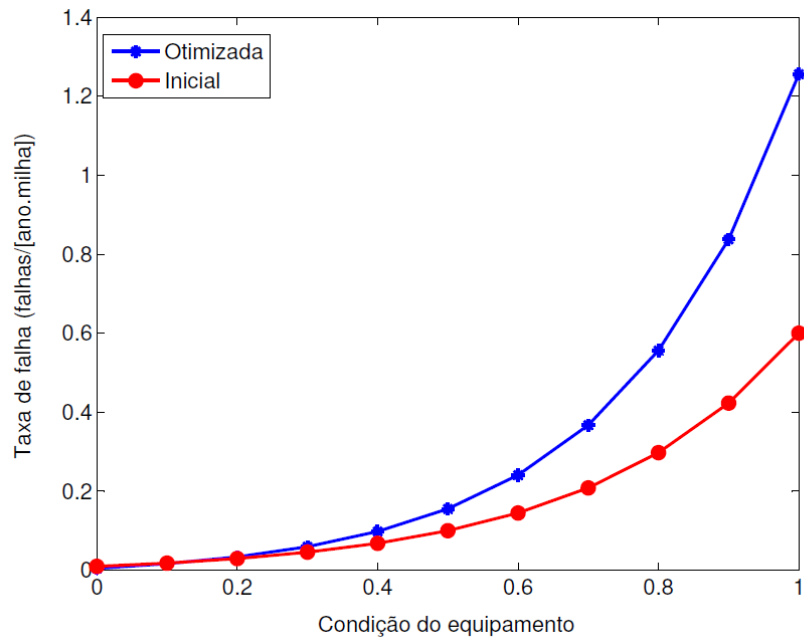


Figura 4.6: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as seções do tronco.

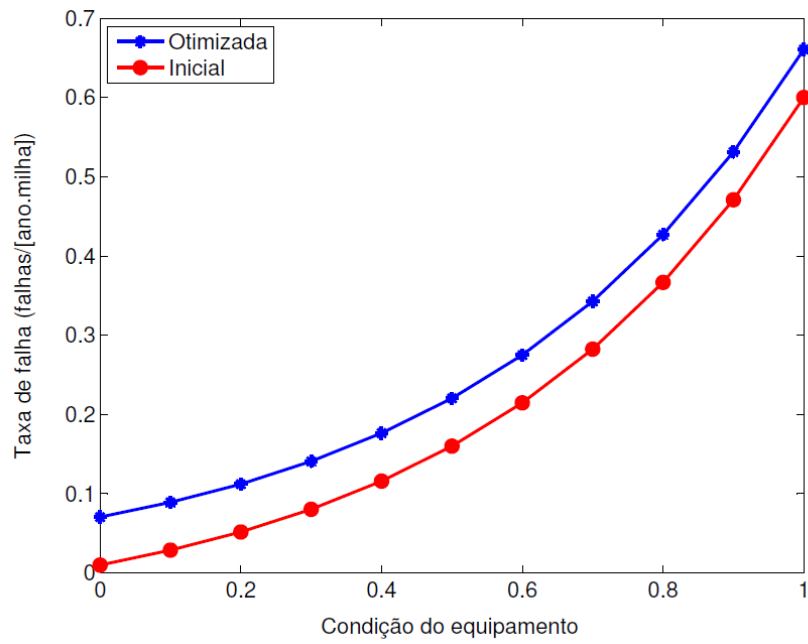


Figura 4.7: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para as seções das laterais.

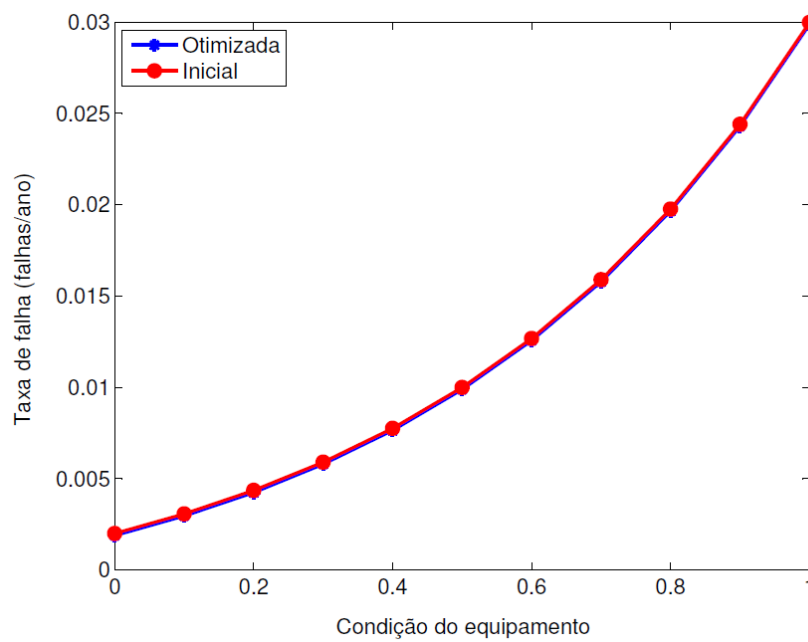


Figura 4.8: Gráficos das funções da taxa de falha inicial e otimizada para os transformadores.

Finalmente, o padrão de esparsidade da matriz W^f é mostrado na Figura 4.9. A partir desta figura pode-se observar que a maior parte dos elementos da matriz W^f é nula (69.0132%). Desta forma, é possível utilizar técnicas de armazenamento compacto [Brameller, 1976] para a matriz W^f quando o método proposto for aplicado em sistemas de grande porte. Além disso, pode-se observar que existem algumas colunas da matriz W^f nas quais todos os elementos são não-nulos. Estas colunas estão associadas com as seções do tronco principal do alimentador 01C5. A única proteção no tronco deste alimentador é o seu disjuntor de saída. Consequentemente, todos os pontos de carga são interrompidos quando há uma falha no tronco do alimentador 01C5. Adicionalmente, pode-se observar que todas as colunas têm pelo menos um elemento não nulo. Isto é, a falha de qualquer componente causa uma interrupção em no mínimo um ponto de carga. Este resultado é devido a topologia radial das redes de distribuição primárias.

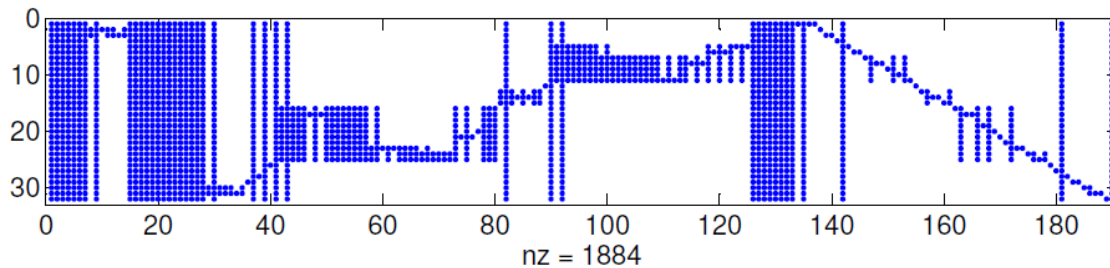


Figura 4.9: Padrão de esparsidade da matriz W^f .

