TESE
1187

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

AVALIAÇÃO INTEGRADA DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO BASEADA EM SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

AGNELO MAROTTA CASSULA

JUNHO DE 2002
ITAJUBÁ - M G - BRASIL

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
UNIFEI

AVALIAÇÃO INTEGRADA DA CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO BASEADA EM SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

AGNELO MAROTTA CASSULA

UNIVERSIDADE FEDERAL DE
Biblioteca
MAUÁ
BIM
UNIFEI

TESE DE DOUTORADO

INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIFEI

Como requisito para obtenção do título de

Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

JUNHO DE 2002

ITAJUBÁ - MG - BRASIL

CLASS. 621.315.004.15(043.2)
CUTT. C343a
TOMBO. 1187

Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei 10435, de 24 de abril de 2002

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

A Comissão Examinadora nomeada pela Portaria nº 171, de 14 de junho de 2002, cumpridas todas as etapas da Sessão de Defesa de Tese previstas no Regulamento do Curso de Doutorado em Engenharia Elétrica, se posiciona favoravelmente à "Aprovação" da Tese de Doutorado intitulada: **"Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica"** e emite instrução para que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, tome as providências necessárias junto ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) para a expedição do título de **Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica**, na **Área de Concentração de Sistemas Elétricos de Potência**, desde que atendidas as demais exigências regimentais, a **Agnelo Marotta Cassula.**

Itajubá, 17 de Junho de 2002.

Albert Cordeiro Geber de Melo
1º Examinador – CEPEL

Luiz Antônio da Fonseca Manso
2º Examinador – Univ. Fed. De São João Del Rei

Prof. Renato de Aquino Faria Nunes
3º Examinador – UNIFEI

Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva
4º Examinador – UNIFEI

Prof. Armando Martins Leite da Silva
5º Examinador – UNIFEI – (Orientador)

Prof. Robson Celso Pires
Presidente – UNIFEI

Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Reconhecida Lei 3232 - 05/01/1917

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

Título da Tese: **"Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica"**

Autor: **Agnelo Marotta Cassula**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	AHH

Resultado : A = aprovado

Observações: _____

Itajubá, 17 de junho de 2002.

Albert Cordeiro Geber de Melo
1º Examinador - CEPEL

Luiz Antônio da Fonseca Manso
2º Examinador – Univ. Fed. De São João Del Rei

Renato de Aquino Faria Nunes
3º Examinador – UNIFEI

Alexandre Pinto Alves da Silva
4º Examinador – UNIFEI

Armando Martins Leite da Silva
5º Examinador – UNIFEI (Orientador)

Robson Celso Pires
6º Examinador – UNIFEI (Presidente da Banca)

Dedico esta Tese à minha família

Agradecimentos

- Agradeço ao Prof. Leite da Silva, que com seu vasto conhecimento técnico sempre sanava as dúvidas com muita clareza e paciência. Também agradeço ao ser humano Armando, que nos momentos mais difíceis sempre proferia uma palavra amiga, dando o incentivo necessário para realimentar o ânimo. Enfim, o relacionamento entre mestre e discípulo continuará existindo, porém, tenho a certeza que o vínculo estabelecido vai além do plano profissional, firmando uma amizade sincera e duradoura.

- Ao CNPq, que com seu apoiou financeiro me proporcionou a tranqüilidade necessária para uma dedicação exclusiva no desenvolvimento desta Tese. A UNIFEI, que me acolheu e disponibilizou suas instalações.

- Ao todos que, de alguma maneira, me incentivaram e ajudaram, através de um auxílio técnico, uma palavra de conforto ou apenas por um sorriso amigo. Em especial, agradeço aos amigos do GESis. Entretanto, não posso deixar de mencionar Luiz Manso e Agnaldo Reis, pela paciência e apoio técnico.

- Agradeço à minha esposa, Luciana, pela paciência e compreensão nas horas difíceis. Agradeço à minha mãe, por todo o apoio concedido, sempre me estimulando, sem que houvesse algum tipo de cobrança. Um agradecimento especial ao meu pai que, mesmo sem poder falar, muito me ensinou.

- A Deus.

Resumo

O objetivo principal desta Tese é proporcionar uma avaliação integrada da confiabilidade, que inclua os efeitos da geração, transmissão e distribuição, onde será possível investigar o caminho percorrido pela energia desde sua fonte até o consumidor final. Obtém-se, portanto, uma informação mais detalhada sobre a causa das interrupções experimentadas pelos consumidores. Com este intuito, é desenvolvida uma metodologia baseada na teoria dos conjuntos mínimos de corte e no método de simulação Monte Carlo cronológico. Através desta análise é possível obter, além dos valores médios, as distribuições *empíricas* de probabilidade, que fornecem informações importantes a respeito do comportamento estatístico dos índices de confiabilidade, tal como o risco de exceder determinados limites.

Para que a metodologia proposta recriasse com maior precisão as condições operativas dos sistemas elétricos, é desenvolvido um algoritmo capaz de capturar variações temporais de carga. Também com este intuito, é aperfeiçoado o modelo de cálculo do tempo de chaveamento, onde será incluída uma característica importante deste conceito. Outro aspecto considerado, é a restrição de transferência de carga tendo em vista a capacidade dos equipamentos envolvidos. Devido à atuação da proteção e a possibilidade de chaveamentos, transfere-se parte das cargas interrompidas para um outro alimentador do sistema, assim, diminui a duração da interrupção percebida por estes consumidores. Entretanto, deve-se verificar se esta transferência não irá acarretar algum dano para o sistema. A maioria dos *softwares* que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, apenas utiliza o critério da continuidade, não considerando nenhuma restrição devido à capacidade máxima de carregamento.

Durante a aplicação do algoritmo desenvolvido em sistemas reais, deparou-se com algumas limitações computacionais. Para solucionar este inconveniente, é desenvolvido um método que decompõe o sistema de distribuição em vários outros subsistemas menores, onde as análises são viabilizadas sem acarretar prejuízo para o resultado final. A metodologia proposta é testada em um conjunto de dois sistemas conectados: IEEE-RTS para geração e transmissão e IEEE-RBTS para distribuição. Também são realizadas avaliações em um sistema de distribuição típico da CEMIG (Cia. Energética de Minas Gerais), onde os resultados e suas potenciais aplicações para o novo cenário competitivo dos sistemas elétricos são discutidos.

Abstract

The main goal of this thesis is to provide an integrated reliability evaluation, which includes generation, transmission and distribution effects, and enables the investigation of the energy path from its source to the end consumer. Therefore, by performing such global analysis, more detailed information can be obtained about the cause of interruptions experienced by consumers. To this end, a methodology is developed based on the theory of minimal cut sets and on a chronological Monte Carlo simulation. From that analysis, it is possible to obtain not only the mean values but also the probability distributions, which provide important information about the statistical profile of reliability indices, such as the risk of exceeding specific limits.

For more accuracy concerning the power systems operation conditions, a model is developed that can capture load time variations. With the same objective, the method of switch time calculation will be improved, including an important characteristic of this concept. Another aspect to be considered is the load transfer constraints bearing in mind the maximum equipment capacity. Due to the protection action and the possibility of switching, the shed loads are transferred to another feeder of the system, thus, reducing the interruption time perceived by these consumers. It is necessary, however, to verify if the amount load to be transfer will cause damage to the system. Most distribution network reliability softwares account for continuity criterion only, not considering constraint due to the equipment capability.

Bearing in mind large-scale distribution networks, some computational drawbacks have been found during the methodology implementation. To solve those problems, a new technique is developed which splits the distribution network into smaller subsystems, where the analyses are performed, without affecting the final results. The proposed technique is applied to the IEEE-RTS, which represents the generation and distribution system, connected with the IEEE-RBTS, which represents the distribution system. The evaluations are also carried out in a typical CEMIG (Cia. Energética de Minas Gerais) distribution system, and the results including potential applications to the new power system competitive environment are discussed.

ÍNDICE

Agradecimentos ii
Resumo iii
Abstract iv
Lista de Figuras viii
Lista de Tabelas x
Lista de Abreviaturas e Símbolos xii

1 Introdução 1
1.1 Considerações Gerais 1
1.2 Estado da Arte 7
1.3 Estrutura da Proposta de Tese 14

2 Confiabilidade do NH3 – Metodologia Analítica 16
2.1 Introdução 16
2.2 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição 17
2.2.1 Técnicas de avaliação 17
2.2.2 Índices de desempenho 18
2.3 Representação das Falhas de G&T 19
2.3.1 Parâmetros que caracterizam as falhas de G&T 20
2.3.2 Representação das políticas de corte de carga 21
2.4 Avaliação Integrada da Confiabilidade 23
2.4.1 Sistema básico de teste 23
2.4.2 Análise NH3 26
2.5 Influência da Política de Corte de Carga 29
2.5.1 Otimização da política de corte de carga 30
2.5.2 Otimização para pontos de carga 33
2.6 Conclusões 36

3 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição - Simulação Cronológica 38

3.1 Introdução 38
3.2 Simulação Monte Carlo Cronológica 40
3.3 Simulação Cronológica Aplicada em Sistemas de Distribuição 40
3.4 Procedimento para Simulação Seqüencial 42
3.4.1 Representação cronológica 43
3.5 Índices de Desempenho 45
3.6 Convergência da SMC Cronológica 49
3.7 Comparação entre os Métodos Analítico e SMC 50
3.8 Comparação entre os Métodos Considerando Variação na Carga 54
3.9 Benefícios do Método SMC Cronológico 56
3.9 Benefícios do Método SMC Cronológico 56
3.10 Conclusões 61

4 Aspectos Importantes na Modelagem de Sistemas de Distribuição 62

4.1 Introdução 62
4.2 Topologia dos Sistemas de Distribuição 64
4.3 Revisão do Conceito do Tempo de Chaveamento 65
4.4 Decomposição de Sistemas de Grande Porte 69
4.5 Distribuição de Probabilidade para o FEC e DEC 77
4.6 Influência da Restrição de Transferência de Carga 82
4.7 Conclusões 87

5 Confiabilidade do NH3 – Simulação Cronológica 88

5.1 Introdução 88
5.2 Compatibilização do Histórico de G&T 89
5.3 Inclusão das Falhas de G&T no Sistema de Distribuição 92
5.4 Avaliação NH3: Simulação Cronológica 95
5.5 Avaliação NH3 Analítica com Falhas G&T Cronológicas 99
5.6 Influência da Superposição de Falhas 103
5.7 Aplicação em um Caso Real 104
5.8 Conclusões 111

6 Conclusões **113**

6.1 Principais Contribuições 113

6.2 Proposta de Trabalhos Futuros 119

A Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2 **121**

A.1 Introdução 121

A.2 Dados de Confiabilidade 121

A.3 Diagrama Unifilar 123

B Sistema Teste para Convolução **124**

B.1 Introdução 124

B.2 Dados de Confiabilidade 124

B.3 Diagrama Unifilar 125

Referências **126**

LISTA DE FIGURAS

1.1 Comparação de sistemas com distribuições de probabilidade diferentes.. 5
1.2 Níveis Hierárquicos do Sistema de Potência..... 6

2.1 Rede Equivalente de Confiabilidade..... 17
2.2 Rede que Representa a Política de C.C. da Tabela 2.2..... 22
2.3 Sistema Elétrico de Potência Total - NH3..... 24
2.4 Sistema Elétrico de Potência Simplificado..... 25
2.5 Variação da LOLC do Sistema em Relação à Política de Corte de Carga. 32
2.6 Variação do Índice FEC em Relação à Política de Corte de Carga..... 33
2.7 Variação da LOLC do P.C. 1 em Relação à Política de Corte de Carga.... 34
2.8 Variação do FIC do P.C. 1 em Relação à Política de Corte de Carga..... 35

3.1 Diagrama do Espaço de Estados de um Componente..... 41
3.2 Histórico de Operação/Reparo de um Componente..... 41
3.3 Histórico de Funcionamento/Interrupção de um Ponto de Carga..... 42
3.4 Ilustração da Função Teste que representa o índice EENS..... 47
3.5 Distribuição da Energia Durante a Ocorrência de uma Falha..... 49
3.6 Convergência do índice FEC..... 51
3.7 Convergência do índice EENS..... 51
3.8 Convergência do FIC do LP 1..... 52
3.9 Convergência da EENS do LP 1..... 52
3.10 Convergência do FIC do LP 14..... 52
3.11 Convergência da EENS do LP 14..... 52
3.12 Distribuição de Probabilidade do índice FEC..... 57
3.13 Distribuição de Probabilidade do DEC..... 57
3.14 Distribuição de Probabilidade do índice EENS..... 58
3.15 Distribuição de Probabilidade do índice FIC para o Ponto de Carga 1..... 59
3.16 Distribuição de Probabilidade do índice DIC para o Ponto de Carga 1..... 59
3.17 Distribuição de Probabilidade do índice EENS para o Ponto de Carga 1.. 60
3.18 Distribuição de Probabilidade do índice DMIC para o Ponto de Carga 1... 60

4.1 Topologia dos Sistemas de Distribuição..... 64
4.2 Representação do Espaço de Estados para um Ponto de Carga Interrompido.... 67
4.3 Representação do Tempo Tint: Interrupção Percebida em um Ponto de Carga.. 68
4.4 Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra2..... 70
4.5 Sistema RBTS Barra2 Decomposto por Alimentador..... 72
4.6 Sistema Elétrico de Papagaios..... 73
4.7 Ramal 1 do Sistema Elétrico de Papagaios..... 74
4.8 Ramal 2 do Sistema Elétrico de Papagaios..... 74
4.9 Ramal 3 do Sistema Elétrico de Papagaios..... 74
4.10 Ramal 4 do Sistema Elétrico de Papagaios..... 75
4.11 Sistema Teste para Cálculo da fdp's dos Índices de Confiabilidade..... 78
4.12 Índice FEC Obtido Através de Avaliação do Sistema Completo..... 80
4.13 Índice FEC Obtido Através de Convolução..... 80
4.14 Índice DEC Obtido Através de Avaliação do Sistema Completo..... 81
4.15 Índice DEC Obtido Através de Convolução..... 81

5.1 Histórico de Falhas de G&T Agrupadas em Relação aos Ramais..... 91
5.2 Superposição de Falhas G&T e Distribuição..... 93
5.3 Histórico de Falhas de G&T Agrupadas em Relação aos Ramais..... 99
5.4 Rede G&T Equivalente..... 100
5.5 Convergência do índice FIC do Ponto de Carga 3..... 106
5.6 Convergência do índice DIC do Ponto de Carga 3..... 107
5.7 Distribuição de Probabilidade do índice FIC para o Ponto de Carga 3..... 108
5.8 Distribuição de Probabilidade do índice DIC para o Ponto de Carga 3..... 108
5.9 Distribuição de Probabilidade da duração das interrupções..... 109
5.10 Distribuição de Probabilidade do Índice FEC para o Sistema de Papagaios..... 110
5.11 Distribuição de Probabilidade do Índice DEC para o Sistema de Papagaios..... 110

A.1 Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra2..... 123

B.2 Sistema Teste para Convolução..... 125

LISTA DE TABELAS

2.1 Intervalo de Potência dos Componentes G&T..... 20
2.2 Política de Corte de Carga..... 22
2.3 Parâmetros dos Componentes G&T- Carga Pico..... 26
2.4 Potência Pico dos ramais e Política de C.C..... 26
2.5 Índices para Pontos de Carga em Carga Pico..... 27
2.6 Índices do Sistema para Carga Pico..... 28
2.7 Índices do Sistema para Carga Média..... 28
2.8 Variação dos Índices de Sistema para Diferentes Políticas de Corte de Carga..... 31
2.9 Variação dos Índices do Ponto de Carga 1 para Diferentes Políticas de Corte de Carga..... 34

3.1 Resultados Analíticos e SMC para os Pontos de Carga..... 53
3.2 Resultados Analíticos e SMC para o Sistema..... 53
3.3 EENS para Métodos com Carga Constante e Carga Variando..... 55

4.1 Erro Relativo da Duração da Interrupção..... 69
4.2 Comparação entre os Métodos para os Índices de Ponto de Carga.... 76
4.3 Comparação entre os Métodos para os Índices de Sistema..... 76
4.4 Índices FEC e DEC Individuais para o Sistema da Figura 4.11..... 78
4.5 Influência da Restrição de Transferência nos Índices de Pontos de Carga... 85
4.6 Influência da Restrição de Transferência nos Índices de Sistema..... 85

5.1 Histórico das Falhas de G&T..... 89
5.2 Potência dos Ramais e Política de Corte de Carga..... 90
5.3 Histórico Padronizado da Falhas de G&T..... 90
5.4 Avaliação SMC cronológica NH3: Índices de Ponto de Carga..... 96
5.5 Avaliação SMC cronológica NH3: Índices de Sistema..... 96
5.6 Índices Individualizados para Pontos de Carga: Carga Pico..... 97
5.7 Índices de Pontos de Carga: Carga Pico e Taxas de Falha x10..... 98
5.8 Parâmetros dos Componentes G&T Fictícios: Carga Pico..... 101

5.9 Avaliação NH3 Analítica: Índices de Ponto de Carga..... 102
5.10 Avaliação NH3 Analítica: Índices de Sistema..... 102
5.11 Comparação entre avaliações NH3: SMC, Analítico e Soma Individual... 103
5.12 Resultados Analíticos e SMC para os Pontos de Carga..... 105
5.13 Resultados Analíticos e SMC para o Sistema..... 105

A.1 Tipos de Alimentador..... 121
A.2 Dados do Consumidor..... 122
A.3 Dados por Ramal..... 122
A.4 Dados de Confiabilidade para os Componentes..... 122

B.1 Dados de Confiabilidade..... 124
B.2 Dados de Carga..... 125

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ANEEL : Agência Nacional de Energia Elétrica

G&T : Geração e Transmissão

SMC : Simulação Monte Carlo

UC : Custos unitários (*unit cost*)

NH : Níveis Hierárquicos

NH0 : Nível Hierárquico 0 (considera somente o sistema energético)

NH1 : Nível Hierárquico 1 (considera somente a geração)

NH2 : Nível Hierárquico 2 (considera a geração e transmissão)

NH3 : Nível Hierárquico 3 (considera geração, transmissão e distribuição)

λ : Taxa média de falha de um componente [falhas/ano]

U : Indisponibilidade média anual de um componente [horas/ano]

r : Tempo médio de reparo de um componente [horas]

MTTR : Tempo médio de reparo de um componente (*Mean Time To Repair*) [horas]

LOLP : Probabilidade da Perda de Carga (*Loss of Load Probability*)

LOLC : Custo de interrupção ou Custo da Perda de Carga (*Loss of Load Cost*) [$/ano]

FIC : Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [falhas/ano]

DIC : Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [horas/ano]

DMIC : Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora [horas]

FEC : Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [Interrupções/consumidor ano]

DEC : Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [horas/consumidor ano]

EENS : Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]

ENSC : Energia Esperada Não Suprida por Consumidor [kWh/consumidor ano]

CC_{GT} : Quantidade de carga a ser cortada no sistema de distribuição devido a falhas nos sistemas de geração e transmissão [kW]

f : Freqüência de falha [falhas/ano]

f_{inc} : Freqüência incremental [falhas/ano]

TTF : Tempo até a falha ou tempo de funcionamento (*Time To Failure*)

TTR : Tempo de reparo ou tempo de reposição (*Time To Repair ou Time To Replace*)

TTI : Tempo até a interrupção (*Time To Interruption*)

IT : Tempo da interrupção (*Interruption Time*)

β : Coeficiente de variação [%]

Tr : Tempo de reparo

Ts : Tempo de chaveamento

μ_r : Taxa de reparo

μ_s : Taxa de chaveamento

Tint : Duração da interrupção percebida pelo consumidor

fdp : Função densidade de probabilidade

$\Delta\%$: Erro relativo [%]

$*$: Indica convolução entre duas funções densidade de probabilidade

N/F : Normalmente fechado

N/A : Normalmente aberto

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Gerais

Sistemas elétricos desempenham uma função importante na sociedade moderna por fornecerem um meio de larga escala na conversão, transporte e distribuição da energia elétrica. A reestruturação do setor elétrico brasileiro está acarretando drásticas e importantes modificações. Na distribuição de energia elétrica, a grande maioria das companhias foram privatizadas, surgiu o agente comercializador e o mercado deixou de ser monopolizado para ser competitivo. Os serviços fornecidos aos consumidores foram regulamentados com exigências de atendimento definidas por novos parâmetros, colocando as distribuidoras sob intensa fiscalização.

A busca de condições de infra-estrutura adequada para a inserção de determinados produtos no mercado globalizado e extremamente competitivo, faz com que alguns consumidores demandem uma maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Neste novo cenário, a tarifa que o consumidor está disposto a pagar, para obter uma confiabilidade maior, está diretamente relacionada aos custos de interrupção proporcionados pelas falhas no sistema de potência. Existem consumidores que estão dispostos a pagar mais para receber uma confiabilidade maior, e outros que preferem uma redução na tarifa mesmo que isso implique em uma menor confiabilidade.

Estes dois aspectos, economia e confiabilidade, normalmente são conflitantes, e estabelecer um equilíbrio que satisfaça as partes interessadas se tornou o grande desafio para os que trabalham nesta área. Normalmente, este equilíbrio é

estabelecido por agências reguladoras, que são órgãos independentes responsáveis por definir os níveis de confiabilidade e fiscalizar o desempenho das companhias elétricas, aplicando as penalidades impostas pela lei. No Brasil, este órgão é a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Com o objetivo de adequar a legislação ao novo modelo de mercado, recentemente, em 28 de janeiro de 2000, foi editada a Resolução Nº 24 da ANEEL, que entrou em vigor em janeiro de 2001. Este documento trata da avaliação e controle da continuidade da distribuição de energia elétrica no Brasil. Entre várias e importantes mudanças, a Resolução cria novos indicadores para aferição da continuidade, para os quais estabelece padrões e metas a serem cumpridos pelas concessionárias, obriga-as a informar claramente os consumidores sobre os valores verificados no mês anterior e, ainda, estabelece multas, algumas delas com valores significativos, atribuídas pelo não-cumprimento das metas, além de várias outras obrigações.

Para se adequar a esta nova realidade, os sistemas de distribuição deverão ser simulados através de ferramentas computacionais, com o intuito de avaliar de forma *preditiva* o desempenho das redes. Com isso, pretende-se evitar que um nível fora de padrão seja percebido de forma tardia e, assim, causar inconveniências para os consumidores e levar as empresas a sofrerem multas por parte do órgão regulador. A finalidade das ferramentas computacionais é recriar situações próximas da realidade operativa dos sistemas, incluindo com precisão os aspectos mais relevantes dos sistemas de proteção.

Além das possibilidades de chaveamentos, o modelo deve incluir uma característica muito comum encontrada na prática, que é a restrição de transferência de carga devido à capacidade dos equipamentos envolvidos. A maioria dos algoritmos que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, apenas utilizam o critério da continuidade, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. O principal fator que contribui para uma maior ou menor influência da restrição de transferência de carga é a configuração dos sistemas de distribuição.

Uma nova metodologia para avaliar a confiabilidade considerando o efeito da restrição de transferência de carga nos sistemas de distribuição será apresentada.

Durante o processo de implementação do algoritmo desenvolvido em aplicações utilizando sistemas reais, deparou-se com algumas restrições devido à dimensão e complexidade da malha de conectividade das redes de distribuição. O tempo computacional gasto nas avaliações torna-se muito elevado e, em muitos casos, a capacidade de memória dos computadores é insuficiente para realizar as análises. Para que o programa de confiabilidade possa também avaliar sistemas de grande porte, foi desenvolvida uma metodologia que decompõe o sistema de distribuição em vários outros subsistemas menores. Com isso, a avaliação é realizada nestas subseções do sistema original, sem que ocorra prejuízo para os resultados finais, como será demonstrado posteriormente.