4.3 Calibração dos Tempos de Reparo

Nesta seção são apresentados os resultados do algoritmo de calibração dos tempos de reparo obtidos nos testes com o alimentador 01C5. Os valores calibrados dos índices DIC/DEC deste alimentador são comparados com os valores dos índices DIC/DEC obtidos com os valores iniciais das taxas de falha e com os tempos de reparo típicos mostrados na 6ª coluna da Tabela 3.3. O PPQ associado com a calibração dos tempos de reparo é resolvido usando a função `quadprog` do MATLAB. Entretanto, não é obrigatório fornecer um ponto de partida para que esta função obtenha a solução de PPQ. Apesar disso, os tempos de reparos típicos dos tipos de equipamentos foram fornecidos como ponto de partida para a função `quadprog`. Este procedimento tem

como objetivo avaliar a redução na função objetivo do problema de calibração dos tempos de reparo. Adicionalmente, também serão realizadas comparações com os tempos de reparo calibrados via métodos de mínima norma.

O algoritmo de programação quadrática da função quadprog realizou 6 iterações para obter uma solução para o PPQ associado com a calibração dos tempos de reparo. O valor ótimo da função objetivo (3.27) obtido após este número de iterações é 1.1986×10^{-1} enquanto que o valor inicial da função objetivo (3.27) (função objetivo calculado com o valor inicial das taxas de falha e tempos de reparo típicos) é 5.5284×10^1 . Em outras palavras, o algoritmo de calibração causou uma redução de 99.7832% no erro quadrático ponderado entre os valores apurados e calculados do índice DIC. Adicionalmente, é importante avaliar o impacto da calibração no índice DEC. Os valores apurado, inicial (calculado com os valores iniciais das taxas de falha e tempos de reparo típicos) e calibrado do índice DEC são mostrados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Valores apurado, inicial e calibrado do índice DEC para o alimentador 01C5.

Valores do índice DEC em [horas/(ano×consumidor)]	
Apurado	11.8620
Inicial	2.0915
Calibrado via Programação Quadrática	11.8620
Calibrado via Mínima Norma	11.8620

A partir da Tabela 4.6, pode-se concluir que existe um erro de 82.3682% no valor inicial do índice DEC com relação ao seu valor apurado. Contudo, os valores calibrados do índice DEC, via programação quadrática e mínima norma, são exatamente iguais ao seu valor apurado. Isto é, os modelos de calibração do tempo de reparo eliminaram o erro no DEC associado com as estimativas iniciais dos dados de confiabilidade. Este resultado, é devido a presença da restrição de igualdade $A^{eq} t^{rep} = b^{eq}$ tanto no modelo de programação quadrática como no modelo de mínima norma.

As Figuras 4.10 e 4.11 mostram os valores especificados (apurados) e otimizados (calibrados) do índice DIC para todos os pontos de carga do alimentador

01C5 usando as seguintes técnicas: programação quadrática e mínima norma, respectivamente.

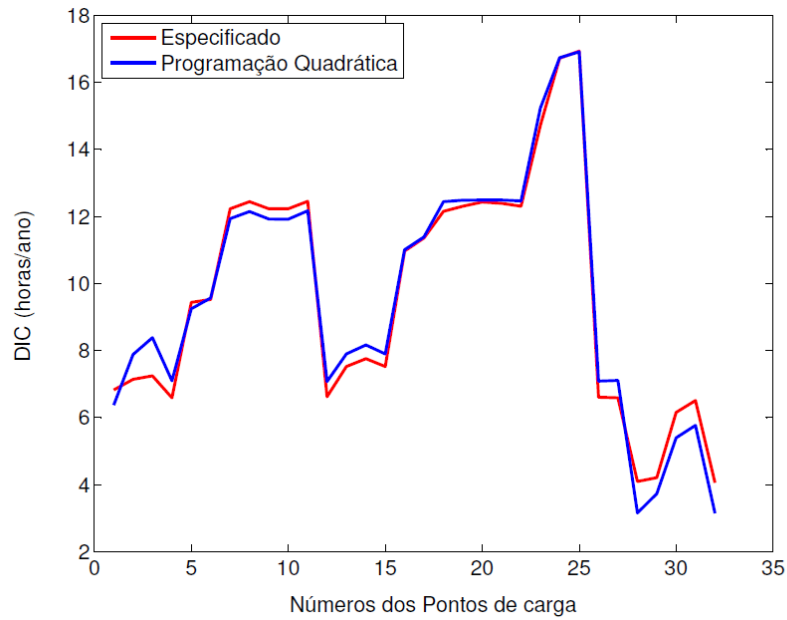


Figura 4.10: Valores especificados e calibrados do índice DIC via programação quadrática.

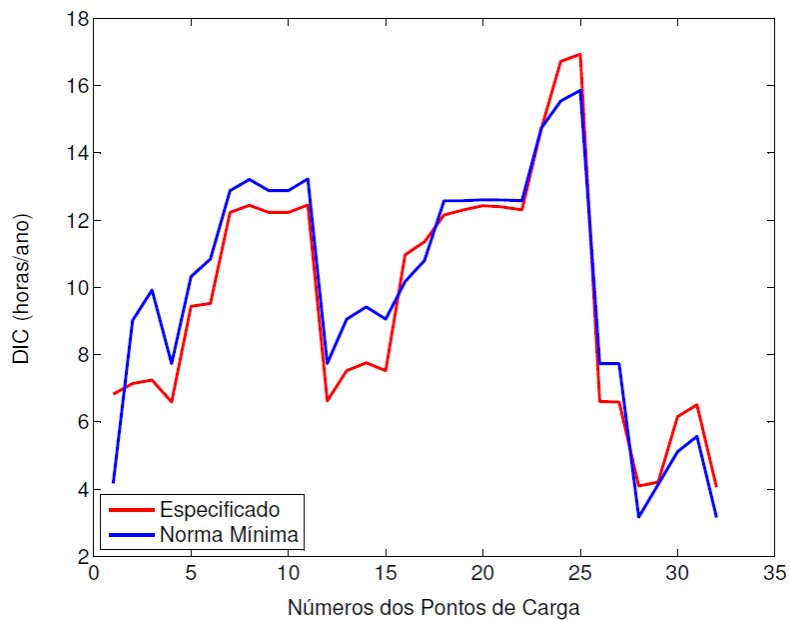


Figura 4.11: Valores especificados e calibrados do índice DIC via mínima norma.