O sistema de distribuição é o segmento do sistema elétrico de potência que interliga os sistemas de grande porte (G&T - geração e transmissão) com os consumidores finais. Falhas no sistema de distribuição tendem a ocasionar efeitos muito localizados e, portanto, existe a percepção que estas falhas não contribuem significativamente para a ineficiência do fornecimento global de energia. Análises estatísticas realizadas pelas concessionárias de energia sobre falhas nos consumidores, demonstram que os sistemas de distribuição são responsáveis pela maior parte das contribuições individuais que acarretam indisponibilidade de fornecimento [BA94]. Além disso, embora um determinado reforço ou um novo esquema de proteção em sistemas de distribuição tenha um custo relativamente pequeno, coletivamente os investimentos podem atingir níveis significativos. Estas estatísticas reforçam a necessidade de avaliar índices de desempenho e determinar o valor da confiabilidade nos sistemas de distribuição.

As técnicas utilizadas na avaliação de sistemas de potência podem ser divididas em duas categorias principais: métodos enumeração de estados (conhecidos como analíticos) e métodos de simulação Monte Carlo (SMC). As técnicas analíticas foram amplamente desenvolvidas e têm sido utilizadas em aplicações práticas por várias décadas. Estes métodos representam o sistema através de modelos matemáticos

que calculam os índices de confiabilidade enumerando todas as possíveis contingências. A utilização de equações matemáticas exatas pode tornar o cálculo muito complexo, e aproximações podem ser necessárias quando o sistema for constituído por muitos elementos. Uma série de técnicas de aproximações têm sido desenvolvidas para simplificar estes cálculos. Técnicas analíticas são normalmente utilizadas para avaliar valores médios, que representam a primeira referência na avaliação dos índices de confiabilidade. Contudo, os valores médios não fornecem nenhuma informação sobre a dispersão de todos os possíveis valores que constituem a distribuição estatística dos índices.

A simulação Monte Carlo pode ser divida em métodos cronológicos (ou seqüenciais), não-cronológicos (ou não-seqüenciais) e, mais recentemente, em métodos pseudo-cronológicos (ou pseudo-seqüenciais). Através do método SMC cronológico é possível obter as distribuições empíricas de probabilidade, que fornecem uma representação detalhada da variação dos índices e informações importantes sobre os riscos envolvidos. Embora existam situações pouco prováveis, a ocorrência de um destes resultados pode acarretar sérias avarias para o sistema. Estas eventualidades, que são passíveis de ocorrer na prática, podem ser negligenciadas se somente valores médios são avaliados.

Em uma avaliação da confiabilidade que considere apenas o valor médio, pode haver a percepção que os dois sistemas mostrados na Figura 1.1 sejam idênticos, pois possuem a mesma média (μ). Entretanto, ao se obter as distribuições de probabilidade das curvas que representam a confiabilidade de cada um dos sistemas, pode-se observar que suas características estatísticas apresentam diferenças fundamentais. O risco do sistema violar o limite estabelecido pela legislação (ponto L), pode ser estimado através da probabilidade de se ultrapassar este valor. Neste caso, a probabilidade é definida como sendo a quantidade total de resultados obtidos acima do limite especificado (área da curva após o ponto L). Portanto, ao analisar o gráfico da Figura 1.1, pode-se concluir que o risco do valor limite ser violado é menor para o sistema do caso 2, o que permite afirmar que este sistema é mais confiável que o do caso 1, mesmo ambos possuindo o mesmo valor médio.

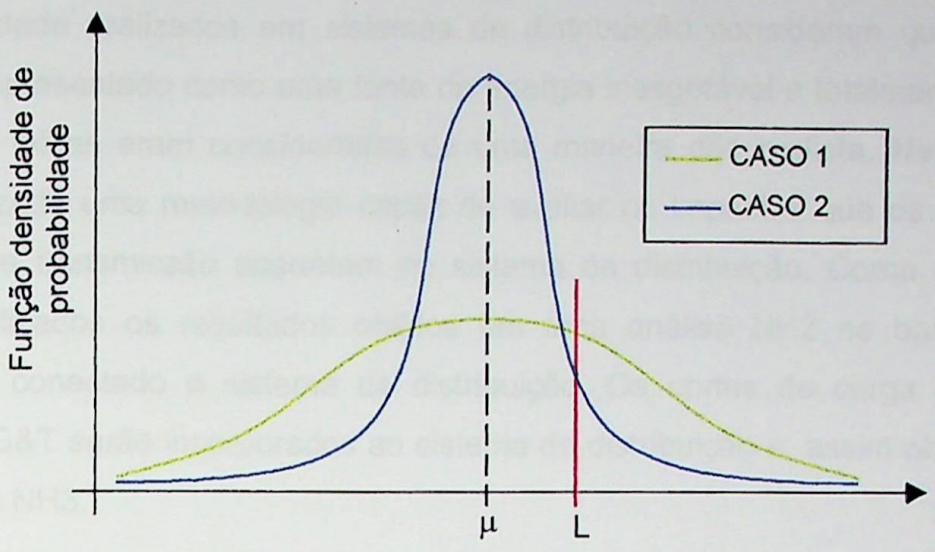


Figura 1.1 - Comparação de sistemas com distribuições de probabilidade diferentes

Outro benefício importante obtido com a utilização da SMC cronológica é uma melhor estimativa para o valor da confiabilidade. Como o seu cálculo é extremamente complicado, uma alternativa prática que está sendo amplamente utilizada, é avaliar os impactos e as perdas monetárias que incidem sobre os consumidores devido a falhas no sistema elétrico de potência. Um procedimento convencional para interpretar os custos de interrupção observados pelos consumidores é utilizar as funções de custos unitários (UC - unit cost), que são fornecidas para várias classes de consumidores (e.g. residencial, comercial, industrial etc.). Estas funções dependem principalmente do tempo de duração de cada interrupção, e como normalmente a função custo unitário não é constante, a utilização de valores médios para representar a duração das falhas pode acarretar grandes distorções no cálculo dos custos de interrupção. Também com o intuito de aperfeiçoar o cálculo do custo da interrupção, foi desenvolvido um algoritmo que considera a variação da carga no tempo, através da leitura de curvas de carga horárias. Portanto, a análise tem a capacidade de identificar o valor da carga no instante de cada contingência e, assim, melhorar sensivelmente a avaliação do valor da confiabilidade.

A avaliação de um sistema de potência como um todo pode tornar-se muito complexa, pois envolve três zonas funcionais: geração, transmissão e distribuição. Com o propósito de dividir os estudos em segmentos, para melhor verificar a influência de cada zona funcional, foram criados subgrupos de estudo baseados em sua aplicação, denominados *Níveis Hierárquicos (NH)*, que podem ser visualizados

na Figura 1.2. Até o presente momento, a grande maioria dos estudos de confiabilidade realizados em sistemas de distribuição consideram que o sistema G&T é representado como uma fonte de energia inesgotável e totalmente confiável, ou estas falhas eram consideradas de uma maneira não realista. Neste trabalho, será utilizada uma metodologia capaz de avaliar os impactos que os sistemas de geração e transmissão acarretam no sistema de distribuição. Como prerrogativa, serão utilizados os resultados obtidos em uma análise NH2 na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição. Os cortes de carga oriundos do sistema G&T serão incorporados ao sistema de distribuição e, assim obtém-se uma avaliação NH3.

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um método eficiente, para ser aplicado em sistemas reais, onde se efetuará uma avaliação cronológica da confiabilidade considerando geração, transmissão e distribuição (NH3). Com isso, pretende-se verificar a influência que cada zona funcional exerce na interrupção de energia nos pontos de carga e obter informações adicionais sobre os riscos de violar valores específicos, não dependendo apenas de valores médios para realizar as avaliações.

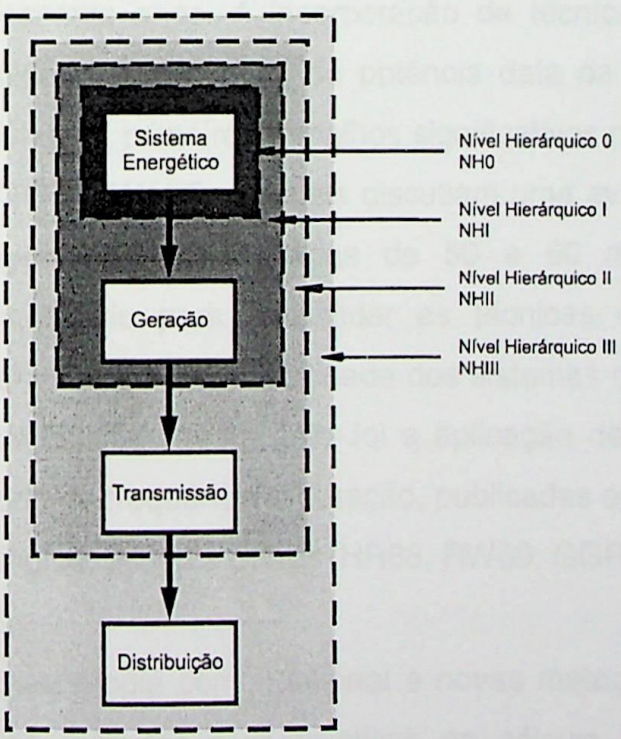


Figura 1.2 - Níveis Hierárquicos do Sistema de Potência

1.2 Estado da Arte

Estudos demonstram que anteriormente a década de 70, os sistemas de potência eram relativamente simples, se limitavam a sistemas eletromecânicos constituídos basicamente de motores com pouca ou quase nenhuma automação. Portanto, estes sistemas eram pouco influenciados por variações na tensão ou mesmo a interrupções de energia. Tendo em vista a nova concepção das indústrias atuais, que possuem um alto grau de automação, os sistemas elétricos estão deixando de ser sistemas eletromecânicos e se transformando em sistemas eletroeletrônicos. Este novo modelo necessita de requisitos particulares na qualidade de seu fornecimento de energia e reage de maneira sensível, mesmo a curtas interrupções, que podem causar perdas de produção a custos elevados. A necessidade por parte da indústria, e da sociedade em geral, de um fornecimento de energia elétrica com alta confiabilidade, vem aumentando de modo significativo, face tais avanços tecnológicos e estruturais.

Um exame na literatura disponível sobre o assunto da aplicação da confiabilidade em sistemas de potência, indica que a maioria das publicações está relacionada com a avaliação da capacidade de geração. A primeira publicação sobre este assunto surgiu há mais de sessenta anos. A incorporação de técnicas probabilísticas na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência data da década de 30 [L33, S34a, S34b, S34c, B34] e os primeiros trabalhos significativos publicados nesta área apareceram em 1947 [G47, LW47], os quais discutiam uma avaliação probabilística da capacidade de geração. Nas décadas de 50 e 60 muitos artigos foram publicados, o que contribuiu para consolidar as técnicas que atualmente são largamente aceitas para avaliar a confiabilidade dos sistemas de geração. Uma das mais significantes contribuições nesta área foi a aplicação de técnicas recursivas, denominadas de método de freqüência e duração, publicadas em uma série de cinco artigos escritas por Ringlee, Wood e outros [HR68, RW69, GGR69, CRW69, RW71].

Com o progresso da tecnologia computacional e novas metodologias na coleta de dados, a aplicação de métodos probabilísticos no cálculo da confiabilidade na capacidade de geração, transmissão e distribuição, em sistemas compostos e em análises de custo/benefício baseadas na confiabilidade, têm sido exaustivamente

estudadas [I72, I78, ABL84, AB88]. O desenvolvimento destas técnicas probabilísticas refletem as características dos sistemas atuais, tanto no planejamento, como na operação [BP75, E78, BA92, BA94].

Analisando as publicações que se seguiram, verificou-se um relativo aumento no interesse da avaliação da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição. Pode-se dizer que as técnicas de análises quantitativas nesta área foram iniciadas em 1964, com a publicação de dois artigos [GMP64 e T64]. Apesar de serem conceitualmente diferentes, apresentaram importantes definições. A referência [GMP64] introduziu o conceito de *tempestade* no sentido de se caracterizar as mudanças climáticas. A palavra *tempestade* foi posteriormente substituída por *tempo adverso*. Juntamente com este conceito, foram introduzidas algumas técnicas básicas que têm se mostrado muito úteis em diversas aplicações. Porém, a principal contribuição foi a introdução dos procedimentos de cálculo para a freqüência de falha e a duração média da falha. Estes dois índices fornecem uma percepção prática para a avaliação da confiabilidade na transmissão e distribuição. Uma aplicação real desta técnica foi apresentada em [MT68].

A aplicação do processo de Markov para avaliação de sistemas de transmissão foi apresentada em [BB68], que considerou também o efeito do tempo adverso em simples configurações em paralelo e comparou os resultados calculados com aqueles obtidos em [GMP64]. As referências [GMP64] e [BB68] formaram a base para o desenvolvimento do material publicado em [BG75a] e [BG75b], que apresentou um consistente conjunto de equações para o cálculo de sistemas série-paralelo, considerando o conceito de tempo adverso, saídas programadas para manutenção e sobreposição de falhas. A referência [BG75b] também demonstra a aplicação da teoria dos conjuntos mínimos de corte (*minimal cut sets*) em configurações complexas.

A incorporação da ação do chaveamento na avaliação em sistemas de transmissão, incluindo equipamentos de proteção foi introduzida em [RG70]. Estas idéias foram formalizadas em [E71], que apresentou o modelo básico de três estados, incorporando o chaveamento depois da ocorrência da falta. Esta é a estrutura fundamental utilizada em [GB74], que exibe um procedimento para a avaliação da

confiabilidade em subestações e uma comparação quantitativa da confiabilidade considerando a configuração básica de uma subestação em relação a uma outra, que possui chaveamento. A referência [GB74] também introduz o conceito de falha passiva e falha ativa em sistemas contendo equipamentos de proteção. Estes conceitos foram descritos sob condições mais gerais em [ABO76a].

A utilidade do desenvolvimento de técnicas de avaliação da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição, incluindo falhas ativas e passivas, foram apresentadas em [AOB77], que aplicou estes conceitos para sistemas de potência auxiliares. A referência [ADH79a] aprimorou os conceitos básicos para a avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, com a incorporação de efeitos operacionais, tais como a perda parcial de continuidade. A referência [ADH79b] utilizou os conceitos de conjuntos mínimos de corte e incluiu as equações que consideram o efeito das falhas de modo comum em sistemas paralelos ou malhados. Muitos dos conceitos citados nas referências anteriores, e também de outras publicações, podem ser resumidas e ilustradas através dos exemplos numéricos exibidos em [BA84]. Também foram incluídos os índices básicos utilizados pelas companhias de energia para descrever a performance passada dos sistemas de distribuição e os índices para avaliar o desempenho futuro.

Em meados da década de oitenta, existiam poucos artigos publicados a respeito da utilização de simulação Monte Carlo na avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, principalmente avaliações que considerassem métodos cronológicos (ou seqüenciais). Entretanto, já havia a necessidade de se obter uma informação mais detalhada sobre a variação dos índices, pois a filosofia de dimensionar os sistemas utilizando a ocorrência do caso mais desfavorável já não era economicamente viável. Além dos valores médios, seria necessário obter as distribuições de probabilidade dos índices, para se calcular com maior exatidão os riscos relativos a uma determinada condição do sistema.

A referência [BG86] apresenta uma técnica analítica que possibilita estimar aproximadamente distribuições de probabilidade associadas com os índices básicos de confiabilidade em sistemas de distribuição. Entretanto, quando o sistema é

complexo e as distribuições de probabilidade dos componentes forem dispersas, torna-se difícil, e algumas vezes impossível, avaliar as distribuições de probabilidade utilizando esta técnica, e os resultados obtidos podem ocasionar em grandes distorções.

Com o aumento da disponibilidade de computadores de alta performance, a simulação Monte Carlo cronológica tornou-se uma técnica viável para muitas aplicações em confiabilidade de sistemas elétricos. Os conceitos básicos deste método podem ser encontrados em [BA92] e estendidos para sistemas elétricos de potência em [BA94 e BL94]. Um grande número de artigos que aplicam simulação Monte Carlo na avaliação da confiabilidade em sistemas de geração e transmissão tem sido publicado [ABBG94, ABBG99]. A avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição utilizando técnicas analíticas está bem sedimentada [ABBG94, ABBG99] e novas técnicas [CC93, AM95, BGCVF96] estão sendo desenvolvidas. Relativamente poucos trabalhos têm sido produzidos para avaliar a confiabilidade de sistemas de distribuição usando técnicas que considerem aspectos cronológicos [ABBG94, ABBG99]. Em [AM97 e OG99] foram utilizadas simulações Monte Carlo seqüenciais com tempos de reparo não-exponenciais na avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição. A referência [BW98] apresenta uma comparação dos resultados obtidos utilizando técnicas analíticas e SMC, onde constatou-se que estes resultados são perfeitamente compatíveis. Entretanto, a simulação Monte Carlo cronológica fornece não somente os valores médios dos índices, mas também suas distribuições de probabilidade.

Uma outra preocupação que surgiu com a aplicação de métodos cronológicos na avaliação da confiabilidade, foi a necessidade de se obter uma avaliação mais precisa dos custos devido as interrupções de energia. As primeiras publicações [E90, TBW91] procuravam formular um modelo matemático capaz de definir estes custos, e apenas recentemente esta filosofia foi introduzida em análises considerando sistemas de distribuição [BW98, CK98 e OG99]. Para uma melhor avaliação dos custos de interrupção é necessário que se levantem curvas de custos unitários confiáveis. Para estimar estas curvas, são realizadas pesquisas junto aos consumidores, que são divididos em classes segundo seu segmento de mercado, e.g. residencial, comercial, industrial, rural etc. Uma metodologia para se realizar

estas pesquisas e os resultados obtidos podem ser observados em [WWB82, SVSV96, GBW99]. No Brasil, a primeira pesquisa abordando este tema está descrita em [MSH94], onde foram apresentadas curvas que representam os custos de interrupção para diferentes classes de consumidores.

Em uma primeira análise, constatou-se que a utilização de valores médios na avaliação dos custos de interrupção levaria a resultados incorretos [MLM99], pois as funções custos unitários não são constantes. Com isso, reiterou-se a necessidade da utilização do método de simulação Monte Carlo. A simulação seqüencial é a que melhor se aplica em sistemas de distribuição, pois todos os eventos são computados cronologicamente e, portanto, pode-se conhecer todas as informações no exato momento da ocorrência da falha. Esta característica é extremamente importante quando se está efetuando análises de corte de carga e custos de interrupção. Esta metodologia e seus resultados podem ser observados em [BW98 e BW99].

Uma análise global incluindo as três áreas funcionais, geração, transmissão e distribuição (NH3), é extremamente difícil, pois demanda um esforço computacional muito elevado. Todos os trabalhos citados apresentam estas análises separadamente para geração, transmissão, sistemas compostos (geração e transmissão) e distribuição. Nas análises dos sistemas de distribuição, os barramentos de entrada (fontes) são considerados inesgotáveis e totalmente confiáveis, não incluindo as falhas provenientes dos sistemas de geração e transmissão. A referência [BS96a], apresenta uma metodologia para uma análise NH3, entretanto, se considera que o montante de energia a ser cortado devido as falhas no sistema G&T seja distribuído proporcionalmente entre os consumidores do sistema de distribuição. Esta consideração normalmente não é viável em sistemas reais e, portanto, não se está representando as políticas de corte de carga utilizadas na prática, o que invalida este método para análises mais rigorosas.

As referências [BS96b e WB00] estão diretamente preocupadas em uma análise NH3, onde apresentam metodologias que determinam o déficit de energia provocado por falhas do NH2, e que acarretam cortes de carga no sistema de distribuição. Em termos de confiabilidade, é necessário calcular a taxa de falha (λ) e a indisponibi-

UNIVERSIDADE FEDERAL DE TAUBATÉ
Biblioteca
MAUÁ
BIM

lidade de energia (U) do sistema G&T para cada ponto de carga do sistema de distribuição.

Em [BS96b], foi apresentada uma comparação entre três procedimentos para se avaliar índices de confiabilidade considerando geração, transmissão e distribuição. Inicialmente utilizou-se o corte proporcional entre os consumidores devido ao déficit de energia ocasionado por falhas no sistema G&T. As deficiências deste método já foram discutidas quando se comentou a referência [BS96a]. Uma outra metodologia utiliza o efeito da rotatividade entre os ramais que devem ser desconectados prioritariamente (*rotational load shedding*), e não fixar uma seqüência única de retirada dos ramais. Os resultados demonstram uma sensível melhora nos índices de confiabilidade, mas este método somente será viável se todos os ramais apresentarem características semelhantes. O último procedimento utiliza o conceito de custo unitário para determinar a seqüência de saída dos ramais. Os ramais seriam desconectados respeitando a uma ordem crescente de seus respectivos UC's, com isso, o ramal que possuir o menor custo unitário será retirado primeiro, e assim sucessivamente. Como conclusão, o artigo sugeriu que fosse realizada uma rotatividade entre os ramais e, no caso de haver a necessidade de se cortar mais de um ramal, seriam primeiramente retirados aqueles que possuíssem os menores custos unitários. Apesar do artigo centralizar sua discussão na redução do corte de carga e melhoria dos índices de confiabilidade, não foi incluído no processo de tomada de decisão nenhuma consideração a respeito de custos de interrupção.

Uma metodologia que utiliza o princípio da rotatividade do corte de carga e incorpora os conceitos que minimizam os custos de interrupção é discutido em [WB00]. Entretanto, este método utiliza o conceito do gerador multi-estado, que consiste em condensar todo o sistema G&T em um único gerador interligado ao sistema de distribuição através de uma barra. Cada estado associado ao gerador corresponde a uma contingência provocada pela falha de um dos componentes pertencentes ao sistema G&T. Para tanto, utiliza-se em seu desenvolvimento o processo de enumeração de estados, que demanda um grande esforço computacional, sendo inviável na solução de sistemas de grande porte. Outro inconveniente na elaboração deste método é a soma das freqüências individuais dos estados para se obter a freqüência equivalente de cada intervalo de potência, determinado pela capacidade

de carga dos ramais. O somatório de freqüências somente é possível quando se utiliza o conceito de freqüência incremental [LMC91, MPL93a, MPL93b]. A soma das freqüências individuais dos estados conduz a resultados incorretos.

Em [LCBM01b e LCBM02], foi apresentada uma metodologia que considera os cortes de carga oriundos dos sistemas de geração e transmissão. A política adotada no sistema de distribuição é a de desconectar acumulativamente os alimentadores, que é a mais utilizada na prática. Nesta situação os ramais são retirados sempre em uma mesma seqüência e a análise deve considerar todas as possibilidades de seqüências de saídas acumulativas para os ramais. No exemplo fornecido, um sistema de distribuição constituído por quatro alimentadores, existem vinte e quatro alternativas. Para estas diferentes políticas existe uma grande variação nos índices de confiabilidade, incluindo os custos de interrupção. Ao selecionar a política a ser adotada considerando apenas a minimização dos custos de interrupção, os critérios estabelecidos para os índices de confiabilidade, tais como o FEC, DEC, FIC, DIC, etc., podem estar sendo violados. Portanto, concluiu-se que a política que apresenta o menor custo de interrupção pode não ser a melhor opção. Para otimizar os cortes de carga nos sistemas de distribuição, os critérios de confiabilidade estabelecidos pelo órgão regulador também devem ser incluídos no processo de avaliação. Entretanto, a metodologia apresentada é válida apenas para a avaliação da confiabilidade que considera métodos analíticos.