A partir das Figuras 4.10 e 4.11, pode-se observar que a qualidade do ajuste entre os valores do DIC calibrados via programação quadrática é melhor que aquela obtida com a mínima norma. Este resultado é esperado visto que a função objetivo do método de mínima norma (expressão (3.30)) desconsidera os valores apurados do índice DIC. Uma avaliação quantitativa da precisão dos algoritmos de calibração dos tempos de reparo com relação ao DIC é apresentada na Tabela 4.7, onde:

- i) DIC^{esp} é o valor especificado (apurado ou medido) do índice DIC;
- ii) DIC^{ini} é o valor do DIC obtido com as taxas de falha iniciais e tempos de reparo típicos;
- iii) DIC^{quad} é o valor calibrado do índice DIC usando a programação quadrática;
- iv) DIC^{min} é o valor calibrado do índice DIC usando o método de mínima norma;

$Erro^{ini}$: é o erro relativo absoluto entre DIC^{ini} e DIC^{esp} , isto é,
 $100\% \times \left| \left(DIC^{ini} - DIC^{esp} \right) / DIC^{esp} \right|$;

$Erro^{quad}$: é o erro relativo absoluto entre DIC^{quad} e DIC^{esp} , isto é,
 $100\% \times \left| \left(DIC^{quad} - DIC^{esp} \right) / DIC^{esp} \right|$;

$Erro^{min}$: é o erro relativo absoluto entre DIC^{min} e DIC^{esp} , isto é,
 $100\% \times \left| \left(DIC^{min} - DIC^{esp} \right) / DIC^{esp} \right|$.

Adicionalmente, pode-se visualizar os valores dos erros mostrados na Tabela 4.7 nos gráficos Figuras 4.12-4.14.

A partir da Tabela 4.7 e das Figuras 4.12-4.14, pode-se observar que os erros dos índices DIC calibrados via mínima norma e programação quadrática são consideravelmente menores do que aqueles associados com os valores iniciais do DIC. Por exemplo, os valores médios dos erros do DIC calibrado via programação quadrática e mínima norma são iguais a 5.7406% e 12.4709%. Entretanto, o erro associado com o DIC inicial é 83.2633%. Em outras palavras, os algoritmos de calibração dos tempos de reparo causaram uma redução significativa nos erros entre os valores calculados e

apurados do índice DIC para os pontos de carga. Contudo, a Tabela 4.7 e as Figuras 4.12-4.14 também mostram que os erros associados com o índice DIC calibrado via programação quadrática são menores do que aqueles associados com o índice DIC calibrado via mínima norma. Por exemplo, o erro médio do DIC calibrado via programação quadrática é cerca de 46% menor do que aquele associado com a mínima norma. Desta forma, pode-se concluir que a programação quadrática é a técnica mais eficiente para a calibração dos tempos de reparo quando índices de confiabilidade nodais são considerados.

Tabela 4.7: Erros e valores do índice DIC para o alimentador 01C1.

IPC	NC	DIC ^{esp}	DIC ⁱⁿⁱ	Erro ⁱⁿⁱ (%)	DIC ^{quad}	Erro ^{quad} (%)	DIC ^{min}	Erro ^{min} (%)
1	1	6.8252	1.1335	83.3920	6.3691	6.6824	4.1688	38.9212
2	1	7.1382	1.2215	82.8875	7.8814	10.4124	9.0172	26.3235
3	1	7.2418	1.2298	83.0185	8.3823	15.7491	9.9192	36.9724
4	10	6.5910	1.0770	83.6587	7.0960	7.6620	7.7270	17.2369
5	109	9.4348	1.5025	84.0747	9.2439	2.0235	10.3190	9.3719
6	92	9.5234	1.5128	84.1149	9.5649	0.4348	10.8444	13.8706
7	124	12.2261	1.9412	84.1223	11.9343	2.3867	12.8759	5.3146
8	149	12.4416	1.9875	84.0253	12.1450	2.3839	13.2102	6.1776
9	55	12.2261	1.9167	84.3230	11.9196	2.5071	12.8745	5.3036
10	71	12.2261	1.9160	84.3289	11.9192	2.5107	12.8745	5.3032
11	71	12.4529	2.0235	83.7512	12.1654	2.3093	13.2230	6.1835
12	7	6.6193	1.0452	84.2095	7.0762	6.9026	7.7362	16.8730
13	83	7.5191	1.2578	83.2724	7.8971	5.0261	9.0519	20.3846
14	128	7.7584	1.4125	81.7944	8.1661	5.2541	9.4195	21.4100
15	86	7.5191	1.2568	83.2854	7.8965	5.0183	9.0518	20.3839
16	270	10.9682	1.8164	83.4395	11.0040	0.3259	10.1708	7.2698
17	148	11.3537	1.9322	82.9815	11.3868	0.2917	10.7970	4.9031
18	244	12.1540	2.1444	82.3564	12.4401	2.3542	12.5746	3.4603
19	4	12.3040	2.2226	81.9362	12.4867	1.4846	12.5788	2.2336
20	99	12.4293	2.2274	82.0791	12.4920	0.5050	12.6028	1.3959
21	328	12.3905	2.2225	82.0631	12.4875	0.7827	12.5989	1.6821
22	375	12.3040	2.1787	82.2931	12.4603	1.2704	12.5764	2.2140
23	275	14.7156	2.9641	79.8576	15.2308	3.5014	14.7388	0.1578
24	262	16.7217	3.1757	81.0088	16.7388	0.1021	15.5406	7.0631
25	354	16.9344	3.1732	81.2619	16.9114	0.1355	15.8602	6.3430
26	1	6.6044	1.0594	83.9588	7.0855	7.2845	7.7294	17.0343
27	11	6.5910	1.0916	83.4372	7.1047	7.7949	7.7278	17.2490
28	10	4.0936	0.5805	85.8182	3.1537	22.9599	3.1625	22.7448
29	1	4.2047	0.6449	84.6612	3.7254	11.3975	4.1351	1.6558
30	255	6.1553	0.8966	85.4340	5.3929	12.3857	5.1093	16.9930
31	1	6.5064	1.2000	81.5565	5.7638	11.4136	5.5668	14.4417
32	99	4.0548	0.5668	86.0229	3.1446	22.4480	3.1548	22.1975

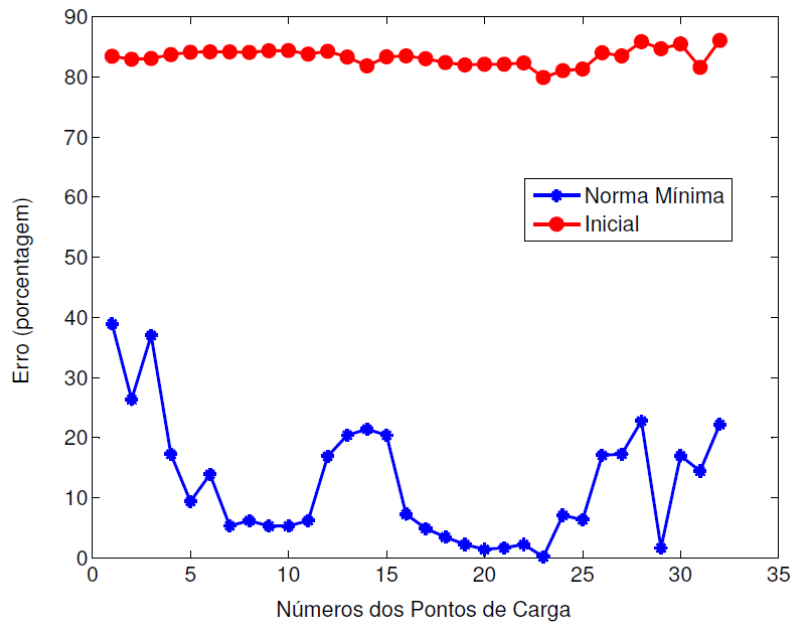


Figura 4.12: Erros do DIC inicial e calibrado via mínima norma com relação ao seu valor apurado.

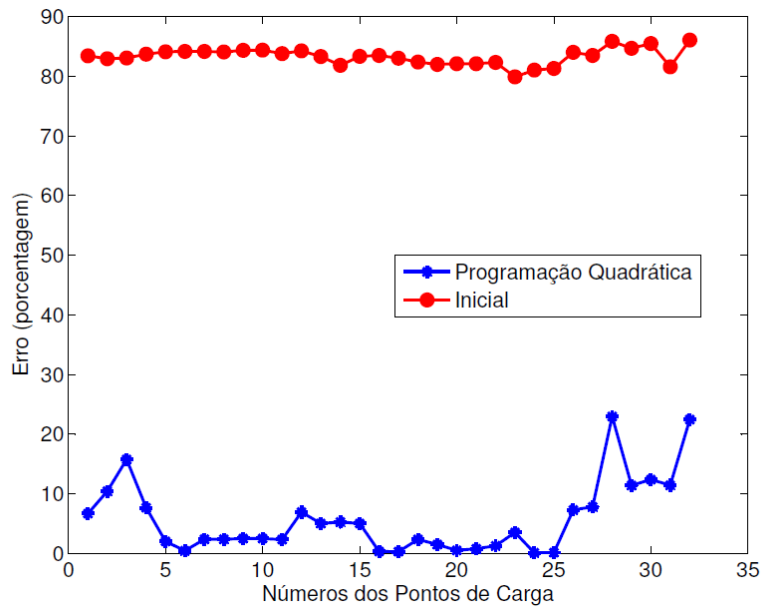


Figura 4.13: Erros do DIC inicial e calibrado via programação quadrática com relação ao seu valor apurado.

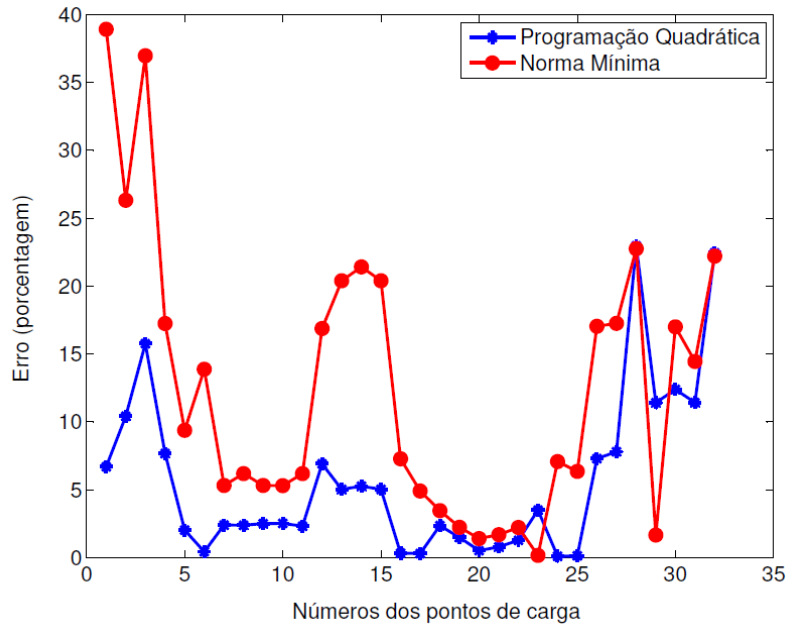


Figura 4.14: Erros do DIC calibrado via programação quadrática e mínima norma com relação ao seu valor apurado.

A Tabela 4.8 mostra os valores dos tempos de reparo associados com os tipos de equipamentos, onde:

- i) τ^{min} : é limite inferior para os tempos de reparo dos equipamentos;
- iii) τ^{norm} : é valor do tempo de reparo calibrado via método de mínima norma;
- iv) τ^{quad} : é valor do tempo de reparo calibrado via programação quadrática.

Tabela 4.8: Tempos de reparo mínimo, inicial e calibrados via mínima norma e programação quadrática.

Tipo de componente	τ^{min}	τ^{norm}	τ^{quad}
Religador	3.0000	0.0000	3.0000
Fusível	0.5000	11.6291	6.8605
Chave	1.5000	5.8652	12.8142
Seção do Tronco	2.0000	2.6703	7.9109
Seção das Laterais	2.0000	2.0225	2.0000
Transformadores	3.0000	0.2745	3.0000

A partir da Tabela 4.8, pode-se observar que os tempos de reparo calibrados, via programação quadrática, dos religadores, seções das laterais e transformadores estão nos seus limites mínimos. Contudo, nenhum tempo de reparo calculado pela programação quadrática é infactível, ou seja, menor do que o tempo de chaveamento (1/2 hora). Entretanto, a solução obtida com o método de mínima norma é infactível, pois o tempo de reparo dos religadores (0.0 horas) é menor do que o tempo de chaveamento. Na verdade, um tempo de reparo nulo não é viável na prática para nenhum tipo de equipamento. A incompatibilidade das soluções obtidas via mínima norma na calibração dos tempos de reparo era esperada, pois o método de mínima norma desconsidera o seguinte conjunto de restrições: $\tau_m^{rep} \geq \tau_m^{\min}$ para $m \in \Omega_\theta$. Este resultado demonstra que a qualidade da calibração fornecida pela programação quadrática é também superior aquela associada com a mínima norma com relação à factibilidade das soluções obtidas.