Os métodos de avaliação da confiabilidade em sistemas de potência que constam nas referências anteriores utilizam um valor constante de carga para o cálculo dos índices de custo de interrupção. Nas referências [BS96a e BS96b] é utilizado um método para modelar as incertezas na carga, onde o valor médio é discretizado em sete intervalos, de acordo com o desvio padrão (σ). Considera-se que a incerteza varia conforme uma distribuição normal, e multiplica-se o resultado obtido para cada um dos sete intervalos pela sua respectiva probabilidade. Ao somar estes valores ponderados, obtém-se o valor final dos índices. Este método considera que as variações na incerteza estão correlacionadas, todas variam simultaneamente para um mesmo estado da carga. Apesar deste procedimento incluir incertezas, ele possibilita empregar apenas um nível de carga, não podendo ser representado as curvas de carga típicas de um sistema real.

A metodologia proposta neste trabalho avalia a confiabilidade em sistemas de distribuição considerando também as falhas originadas no sistema G&T, portanto realiza uma análise NH3. Será utilizado o método de simulação Monte Carlo cronológico, onde qualquer tipo de falha pode ser modelado, e será implementado um algoritmo que considera a variação da carga no tempo, através de curvas de carga horárias. Com isso, obtém-se uma representação mais realista dos sistemas elétricos e, assim, pode-se identificar as áreas mais deficientes, atribuir responsabilidades entre as zonas funcionais e realizar uma avaliação mais eficaz dos custos para obter a melhor alternativa de investimento.

1.3 Estrutura da Tese

Esta Tese de Doutoramento é composta por seis capítulos os quais são brevemente descritos a seguir.

O presente capítulo introduziu as vantagens e as dificuldades de se realizar uma análise compreendendo as três áreas funcionais: geração, transmissão e distribuição (NH3). Também foi apresentado neste capítulo o estado da arte na análise da confiabilidade em sistemas de distribuição.

O Capítulo 2 apresenta uma metodologia analítica onde se considera os impactos das falhas originadas no sistema de geração e transmissão (G&T) e que acarretam cortes de carga no sistema de distribuição, portanto, uma análise NH3. Além dos índices usuais de confiabilidade, um índice relacionado ao custo de interrupção, denominado LOLC (Loss of Load Cost) é avaliado e desagregado considerando os níveis hierárquicos. A metodologia define, do ponto de vista econômico, as responsabilidades sobre possíveis prejuízos causados devido às interrupções.

No Capítulo 3 é apresentada uma metodologia que avalia a confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição, através de simulação Monte Carlo cronológica. No desenvolvimento interno do método analítico estão implícitas algumas restrições, principalmente por ser um método baseado no processo de Markov. Ao utilizar a SMC cronológica, as deficiências encontradas no método analítico são eliminadas, além de ser possível obter as distribuições de probabilidade dos índices, que

fornecem informações adicionais importantes. O conhecimento das distribuições estatísticas permite calcular com maior precisão o risco de exceder determinados limites, e assim estimar melhor o custo associado a uma situação específica.

No Capítulo 4 serão apresentados alguns aspectos importantes em relação a realidade operativa dos sistemas. Um algoritmo capaz de incluir os efeitos da restrição de transferência de carga, na execução dos possíveis chaveamentos do sistema, será apresentado e discutido. Devido à dimensão e complexidade da malha de conectividade dos sistemas de distribuição, a utilização da SMC cronológica pode deparar com algumas limitações, principalmente em relação ao tempo computacional e a capacidade de memória. Para solucionar estes inconvenientes, foi desenvolvida uma metodologia que decompõe o sistema de distribuição em vários outros subsistemas menores. Com isso, a avaliação é realizada nestas subseções do sistema original, sem que ocorra prejuízo para os resultados finais.

Uma nova metodologia que realiza uma avaliação integrada da geração, transmissão e distribuição (NH3), utilizando simulação Monte Carlo cronológica, é apresentada e descrita no Capítulo 5. Os resultados obtidos com esta avaliação são comparados com aqueles obtidos com a metodologia apresentada no Capítulo 2. As vantagens e desvantagens de cada método serão discutidas, principalmente em relação aos efeitos ocasionados pela superposição de falhas entre os sistemas G&T e distribuição.

No Capítulo 6 será apresentado um resumo de todas as contribuições contidas neste documento. Com o desenvolvimento de um programa computacional capaz de realizar uma avaliação NH3, utilizando SMC cronológica, se obtém inúmeros benefícios, pois é possível simular com maior precisão a condição operativa dos sistemas elétricos e, assim, obter uma informação mais detalhada sobre a causa das interrupções experimentadas pelos consumidores. Neste novo cenário, onde as empresas de energia estão cada vez mais competitivas, a metodologia apresentada será de fundamental importância na avaliação preditiva dos índices de confiabilidade, para que se possa planejar alternativas de ampliação e otimizar os investimentos necessários para atender as novas exigências. Ao final é apresentada a proposta de continuidade dos trabalhos.

CAPÍTULO 2

CONFIABILIDADE DO NH3 – METODOLOGIA ANALÍTICA

2.1 Introdução

A avaliação *integrada* da confiabilidade de um sistema elétrico de potência incluindo geração, transmissão e distribuição (NH3) é uma importante meta para o planejamento e operação de sistemas de potência [LMC91, MPL93a]. Entretanto, devido à dimensão do problema, estudos de confiabilidade em sistemas de distribuição têm sido realizados não considerando as falhas do sistema G&T que acarretam interrupção do fornecimento de energia em seus pontos de carga.

Neste capítulo será utilizada uma metodologia capaz de incluir o impacto das falhas de geração e transmissão nos sistemas de distribuição [C98, LCBM01a]. Isto será obtido através de simulação Monte Carlo no NH2, que pode envolver diferentes barras. Em função da política de corte de carga no nível de distribuição, uma rede fictícia é construída de modo que a disposição dos componentes simule as interrupções oriundas do sistema G&T. Este procedimento generaliza os conceitos propostos em [BS96b]. O sistema de distribuição juntamente com a rede fictícia são analisados utilizando os conceitos de conjuntos mínimos de corte *(minimal cut set)* [ABO76b, BA92]. Além dos índices usuais de confiabilidade para o sistema e pontos de carga, outro índice, denominado LOLC (Loss of Load Cost) [BA88, GB93, WB93, MPL94, AS95, MLP97, CK98, MLM99, LMMB00], será avaliado e desagregado considerando os níveis hierárquicos. Portanto, a metodologia proposta define, do ponto de vista econômico, as responsabilidades sobre possíveis prejuízos causados devido às interrupções.

2.2 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

Um sistema de distribuição pode ser representado por uma rede cujos componentes podem estar conectados em série, paralelo, ou por qualquer outra combinação entre seus componentes. Existem vários métodos disponíveis para a solução e avaliação destas redes [BA92]. Porém, quando se está analisando continuidade de fornecimento, o método dos conjuntos mínimos de corte é o que melhor se aplica, pois indica diretamente as falhas predominantes e, portanto, reflete o comportamento distinto dos modos de falha do sistema.

2.2.1 Técnicas de avaliação

O processo de Markov e a abordagem de freqüência e duração formam um excelente método de modelagem e análise para aplicações da confiabilidade [BA92]. Para sistemas maiores e mais complexos, como redes de distribuição, foram desenvolvidas aproximações baseadas nas equações que derivam deste método. Estas equações podem ser empregadas juntamente com a teoria dos conjuntos mínimos de corte, para solucionar a maioria dos sistemas de distribuição que se encontram na prática, pois fornecem resultados precisos consumindo pouco tempo computacional. Neste caso, a rede de confiabilidade consiste em um número de conjuntos mínimos de corte conectados em série e cada conjunto de corte é constituído por componentes conectados em paralelo, como mostra a Figura 2.1. Para o cálculo, inicialmente utilizam-se as equações do sistema paralelo para cada conjunto de corte, então combinam-se estes índices através das equações do sistema série, para enfim determinar os índices equivalentes.

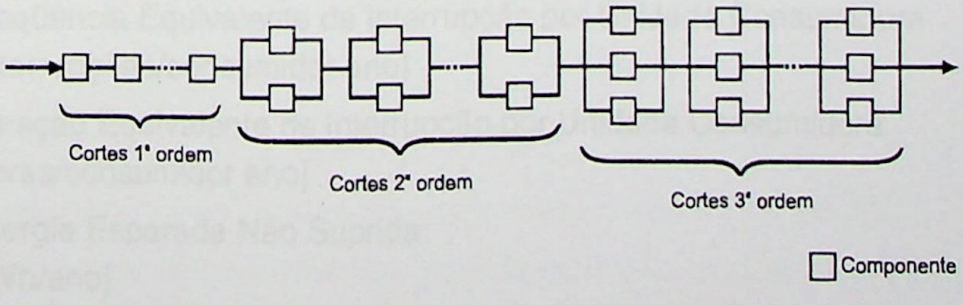


Figura 2.1 - Rede Equivalente de Confiabilidade

2.2.2 Índices de desempenho

Para as companhias de eletricidade é essencial dividir o sistema de distribuição em níveis de confiabilidade, e definir índices para atender sua função básica de fornecer energia confiável ao menor custo, para todos os setores da sociedade. Este procedimento é conhecido como avaliação do desempenho passado, ou histórico, da confiabilidade, o qual é utilizado pela maioria das empresas. A análise de desempenho futuro, ou avaliação preventiva da confiabilidade, é uma outra filosofia que consiste em determinar *reforços* necessários ao sistema e comparar alternativas de expansão. Contudo, para quantificar o desempenho passado ou futuro do fornecimento de energia nos pontos de carga dos consumidores e para o sistema total, os índices a seguir são os mais empregados [BA94, ANEEL00]:

Índices para Pontos de Carga

FIC Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [falhas/ano]

DIC Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [horas/ano]

DMIC Duração Max. de Interrup. Contínua por Unidade Consumidora [horas]

r Duração Média da Falha [horas]

EENS Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]

ENSC Energia Esperada Não Suprida por Consumidor [kWh/consumidor ano]

Índices de Sistema

FEC Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [Interrupções/consumidor ano]

DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora [horas/consumidor ano]

EENS Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]

ENSC Energia Esperada Não Suprida por Consumidor [kWh/consumidor ano]

No Nível Hierárquico 2, o emprego da avaliação *preventiva* é bastante difundida para planejar a confiabilidade do sistema. Entretanto, no NH3 esta técnica não é tão popular quanto o desempenho *passado* da confiabilidade. Devido à abertura da competitividade no setor, está aumentando o interesse por metodologias de otimização econômica de planejamento e expansão na distribuição. Com a entrada em vigor da Resolução 024 da ANEEL [ANEEL00], será necessário que todas companhias de distribuição identifiquem quais os pontos no sistema devem receber a prioridade nos investimentos, para atender os limites estabelecidos. Portanto, o desempenho futuro será uma importante ferramenta no processo de tomada de decisões para sistemas de distribuição.

A confiabilidade de qualquer serviço elétrico, incluindo a atividade de distribuição, deve ser baseada no balanço dos custos para a concessionária e o valor dos benefícios oferecidos aos consumidores. Um valor de referência da confiabilidade, para ser utilizado no planejamento [BG90, CK98], deve considerar uma solução de mínimo custo, onde o custo total inclui custos de investimento, custos operacionais e custos de interrupção. Portanto, a LOLC se tornará o mais importante índice que representa a confiabilidade no planejamento de sistemas elétricos. Uma comparação de métodos alternativos para a avaliação do índice LOLC em sistemas de geração e transmissão está descrito em [BA88, LPMM97, MLM99]. Este índice depende basicamente dos custos unitários de interrupção de cada classe de consumidores, usualmente fornecido em US$/kWh, sendo a duração da interrupção o principal fator que influência em sua formação. Portanto, o nível de exatidão estabelecido para determinar a duração da interrupção interfere diretamente na qualidade da estimativa do índice LOLC.