Adicionalmente, a Tabela 4.8 também mostra que o tempo de reparo calibrado via PQ para chaves é elevado (12.8142 horas). Este é resultado pode ser um indicativo de que o modelo de PQ está realizando ajustes desnecessários nas variáveis de decisão (tempos de reparo) para obter reduções na função objetivo (mínimo desvio quadrático entre os valores dos DIC medidos e calibrados). Este efeito tem sido tem sido relatado em diversos estudos de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em sistemas compostos de geração e transmissão, tais como o redespacho de geração para eliminar violações nas restrições (fluxo máximo nos circuitos e limites de tensão nas barras). Nestes estudos, é freqüente encontrar casos nos quais o algoritmo de otimização realiza ajustes em controles em áreas que são eletricamente distantes do local associado com as violações nas restrições [Billinton, 1994], [Romero, 1991]. A presença de ajustes desnecessários no modelo de calibração do DEC/DIC pode ser verificada usando-se o seguinte modelo de otimização:

$$\text{Minimizar } f := (\tau^{rep})^T \tau^{rep} \quad (4.1)$$

Sujeito a:

$$A^{eq} \tau^{rep} = b^{eq} \quad (4.2)$$

$$\tau_m^{rep} \geq \tau_m^{\min} \text{ para } m \in \Omega_\theta \quad (4.3)$$

O problema de otimização (4.1)-(4.3) tem como objetivo obter os menores valores dos tempos de reparo de tal forma que os valores medidos e calculados do DEC sejam iguais. Ou seja, a minimização dos erros entre os valores medidos e calculados do DIC é ignorada. Desta forma, se os tempos de reparo obtidos com a solução de (4.1)-(4.3) forem pequenos, então o valor elevado do tempo de reparo das chaves é realmente devido a ajustes desnecessários do algoritmo de PQ. Em outras palavras, o modelo de otimização (4.1)-(4.3) é um modelo de avaliação da factibilidade do problema de calibração do DIC/DEC, com relação aos tempos de reparo, pois ele determina quais os menores valores dos tempos de reparo dos equipamentos que satisfazem à restrição do DEC. Os valores ótimos dos tempos de reparo associados com a solução de (4.1)-(4.3) são mostrados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9: Tempos de reparo mínimo e calibrados com o modelo (4.1)-(4.3).

Tipo de Componente	τ^{\min}	τ^{quad}
Religador	3.0000	3.0000
Fusível	0.5000	11.5810
Chave	1.5000	5.8409
Seção do Tronco	2.0000	2.6592
Seção das Laterais	2.0000	2.0141
Transformadores	3.0000	3.0000

A partir da Tabela 4.9, pode se observar que os tempos de reparo das chaves (11.5810 horas) são tão elevados quanto os tempos dos fusíveis mostrados na Tabela 4.8 (12.8142 horas). Este resultado é devido ao fato de que a restrição associada com o DEC exige que pelo menos um tempo de reparo associado com os equipamentos seja elevado para que o valor do DEC medido seja igual ao seu respectivo valor calculado. Em outras palavras, pode-se excluir a possibilidade de que os valores elevados dos tempos de reparo tenham sido causados pelo ajuste desnecessário de parâmetros para reduzir a função objetivo. É importante enfatizar que a função objetivo (4.1) é a minimização dos tempos de reparo. Apesar disso, a solução do problema de otimização contém um tempo de reparo com valor elevado. Ou seja, os tempos de reparo elevados são necessários para garantir a factibilidade do modelo de calibração do DIC/DEC. É importante lembrar que as médias históricas simuladas dos índices DEC/DIC usados nos testes foram obtidas com os tempos de reparo altos da Tabela 3.3. Nesta tabela, os tempos de reparo dos transformadores, das chaves seccionadoras e dos religadores são

iguais a 10, 12 e 10 horas, respectivamente. Portanto, faz sentido encontrar tempos elevados após a calibração dos índices DEC/DIC. Na verdade, os maiores tempos de reparo mostrados nas Tabelas 4.8 (12.8142 horas) e 3.3 (12 horas) são muito próximos e estão associados com o mesmo componente, isto é: chaves seccionadoras. Desta forma, os resultados obtidos com o modelo de calibração mostram coerência com os dados simulados.

Finalmente, deve-se mencionar que os índices DEC e DIC são aleatórios. Desta forma, os valores históricos destes índices coletados por uma empresa de distribuição podem estar associados com períodos de baixo desempenho do alimentador (grande número de falhas). Nestes casos, as médias históricas usadas como dados de entrada do modelo de calibração tendem a ser elevadas. Conseqüentemente, os valores calibrados dos tempos de reparo tendem a ser elevados para garantir a compatibilidade entre os resultados do modelo de ACP e os índices históricos associados com baixo desempenho da rede de distribuição. Uma alternativa para contornar este problema, é calibrar os dados de confiabilidade com relação às distribuições de probabilidade dos índices FIC/FEC e DIC/DEC. O ajuste dos dados de confiabilidade com relação a uma distribuição de probabilidade exige uma amostra com grande quantidade de dados. Contudo, tais amostras não são disponíveis nas empresas de distribuição. Esta restrição é devido a mudanças na topologia e número de consumidores dos alimentadores para períodos de estudos longos. Estas mudanças são causadas pelo crescimento natural da carga e pela necessidade de expansão da rede de distribuição para atender a evolução da demanda de energia.

Finalmente, os padrões de esparsidade das matrizes W^r e W^s são mostrados nas Figuras 4.15 e 4.16, respectivamente.

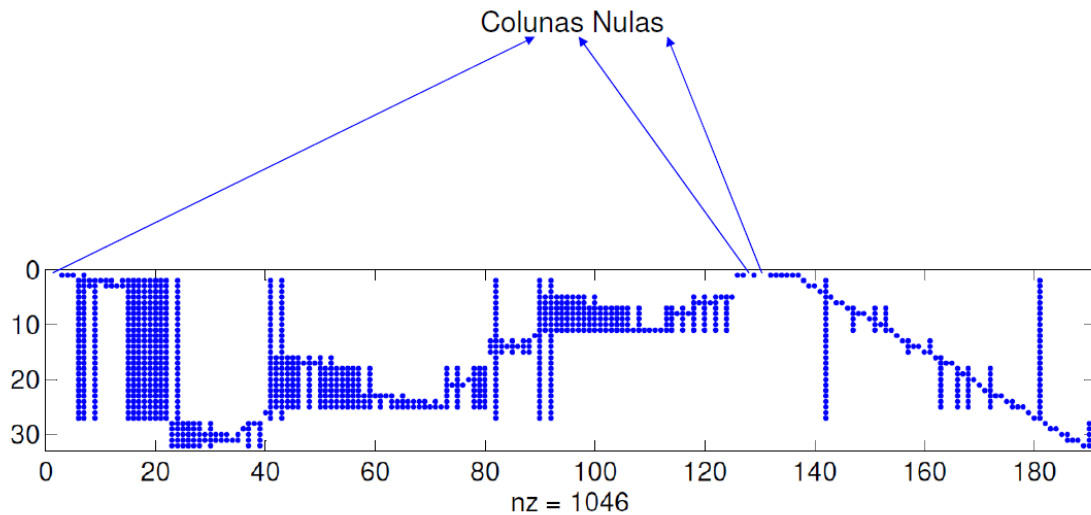


Figura 4.15: Padrão de esparsidade da matriz W^r .

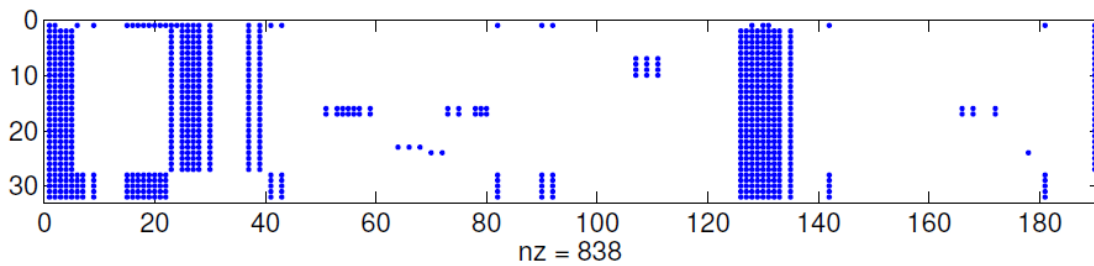


Figura 4.16: Padrão de esparsidade da matriz W^s .

A partir das Figuras 4.15 e 4.16 pode-se observar que a maioria dos elementos das matrizes W^r e W^s são nulos. Por exemplo, os graus de esparsidade das matrizes W^r e W^s são iguais a 82.7961% e 86.2171%, respectivamente. Desta forma, é também possível aplicar técnicas de armazenamento [Brameller, 1976] compacto às matrizes W^r e W^s quando o algoritmo de calibração de tempos de reparo for aplicado em sistemas de grande porte. Adicionalmente, é mostrado na Figura 4.15 que existem algumas colunas nulas na matriz W^r . Ou seja, existem contingências nas quais nenhum ponto de carga possui tempo de restauração igual ao tempo de reparo. Estas contingências estão associadas com falhas em seções no início do alimentador. Estas seções não possuem nenhum ponto de carga entre o local da falta e a fonte e podem ser restauradas através de transferências de carga para alimentadores adjacentes. Por outro lado, há diversas colunas nulas na matriz W^s . Ou seja, colunas nas quais nenhum ponto de carga tem

tempo de restauração igual ao tempo de chaveamento. A maioria destas colunas está associada com faltas nas laterais, pois a maioria das chaves NF está localizada principalmente no tronco do alimentador. Conseqüentemente, não é possível realizar as restaurações à jusante e à montante para diversas contingências em seções das laterais.

4.4) Tempos de Processamento

Os tempos de processamento associados com as principais tarefas realizadas durante a calibração das taxas de falha e dos tempos de reparo são mostrados na Tabela 4.9, onde:

- i) Construção da árvore: identificação do parente e filhos de cada ramo (construção da estrutura de navegação da rede) [Brown, 2009] para realizar buscas à jusante e à montante exigidas durante a análise de uma falta;
- ii) Construção das matrizes W^f , W^r e W^s : identifica os pontos de carga interrompidos por uma falta e também aqueles cujo fornecimento de energia foi restaurado usando restauração à montante, reparo ou transferência de carga;
- iii) PPNL: solução do problema de programação não linear associado com as taxas de falha;
- iv) PPQ: solução do problema de programação quadrática associado com os tempos de reparo.

Tabela 4.10: Tempos associados com as principais tarefas da calibração dos dados de confiabilidade.

Tarefa	Tempo (segundos)	Tempo (%)
Construção da árvore	$4,6875 \times 10^{-02}$	1,1765
Construção das matrizes W^f , W^r e W^s	$1,8750 \times 10^{+00}$	47,0582
PPNL	$1,6563 \times 10^{+00}$	41,5694
PPQ	$4,0625 \times 10^{-01}$	10,1960
Total Geral	$3,9844 \times 10^{+00}$	100,0000

Adicionalmente, a Tabela 4.10 também mostra os tempos de processamento totais associados com a calibração (solução do PPNL e do PPQ) e com a ACP (construção da árvore e das matrizes W^f , W^r e W^s). Os tempos de processamento mostrados nas Tabelas 4.9 e 4.10 foram obtidos usando-se um computador com Intel Core 2 Quad de 2.4 GHz, 3GB de memória RAM e com sistema operacional Windows XP.

Tabela 4.11: Tempos de processamento totais associados com a calibração e com a ACP.

Tarefa	Tempo (segundos)	Tempo (%)
ACP	1,9219	48,2347
Calibração	2,0626	51,7653
TOTAL	3,9844	100,0000

A partir das Tabelas 4.9 e 4.10 pode-se observar que os tempos de processamento exigidos para obter a solução dos modelos de otimização associados com a calibração são relativamente pequenos. Por exemplo, a solução do PPNL associado com a calibração das taxas de falha é realizada em 1.6563 segundos. Além disso, também se conclui que os tempos de processamento da calibração são comparáveis àqueles associados com a ACP. Esta característica é também mostrada no gráfico de pizza da Figura 4.17. Por exemplo, o tempo da calibração é cerca de 52% do tempo total de execução do modelo. Este fato é muito importante, pois permite que a calibração seja utilizada para avaliar as incertezas nos dados (intervalos de confiança) de confiabilidade através do método de “Bootstrap” [Aquino Neto, 2004]. Este método estatístico é computacionalmente intensivo, pois é baseado na reamostragem com reposição da amostra original. É necessário realizar um estudo de calibração, em cada amostra gerada pelo método de “Bootstrap”, para determinar os dados de confiabilidade referentes à amostra sorteada. Desta forma, o custo computacional do algoritmo de calibração deve ser baixo para permitir a estimação das incertezas nos dados de confiabilidade via método de “Bootstrap”.

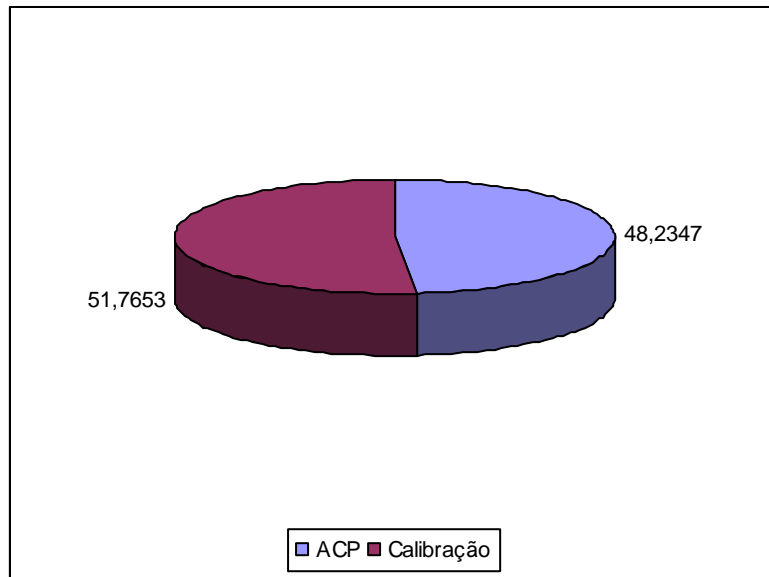


Figura 4.17: Gráfico de pizza dos tempos percentuais referentes a calibração e a ACP

5. Conclusões

5.1 Principais Realizações e Contribuições

O desenvolvimento de modelos, técnicas de cálculo eficientes e algoritmos computacionais para analisar a calibração de dados de confiabilidade em redes de distribuição foram abordados nos capítulos precedentes. A técnica de calibração proposta nesta dissertação explora o desacoplamento entre os problemas de calibração das taxas de falha e tempos de reparo. Este desacoplamento permitiu que o problema de calibração dos dados de confiabilidade fosse resolvido usando-se uma técnica de decomposição baseada na combinação das seguintes técnicas:

- i) Programação não-linear para a calibração das taxas de falha;
- ii) Programação quadrática para a calibração dos tempos de reparo.