2.3 Representação das Falhas de G&T

Existem vários benefícios associados com uma avaliação completa da confiabilidade. Os índices globais fornecem uma estimativa da confiabilidade até o nível dos consumidores, e podem ser usados para avaliar a contribuição que cada zona funcional exerce em um determinado ponto de carga e, portanto, otimizar a alocação de recursos [BS96a].

O cálculo dos índices globais pode ser dividido em três etapas principais [LCBM01a]. Primeiramente, é usado um algoritmo capaz de avaliar o sistema G&T, com o intuito de gerar um número suficiente de amostras que produzem interrupções na barra de alta tensão onde está conectado o sistema de distribuição. Neste capítulo, a avaliação do NH2 foi realizada por uma simulação Monte Carlo não-seqüencial. Na segunda etapa, foram extraídos parâmetros do processo de simulação anterior para auxiliar na construção de uma rede equivalente, que também depende da política de corte de carga utilizada no sistema de distribuição. Uma vez definida a rede G&T *fictícia*, esta é conectada à rede de distribuição, constituindo assim a terceira e última etapa da análise NH3.

2.3.1 Parâmetros que caracterizam as falhas de G&T

Para se definir, do ponto de vista da confiabilidade, um componente fictício que pertença à rede equivalente G&T, é necessário apenas conhecer sua taxa de falha (λ) e sua indisponibilidade (U). Uma metodologia para determinar tais componentes fictícios será descrita a seguir, considerando um sistema de distribuição com *N* alimentadores (ramais).

Durante a convergência da simulação Monte Carlo para o sistema G&T (NH2), uma série de eventos que representam os estados de falha associados com a barra da alta tensão conectada à rede de distribuição são armazenados. Cada estado de falha é caracterizado pelos seguintes parâmetros: freqüência incremental (f_{inc}) e quantidade de carga a ser cortada devido a falhas em G&T (CC_{GT}). Os cortes de carga são agrupados em intervalos de potências que correspondem a capacidade total da carga conectada aos ramais, como ilustra a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Intervalo de Potência dos Componentes G&T

Ramal		NI	Intervalo de Potência
R1	P_{R1}	1	$0 < CC_{GT} \leq P_{R1}$
R2	P_{R2}	2	$P_{R1} < CC_{GT} \leq P_{R1}+P_{R2}$
:	:	:	: : :
Rk	P_{Rk}	k	$P_{R1}+P_{R2}+...+P_{(Rk-1)} < CC_{GT} \leq P_{R1}+P_{R2}+...+P_{(Rk-1)}+P_{Rk}$
:	:	:	: : :
RN	P_{RN}	N	$P_{R1}+P_{R2}+...+P_{(RN-1)} < CC_{GT} \leq P_{R1}+P_{R2}+...+P_{(RN-1)}+P_{RN}$

onde, NI é o Número do Intervalo e P_{R1}, P_{R2}, P_{R3} ... P_{Rk} ... P_{RN} são as potências totais referentes aos ramais 1, 2...k...N. O número de intervalos é também o número de ramais conectados na barra de alta tensão. Este procedimento pode ser estendido para sistemas de distribuição que possuem mais de uma barra como entrada.

A probabilidade ou indisponibilidade (U), a freqüência (f) e a duração média (r) associadas a cada intervalo de potência, podem ser obtidas pelas equações (2.1), abaixo. Observa-se que a freqüência de falha (f) é aproximadamente a pseudo taxa de falha (λ) associada com os componentes fictícios. Portanto, os componentes G&T fictícios são totalmente caracterizados por U, λ e r.

$$U_k = P_k = \frac{N_k}{NT} \; ; \qquad \lambda_k \equiv f_k = \frac{\sum_{j=1}^{N_k} f_{inc_j}}{NT} \; ; \qquad r_k = \frac{U_k}{\lambda_k} \tag{2.1}$$

onde,

P_k = Probabilidade do intervalo de potência k.

U_k = Indisponibilidade do intervalo de potência k.

N_k = Número total de estados (de falha) pertencentes ao intervalo de potência k.

NT = Número total de simulações realizadas.

λ_k = Pseudo-taxa de falha do intervalo de potência k.

f_k = Freqüência de ocorrência do intervalo de potência k.

r_k = Duração média das falhas relativas ao intervalo de potência k.

$\sum_{j=1}^{N_k} f_{inc_j}$ = Somatório da freqüência incremental dos estados j pertencentes ao intervalo de potência k.

Normalmente, o parâmetro U é fornecido em [horas/ano], i.e.:

$$U_k = P_k \times 8760 \text{ [horas/ano]} \tag{2.2}$$

2.3.2 Representação das políticas de corte de carga

Cada concessionária emprega uma política de corte de carga para seus sistemas de potência. A política adotada obedece a critérios que procuram reduzir os efeitos provocados por falhas no sistema e minimizar os custos de interrupção de energia. As políticas de corte de carga podem ser representadas ou modeladas através da

disposição dos componentes G&T fictícios dentro do sistema de distribuição. Para melhor ilustrar, considera-se um sistema de distribuição com 4 ramais: R1, R2, R3 e R4. A potência de cada ramal e a política de corte de carga adotada estão expressas na Tabela 2.2.

A política de corte de carga adotada na Tabela 2.2 pode ser representada conectando os componentes G&T fictícios, conforme a rede equivalente demonstrada na Figura 2.2. Neste exemplo, o ramal R1 será desconectado se o corte de carga, devido a G&T, estiver entre 0 e 20 MW. Porém, se a quantidade de carga a ser cortada estiver entre 20 e 35 MW, ambos os ramais R1 e R2 deverão ser desconectados, e assim por diante. Observe que os parâmetros λ e U relativos a estes componentes fictícios já foram obtidos nas considerações anteriores.

Tabela 2.2 - Política de Corte de Carga

Potência do Ramal [MW]		Intervalo de Potência	Desconecta o Ramal
R1	20	$0 < CC_{GT} \leq 20$	R1
R2	15	$20 < CC_{GT} \leq 35$	R1 + R2
R3	40	$35 < CC_{GT} \leq 75$	R1 + R2 + R3
R4	25	$75 < CC_{GT} \leq 100$	R1 + R2 + R3 + R4

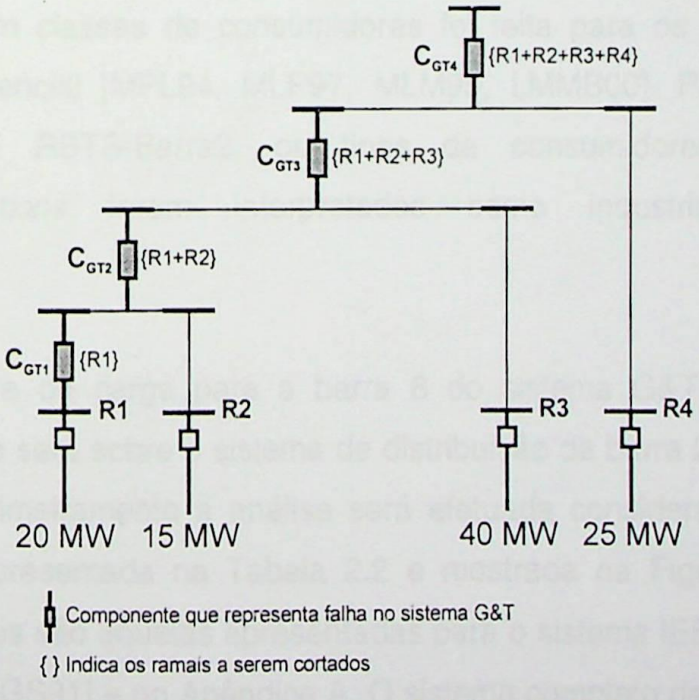


Figura 2.2 - Rede que Representa a Política de C.C. da Tabela 2.2

Uma outra estratégia mais complexa para se cortar carga, também utilizando um sistema de distribuição com 4 ramais, está descrita na referência [C98].

2.4 Avaliação Integrada da Confiabilidade

2.4.1 Sistema básico de teste

O sistema analisado é composto pelo sistema de distribuição IEEE RBTS-Barra2 [ABSGS91], conectado à barra 6 do IEEE RTS [I79]. Linhas de transmissão aérea foram utilizadas ao invés de cabos. A barra 2 do sistema RBTS foi aqui renomeada para barra 25. A carga média e a carga pico desta nova barra são respectivamente, 12,291 MW e 20 MW. Entretanto, existe a necessidade de adequar o nível de tensão, o que é feito através da inclusão de um transformador de 138/11 KV. A reatância deste transformador é igual a 0,12585 pu (50% maior que os transformadores do RTS). A sua taxa de falha foi adotada como sendo igual a 0,02 falhas/ano e seu parâmetro MTTR (ou índice r) de 768 horas. A carga média da Barra 6 é igual a 71,8 MW e a carga pico de 116,8 MW.

Para o cálculo do índice LOLC (*Loss of Load Cost*), tanto por ponto de carga quanto para o sistema, é necessário possuir os custos unitários de interrupção. Neste trabalho, foram utilizados os dados obtidos em uma pesquisa da Ontario Hydro, onde a divisão em classes de consumidores foi feita para os setores industrial, comercial e residencial [MPL94, MLP97, MLM99, LMMB00]. Para o sistema de distribuição IEEE RBTS-Barra2, os tipos de consumidores *small user* e *government/institutions* foram interpretados como industrial e comercial, respectivamente.

A política de corte de carga para a barra 6 do sistema G&T considera que a prioridade de corte será sobre o sistema de distribuição da barra 25. Para o sistema de distribuição, primeiramente a análise será efetuada considerando a política de corte de carga apresentada na Tabela 2.2 e mostrada na Figura 2.2. Porém, a potência dos ramais são aquelas apresentadas para o sistema IEEE-RBTS Barra2 e descritas em [ABSGS91] e no Apêndice A. O sistema completo de potência e a rede equivalente para a avaliação NH3 estão respectivamente representados nas Figuras 2.3 e 2.4, a seguir.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAIÚBA
Biblioteca
MAUÁ
BIM