Os problemas de programação não-linear e quadrática associados com a calibração dos dados de confiabilidade foram resolvidos usando-se as funções `fmincon` e `quadprog`, respectivamente, do “Optimization Toolbox” do MATLAB.

As principais contribuições deste trabalho, para a calibração de dados de confiabilidade, podem ser resumidas da seguinte forma:

- i) Modelagem explícita dos índices de confiabilidade nodais no modelo de calibração:

Nesta dissertação os valores dos índices FIC e DIC são incluídos de forma explícita nas funções objetivos dos subproblemas de calibração usando-se uma função de erro quadrático entre os valores medidos e calculados destes índices. A modelagem explícita destes índices na função objetivo do problema de calibração é devido ao estabelecimento de penalidades para os índices FIC e DIC pela ANEEL [ANEEL, 2009]. Desta forma, é importante garantir que não haja erros significativos entre os

índices FIC e DIC estimados por modelos de ACP e aqueles apurados pelas empresas de distribuição. Neste contexto, a metodologia proposta nesta dissertação aumenta a precisão dos modelos de ACP no planejamento de redes de distribuição. Conseqüentemente, é possível realizar uma avaliação mais eficiente das técnicas de mitigação de falhas usadas para reduzir as penalidades devido a transgressões nas metas de continuidade;

ii) Igualdade entre os valores calculados e apurados dos índices FEC e DEC

O método proposto em [Brown, 2004] é o único que calibra dados de confiabilidade considerando índices de confiabilidade nodais. Contudo, este método tem duas desvantagens. A primeira é a representação implícita do índice FIC na função objetivo através da minimização do erro χ^2 da distribuição de frequência deste índice. A segunda está associada com o fato de que a minimização do erro χ^2 não garante que o índice FEC estimado pelo modelo de ACP seja igual ao seu respectivo valor apurado. É importante mencionar que a legislação da ANEEL estabelece penalidades somente para os índices FIC e DIC. Todavia, as metas para estes índices são definidas de acordo com os valores dos índices FEC e DEC [ANEEL, 2009]. Desta forma, é também importante assegurar que os valores dos índices FEC e DEC, calculados pelos modelos de ACP, sejam próximos dos seus valores medidos. Nesta dissertação, os erros associados com os índices FEC e DEC após a calibração é nulo devido à utilização de restrições de igualdade nos problemas de otimização associados com os ajustes das taxas de falha e tempos de reparo dos equipamentos. Esta característica aumenta o nível de confiança e a credibilidade dos engenheiros de planejamento com relação aos modelos de ACP baseados nas técnicas de calibração propostas nesta dissertação;

iii) Ajuste dos tempos de reparo considerando índices de confiabilidade nodais

Na referência [Brown, 2004], somente as taxas de falha dos equipamentos são ajustadas considerando índices de confiabilidade nodais, isto é, o FIC. Nesta dissertação a metodologia proposta em [Brown, 2004] é estendida para calibrar os tempos de reparo dos equipamentos considerando a minimização do erro entre os valores estimados e apurados do índice DIC para os pontos de carga. Este erro é minimizado e sujeito as seguintes restrições: valor esperado do DEC é igual a sua média histórica e os tempos de reparo devem ser maiores do que os limites mínimos especificados. Estas restrições e

a minimização do erro quadrático associado com o DIC resultaram em um problema de otimização quadrática que foi resolvido usando-se técnicas de programação matemática convencionais.

5.2 Aplicações Práticas

A aplicação dos conceitos e técnicas propostos para a calibração de dados de confiabilidade em redes de distribuição foi apresentada no Capítulo 4. Estas aplicações práticas foram realizadas através de estudos em um alimentador denominado 01C5 da subestação Forquilha pertencente à Companhia Energética do Maranhão - CEMAR. As principais conclusões obtidas com os resultados dos testes podem ser resumidas da seguinte forma:

- i) A calibração das taxas de falha via técnicas de programação não-linear reduziu significativamente os erros entre os valores calculados e apurados do índice FIC;
- ii) Os valores ajustados dos parâmetros do modelo exponencial da taxa de falha resultaram em funções crescentes, isto é, equipamentos que estão operando nas piores condições têm as maiores taxas de falha e vice-versa;
- iii) A solução do problema de otimização associado com as taxas de falha dos equipamentos tem significado físico, ou seja, não foram encontradas taxas de falha nulas ou negativas;
- iv) Todos os modelos de otimização usados na calibração conseguiram obter soluções nas quais os valores calculados dos índices sistêmicos (FEC e DEC) são iguais aos seus valores medidos (apurados);
- v) A calibração dos tempos de reparo, via métodos de mínima norma e programação quadrática, obteve uma diminuição significativa nos erros entre os valores calculados e medidos do índice DIC;

vi) Os erros associados com o índice DIC gerados pelo método de mínima norma são maiores do que aqueles produzidos pela programação quadrática, ou seja, a programação quadrática é a técnica mais adequada para a calibração dos tempos de reparo;

vii) A solução obtida pelo método da mínima norma pode ser incompatível, pois este método não considera limites inferiores para os tempos de reparo;

viii) É possível aplicar o método proposto em sistemas de grande porte devido a esparsidade das matrizes W^f , W^r e W^s , em outras palavras, os requisitos de memória para armazenar as matrizes W^f , W^r e W^s não limitam a utilização das técnicas de calibração propostas em alimentadores com um grande número de componentes.

5.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

O tema principal desta dissertação foi a Calibração de Dados de Confiabilidade em redes de distribuição de energia elétrica. O futuro da pesquisa neste assunto concentra-se no desenvolvimento de modelos e técnicas computacionais para simular de forma mais precisa a resposta da rede de distribuição às falhas nos componentes. Algumas sugestões para trabalhos futuros são descritas abaixo:

i) Modelagem de coordenação das proteções no modelo de ACP

Os principais aspectos associados com a modelagem da coordenação das proteções na ACP são: o cálculo das correntes de falta e as curvas de tempo versus corrente dos dispositivos de proteção (religadores, disjuntores e fusíveis). Estes aspectos permitem identificar faltas que não são eliminadas pelo dispositivo de proteção ideal, isto é, o primeiro dispositivo de proteção no caminho entre a falta e a fonte. Nestes casos, o número de consumidores interrompidos por uma falta pode ser maior do que aquele associado com a atuação da proteção ideal. Desta forma, a modelagem das coordenações das proteções permitirá uma estimativa mais precisa dos índices FIC e FEC;

ii) Inclusão dos tempos de deslocamento e manobra no processo de restauração

O modelo de ACP usado nesta dissertação considera que os tempos de restauração à montante e a jusante da falta são iguais ao tempo de chaveamento. Contudo, é possível considerar os tempos de deslocamentos das equipes no processo de restauração usando o sistema de coordenadas GIS disponível nos bancos de dados das equipes de distribuição. Esta informação pode ser usada para estimar a distância percorrida por uma equipe e o seu tempo de deslocamento (conhecendo-se a sua velocidade média) durante o processo de restauração. Adicionalmente, os processos de restauração à jusante e a montante da falta são geralmente realizados de forma seqüencial. Devido a isto, os tempos de restauração dos consumidores à jusante da falta devem ser maiores do que aqueles associados com os consumidores à montante da falta. Este aspecto pode ser considerado na ACP incrementando-se os tempos de restauração dos consumidores por intervalo de tempo associado com a duração das manobras, isto é, o tempo de abertura e/ou fechamento das chaves. Desta forma, os modelos de ACP propostos nesta dissertação devem ser expandidos para considerar os tempos de deslocamento das equipes e de manobra dos dispositivos de chaveamento;

iii) Desenvolvimento de expressões analíticas para as derivadas parciais usadas pelos algoritmos de otimização aplicados na calibração das taxas de falha

O problema de programação não-linear, associado com a calibração das taxas de falha, foi resolvido usando-se o método de Programação Quadrática Seqüencial da função `fmincon` do MATLAB. Contudo, esta função tem outros algoritmos disponíveis para resolver problemas de programação não-linear, tais como Método de Pontos-Interiores. Na referência [Nocedal, 2006] é relatado que em muitos casos (mas nem sempre), o método de Pontos-Interiores supera os Métodos de Conjunto Ativo, tais como a Programação Quadrática Seqüencial, na solução de problemas de programação não-linear de grande porte. Entretanto, o método de Pontos-Interiores não tem bom desempenho quando as derivadas parciais, usadas pelo algoritmo de otimização, são calculadas através de técnicas de diferenças finitas. Desta forma, a derivação de expressões analíticas para as derivadas parciais (gradiente da função objetivo, matriz jacobiana das restrições, matriz hessiana da função objetivo, etc.) permite identificar

qual método de programação não-linear (Programação Quadrática Sequencial ou Pontos-Interiores) é mais adequado para a calibração das taxas de falha.

6. Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2009, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, Acesso em: 13 maio 2010.

Aquino Neto, N. S., Rodrigues, A. B. e da Silva, M. G., 2004, “Avaliação da Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais: Calibração de Parâmetros e Estimação de Incertezas Associadas com Índices de Confiabilidade”, XV Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2004), Gramado, Brasil, [CD ROM].

Billinton, R., Allan, R. N., 1992, Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques, Plenum Press.

Billinton, R. and Li, W., 1994, “Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods”, Plenum Press.

Billinton, R. e Allan, R. N., 1996, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, 2ª edição.

Brameller, A., Allan, R. N. and Hamam, Y. M., 1976, “Sparsity – Its Applications to Systems Analysis”, Pitman Publishing.

Byrd, R. H., Nocedal, J. e Waltz, R. A., 2006, “KNITRO: An Integrated Package for Nonlinear Optimization”, Large-Scale Nonlinear Optimization, G. di Pillo and M. Roma, eds, Springer-Verlag, pp. 35-59.

Brown, R. E. e Ochoa, J. R., 1998, “Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, Nº 2, pp. 704-709.

Brown, R. E., 2002, “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker.

Brown, R. E., Frimpong, G. e Lee Willis, H., 2004, “Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, Nº 2, pp. 782-787.

da Silva, M. G., Rodrigues, A. B., de Castro, C. L. C., Neto, A. C., Moutinho, E. A., Neto, N. S. A., Cavalcante, A. B., 2007, “An Application of Predictive Reliability Analysis Techniques in Brazil’s Northeast Distribution Network”, International Journal in Electrical Power and Energy Systems, Vol. 29, Nº 2, pp. 155-162.

Gedemer, C., 2002, “Reliability Simulation Shows Results”, IEEE Computer Applications in Power, Vol. 15, Nº 3, pp. 39-43.

Guimarães, A. C. R., 2006, “Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNIFEI, Itajubá.

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 1997, “Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book)”, IEEE Std. 493-1997.

Ilic, M., Galiana, F. D. and Fink, L., 1998, “Power System Restructuring”, Kluwer Academic Publishers.

Kagan, N., Oliveira, C. C. B. e Robba, E. J., 2005, “Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Edgard Blücher.

Leite da Silva, A.M., Schmitt, W. F., Cassula, A. M. e Sacramento, C. E., 2005, “Analytical and Monte Carlo Approaches to Evaluate Probability Distributions of Interruption Duration”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, Nº 3, pp. 1341-1348.

Monticelli, A. J., 1999, “State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach”, Kluwer Academic Publishers.

Moutinho, E. A., da Silva, M. G. e Rodrigues, A. B., 2005, “Análise Probabilística de Penalidades Resultantes de Violações nas Metas para Índices de Continuidade em Redes de Distribuição”, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XVIII SNPTEE), Curitiba, Brasil, [CD ROM].

Nocedal, J. e Wright, S., 2006, “Numerical Optimization”, Springer.

Romero, S. P., 1991, “Desenvolvimento de um Algoritmo de Linearizações Sucessivas para Estudos de Confiabilidade em Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro.

Short, T., 2004, “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press.

The Mathworks, 2010, “Optimization Toolbox™ 5”, User’s Guide.

Vanderbei, R. J. e Shanno, D. F., 1999, “An Interior-Point Algorithm for Nonconvex Nonlinear Programming”, Computational Optimization and Applications, Vol. 13 , Nº 1-3, pp. 231 – 252.

Wächter, A. e Biegler, L. T., 2006, “On the Implementation of an Interior-Point Filter Line-Search Algorithm for Large-Scale Nonlinear Programming”, Mathematical Programming, Vol. 106, Nº 1, pp. 25-57.

Ferreira, Márcio André Nazareno

Calibração De Dados Para Estudos De Confiabilidade Em Redes De Distribuição: Modelagem Da Condição Dos Equipamentos E Dos Índices De Continuidade Nodais / Márcio A. Nazareno Ferreira. – São Luís, 2010.

100 f. : il.

Orientadora: Maria Guia da Silva

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2010.

1. Energia Elétrica – Redes de distribuição 2. Energia Elétrica – Confiabilidade 3. Calibração 4. Programação não-linear 5. Programação quadrática

CDU 621.311.1