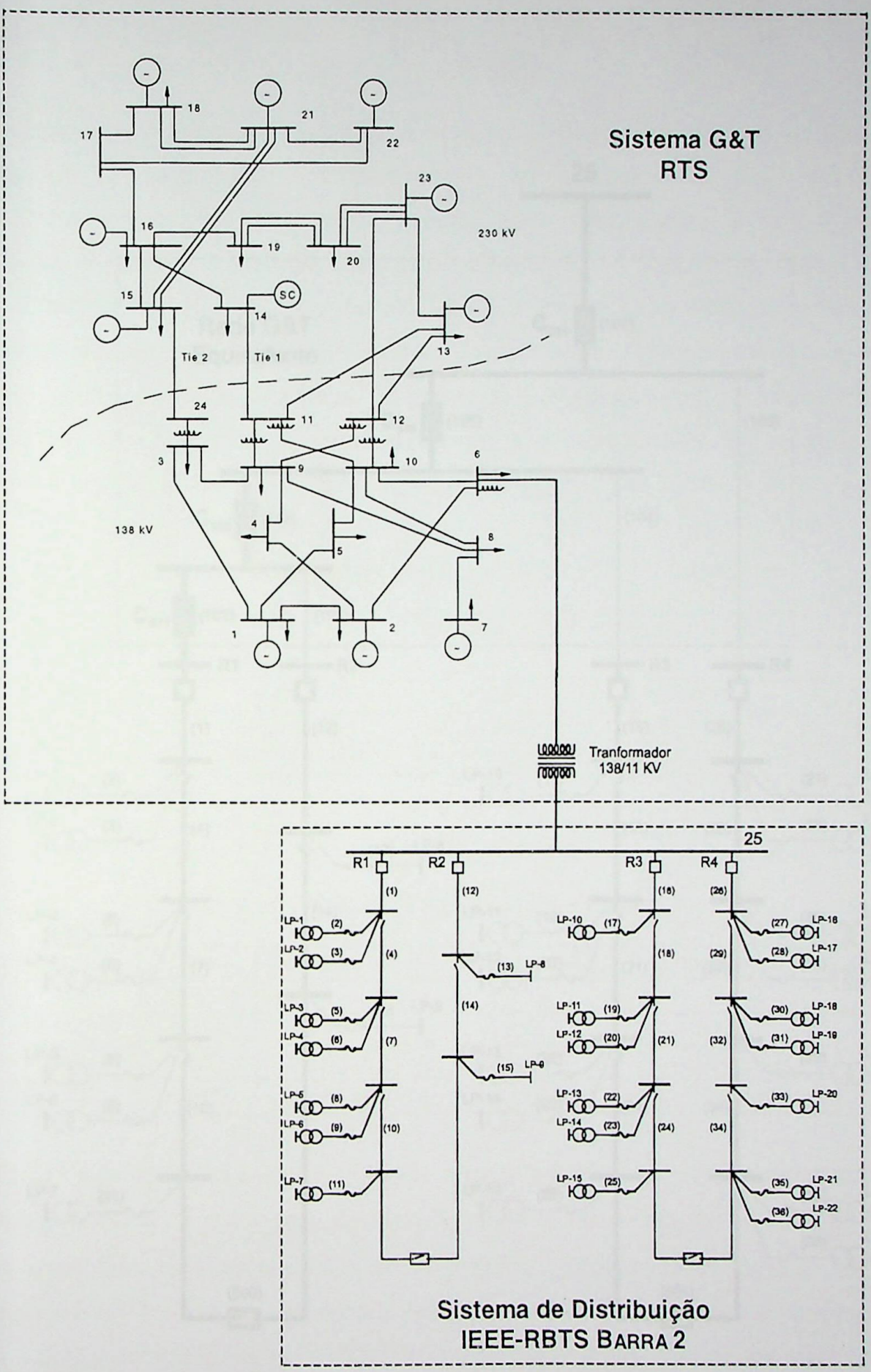


Figura 2.3 - Sistema Elétrico de Potência Total - NH3

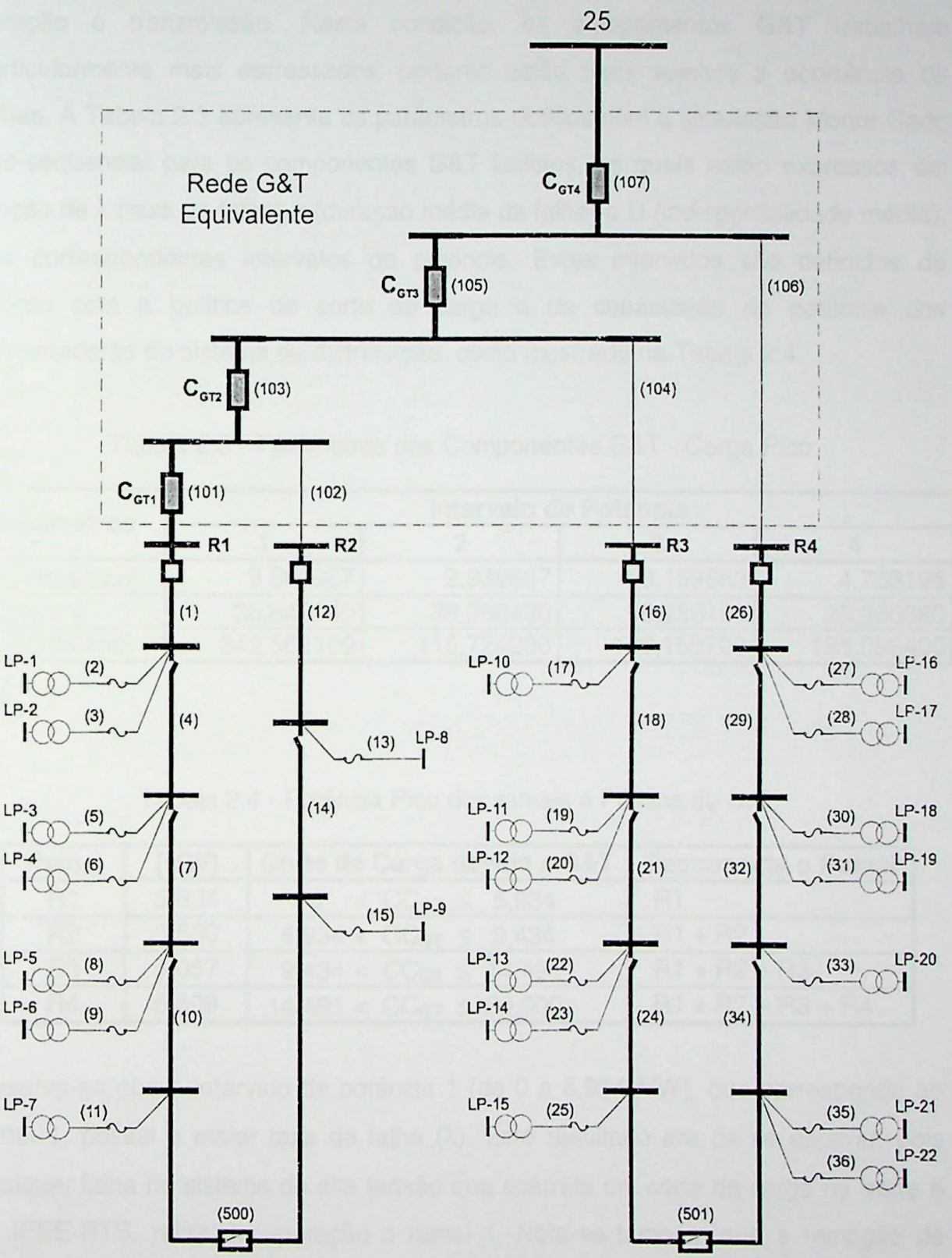


Figura 2.4 - Sistema Elétrico de Potência Simplificado

2.4.2 Análise NH3

Inicialmente, a análise considera uma situação de Carga Pico para os sistemas de geração e transmissão. Nesta condição, os equipamentos G&T trabalham particularmente mais *estressados*, portanto estão mais sujeitos a ocorrência de falhas. A Tabela 2.3 apresenta os parâmetros obtidos com a simulação Monte Carlo não-seqüencial para os componentes G&T fictícios, os quais estão expressos em função de λ (taxa de falha), r (duração média da falha) e U (indisponibilidade média), nos correspondentes intervalos de potência. Estes intervalos são definidos de acordo com a política de corte de carga e da capacidade de potência dos alimentadores do sistema de distribuição, como mostrado na Tabela 2.4.

Tabela 2.3 - Parâmetros dos Componentes G&T - Carga Pico

Parâmetros	Intervalo de Potência			
	1	2	3	4
λ [falhas/ano]	9,609967	2,939667	3,159663	4,763195
r [horas]	35,646540	39,366430	46,256100	28,360880
U [horas/ano]	342,562100	115,724200	146,153700	135,088400

Tabela 2.4 - Potência Pico dos ramais e Política de C.C.

Ramal	[MW]	Corte de Carga devido a G&T	Desconecta o Ramal
R1	5,934	$0 < CC_{GT} \leq 5,934$	R1
R2	3,500	$5,934 < CC_{GT} \leq 9,434$	R1 + R2
R3	5,057	$9,434 < CC_{GT} \leq 14,491$	R1 + R2 + R3
R4	5,509	$14,491 < CC_{GT} \leq 20,000$	R1 + R2 + R3 + R4

Observa-se que o intervalo de potência 1 (de 0 a 5,934 MW), que corresponde ao ramal 1, possui a maior taxa de falha (λ). Este resultado era de se esperar, pois qualquer falha no sistema de alta tensão que acarreta um corte de carga na barra 6 do IEEE-RTS, retira de operação o ramal 1. Nota-se também que a remoção de todos os 4 ramais (i.e. R1+R2+R3+R4, que corresponde ao intervalo de potência de 14,491 a 20,0 MW) possui a segunda maior taxa de falha, o que significa que a freqüência com que ocorrem estes cortes no sistema G&T da barra 6 é considerável.

A Tabela 2.5 exibe os índices de confiabilidade para os pontos de carga LP-1, LP-9, LP-12 e LP-21, que pertencem aos ramais 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Os valores apresentados consideram os índices básicos λ [falhas/ano], r [horas], U [horas/ano] mais os índices EENS [kWh/ano], ENSC [kWh/consumidor ano] e LOLC [US$/ano]. Todos os índices do NH3 são fornecidos na situação de carga pico e suas contribuições são desagregadas em G&T e distribuição.

Tabela 2.5 - Índices para Pontos de Carga em Carga Pico

		SISTEMA	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	r [horas]	EENS [kWh/ano]	ENSC [kWh/cons.]	LOLC [$/ano]
Pontos de Carga	LP-1	G&T	20,4730	739,6046	36,1259	641.089,20	3.052,81	128.217,80
		Distribuição	0,2403	3,5545	14,7950	3.081,04	14,67	616,21
		NH3	20,7133	743,1591	35,8784	644.170,30	3.067,48	128.834,10
	LP-9	G&T	10,8630	397,0081	36,5468	743.238,80	743.238,80	2.378.364,00
		Distribuição	0,1408	0,4963	3,5260	929,16	929,16	4.509,23
		NH3	11,0059	397,5153	36,1183	744.188,30	744.188,30	2.381.403,00
	LP-12	G&T	7,9230	281,2603	35,4992	205.066,90	1.025,33	41.013,37
		Distribuição	0,2565	3,6345	14,1686	2.649,88	13,25	529,98
		NH3	8,1795	284,8960	34,8304	207.717,70	1.038,59	41.543,54
	LP-21	G&T	4,7630	135,0787	28,3600	123.826,60	123.826,60	1.077.292,00
		Distribuição	0,2533	3,5641	14,0716	3.267,19	3.267,19	28.424,57
		NH3	5,0191	138,6565	27,6261	127.106,40	127.106,40	1.105.826,00

Ao analisar a Tabela 2.5, pode-se identificar claramente a política para cortes devido ao sistema G&T. Observa-se que o índice FIC do ramal 1 (igual a do LP-1) possui um valor maior (i.e. 20,473 falhas/ano) que o do ramal 2 (i.e. 10,863 falhas/ ano) que, por sua vez, é maior que o do ramal 3 e assim por diante, de acordo com a política de corte de carga adotada.

Outro ponto que pode ser observado, é que a contribuição das falhas originadas do sistema G&T é muito mais considerável que aquelas oriundas do sistema de distribuição. Deve-se salientar que neste caso foi considerada carga pico para todo o período de análise no sistema G&T, o que acarreta um número muito elevado de falhas para este sistema. Entretanto, esta opção foi utilizada para melhor demonstrar a influência de cada zona funcional no sistema global, já que em condição normal o sistema RTS é muito *robusto*, produzindo um número muito pequeno de falhas.

A Tabela 2.6 apresenta os resultados obtidos para os índices do sistema, FEC [interrupções/consumidor ano], DEC [horas/consumidor ano], EENS [kWh/ano], ENSC [kWh/consumidor ano] e LOLC [US$/ano]. Todos os índices NH3 obtidos na situação de carga pico também são desagregados nas contribuições devido aos sistemas G&T e distribuição. Por exemplo, o índice EENS para todo o sistema (i.e. NH3) é igual a 8.004.289 kWh/ano, onde 7.943.191 kWh/ano é procedente do sistema G&T e somente 61.027 kWh/ano origina-se do sistema de distribuição.

Tabela 2.6 - Índices do Sistema para Carga Pico

SISTEMA	FEC [Int/cons ano]	DEC [horas/cons ano]	EENS [kWh/ano]	ENSC [kwh/cons ano]	LOLC [$/ano]
G&T	11,1845	390,3521	7.943.191,0	4.163,10	36.716.580,00
Distribuição	0,2492	3,5909	61.026,9	31,99	302.171,80
NH3	11,4340	393,9447	8.004.289,0	4.195,12	37.016.480,00

Analisando os resultados obtidos nas Tabelas 2.5 e 2.6, pode-se concluir que o sistema de G&T e o sistema de distribuição se comportam como dois componentes independentes conectados em série. A independência dos dois sistemas deve-se ao fato de se ter assumido que todos os equipamentos do sistema de distribuição (i.e. linhas de transmissão, transformadores etc.) são capazes de suportar toda energia solicitada. Esta restrição, contudo, é devido ao critério de continuidade, que é amplamente utilizado na avaliação de sistemas de distribuição.

Para exemplificar, a Tabela 2.7 apresenta os resultados para os índices do sistema considerando a situação de carga média, onde os equipamentos G&T estão operando em regime normal e, portanto, espera-se um desempenho muito melhor para o NH2.

Tabela 2.7 - Índices do Sistema para Carga Média

SISTEMA	FEC [Int/cons ano]	DEC [horas/cons ano]	EENS [kWh/ano]	ENSC [kWh/cons ano]	LOLC [$/ano]
G&T	0,0200	15,3600	188.789,8	98,9464	876.582,90
Distribuição	0,2492	3,5909	37.505,7	19,6571	185.126,90
NH3	0,2692	18,9517	226.307,2	118,6096	1.060.130,00

Ao observar as Tabelas 2.6 e 2.7 anteriores, pode-se verificar que, quando o sistema está operando em carga pico, 97,79% do índice FEC (11,1845 falhas/interrupção ano) provém dos sistema G&T e apenas 2,21% (0,2532 falhas/interrupção ano) é

devido a contingências ocorridas no sistema de distribuição. Entretanto, em situação de carga média, onde o sistema está operando em condições normais, somente 7,32% do total do índice FEC (0,02 falhas/ interrupção ano) é decorrente do sistema G&T, e o restante, 92,68% das falhas é procedente do sistema de distribuição.

2.5 Influência da Política de Corte de Carga

No caso de haver necessidade de aliviar a carga para garantir as restrições de segurança, normalmente os cortes ocorrem no sistema de distribuição. Um aspecto importante na operação destes sistemas são os cortes de carga originados por falhas no sistema de geração e transmissão. A política empregada para realizar estes cortes influi diretamente nos índices de confiabilidade e nos custos de interrupção. Muitas técnicas têm sido desenvolvidas [HPTP68, S71, CS79, AT88, SS89, BS96b, WB00] visando minimizar o corte de carga sem violar as restrições de segurança. A referência [BS96b] investiga o efeito da rotatividade do corte de carga (*rotational load-shedding*) sobre a continuidade no fornecimento de energia. Os resultados demonstram que diferentes filosofias para os cortes de carga podem acarretar em consideráveis divergências nos índices de confiabilidade.

Apesar destas referências [HPTP68, S71, CS79, AT88, SS89, BS96b] focarem suas discussões na redução do corte de carga, elas não incluem no processo de tomada de decisão considerações a respeito dos custos de interrupção. Uma metodologia que utiliza o princípio da rotatividade do corte de carga e incorpora os conceitos que minimizam os custos de interrupção é discutido em [WB00]. Esta metodologia utiliza o conceito do gerador multi-estado para representar o efeito das falhas do sistema G&T no sistema de distribuição. Neste caso, as contingências ocorridas na geração e transmissão devem ser enumeradas, dificultando a implementação desta técnica para sistemas complexos e de grande porte.

Uma metodologia para avaliar a confiabilidade em sistemas de distribuição, considerando diferentes prioridades de corte de carga entre seus alimentadores foi apresentada em [LCBM01b e CLBM02], e será resumida a seguir. A melhor política

deve considerar não somente a situação de mínimo custo de interrupção, representado pelo índice LOLC - *Loss of Load Cost*, mas também se adequar aos índices tradicionais de confiabilidade (FEC, DEC etc.). Será mostrada uma grande variação existente entre as possíveis políticas de corte de carga no nível da distribuição. Dependendo das características do sistema e da necessidade, pode-se optar por uma alternativa que não produza o menor custo de interrupção, mas priorize um outro parâmetro, que seja vital para o funcionamento de um determinado processo. As análises serão realizadas considerando o sistema total e para pontos de carga. Para a avaliação será utilizado o sistema de distribuição RBTS-Barra2 [ABSGS91] conectado à barra 6 do RTS [I79], como mostrado nas Figuras 2.3 e 2.4. Para melhor verificar a influência da política de corte de carga adotada no sistema de distribuição em relação aos índices de confiabilidade, será considerado a situação de carga pico no sistema G&T.

2.5.1 Otimização da política de corte de carga

A estratégia mais utilizada para se cortar carga em sistemas de distribuição é desconectar acumulativamente os ramais. Nesta situação os ramais são retirados sempre em uma mesma seqüência (i.e. R1 → R1+R2 → R1+R2+R3 → R1+R2+R3+R4, ou R3 → R3+R4 → R3+R4+R1 → R3+R4+R1+R2), como na política apresentada na Tabela 2.2 e representada pela Figura 2.2. A análise a ser realizada considera todas as possibilidades de seqüências de saídas acumulativas para os ramais. Neste sistema utilizado como exemplo, o sistema de distribuição é constituído por quatro ramais e, portanto, existem vinte e quatro alternativas.

Para cada uma das vinte e quatro alternativas, é necessário determinar seus respectivos componentes fictícios e construir a rede G&T equivalente que representa a política de corte de carga. A Tabela 2.8 apresenta os resultados obtidos para os índices de sistema: FEC [interrupções/consumidor ano], DEC [horas/consumidor ano], EENS [kWh/ano] e LOLC [10^3xUS$/ano], para cada uma das políticas de corte de carga empregada. As seqüências de saída dos alimentadores estão numeradas de 1 a 24 e a prioridade de retirada dos ramais são dadas pelos seus correspondentes números (i.e. ramal R1→1, etc.) entre parênteses.

O objetivo principal desta análise é identificar a política que conduz ao menor custo total de interrupção. Para uma melhor visualização, a Figura 2.5 apresenta um gráfico contendo a variação da LOLC em relação às políticas de corte de carga mostrada na Tabela 2.8. Observa-se através da Figura 2.5, que a seqüência de saída dos ramais que possui o menor custo de interrupção para o sistema é a que considera a ordem de desligamento (2134), i.e. seqüência no. 7: R2 → R2+R1 → R2+R1+R3 → R2+R1+R3+R4. Neste caso, o índice LOLC correspondente é $27.583x10^3$ US$/ano. Por outro lado, a política de corte de carga mais custosa é a que retira os ramais na ordem (4312), i.e. seqüência no. 23: R4 → R4+R3 → R4+R3+R1 → R4+R3+R1R2, sendo o índice LOLC correspondente de $38.910x10^3$ US$/ano.

Tabela 2.8 - Variação dos Índices de Sistema para Diferentes Políticas de Corte de Carga

Seqüência de saída	Índices de Confiabilidade do Sistema			
	FEC [Interrup./cons. ano]	DEC [horas/ cons. ano]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]
1 (1234)	11,4340	393,9677	7.209.624	34.474,26
2 (1243)	11,2100	390,2461	7.233.777	35.213,84
3 (1324)	12,4030	432,0783	7.547.844	36.344,63
4 (1342)	13,0457	464,1051	7.898.182	38.627,00
5 (1423)	12,1644	427,8167	7.573.505	37.664,98
6 (1432)	13,0477	451,0702	7.790.147	38.838,90
7 (2134)	9,0994	295,5277	6.007.843	27.583,61
8 (2143)	8,8755	291,8477	6.032.741	28.326,77
9 (2314)	9,1553	315,6234	6.237.364	28.364,45
10 (2341)	9,1080	312,4622	6.153.017	28.359,59
11 (2413)	8,8117	289,5032	5.968.337	28.340,33
12 (2431)	8,9930	290,9995	5.884.349	27.589,67
13 (3124)	12,6312	434,6306	7.350.442	34.630,91
14 (3142)	13,2739	466,6573	7.700.780	36.913,28
15 (3214)	11,4190	411,0526	7.209.527	33.447,35
16 (3241)	11,3717	407,8914	7.125.179	33.442,49
17 (3412)	13,3041	466,9786	7.680.928	37.171,82
18 (3421)	12,5287	430,4359	7.252.046	34.668,64
19 (4123)	12,0661	423,1952	7.445.257	37.702,87
20 (4132)	12,9493	446,4666	7.662.246	38.878,49
21 (4213)	11,0389	383,3986	7.054.166	35.218,34
22 (4231)	11,2202	384,8949	6.970.177	34.467,68
23 (4312)	12,9912	460,0742	7.755.699	38.910,94
24 (4321)	12,2157	423,5316	7.326.818	36.407,77

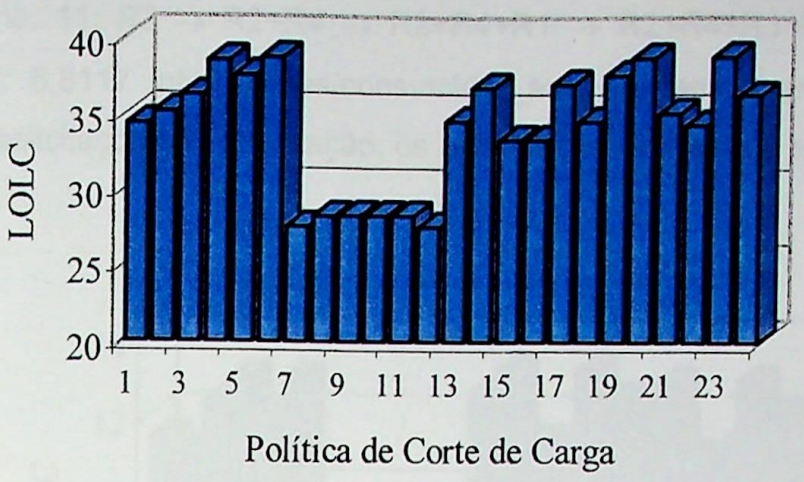


Figura 2.5 - Variação da LOLC do Sistema em Relação à Política de Corte de Carga

A diferença, e conseqüentemente a economia obtida, é de 11 milhões de dólares. Este alto valor é devido à condição de carga pico permanente, utilizada neste estudo. Outra conseqüência desta condição de carga é um alto valor para o índice DEC, pois as falhas no sistema G&T tendem a possuir um elevado tempo de reparo. Também pode-se verificar na Figura 2.5, que as políticas que possuem os menores valores para a LOLC são aquelas que iniciam a retirada dos ramais pelo ramal 2 (seqüências de 7 a 12), pois para cortes devido à G&T muito pequenos, se estaria otimizando ao retirar o ramal de menor potência, justamente o ramal 2.

Observe que o valor mínimo do índice LOLC é decorrente de uma combinação dos fatores: (i) a magnitude, freqüência e duração dos cortes de carga oriundos do sistema G&T, na barra de alta tensão conectada ao sistema de distribuição; (ii) a potência dos alimentadores; (iii) a composição da carga dos consumidores (i.e. residencial, comercial, industrial etc.) de cada alimentador; (iv) o custo unitário de interrupção de cada classe de consumidor; (v) a política de corte de carga adotada no nível da distribuição.

Outro aspecto que deve ser observado é que a alternativa mais econômica, nem sempre fornece os melhores índices de confiabilidade, tais como FEC, DEC etc. No caso de um processo específico necessitar de poucas interrupções (índice FEC e/ou FIC), outras políticas devem ser adotadas, como mostra a Figura 2.6. Neste exemplo, a política de corte de carga mais indicada para esta situação é a da

seqüência no. 11: R2 → R2+R4 → R2+R4+R1 → R2+R4+R1+R3, que possui o menor FEC: 8,8117 interrupções/consumidor_ano. Portanto, verifica-se que para estas duas solicitações de otimização, os resultados encontrados adotam estratégias diferentes.

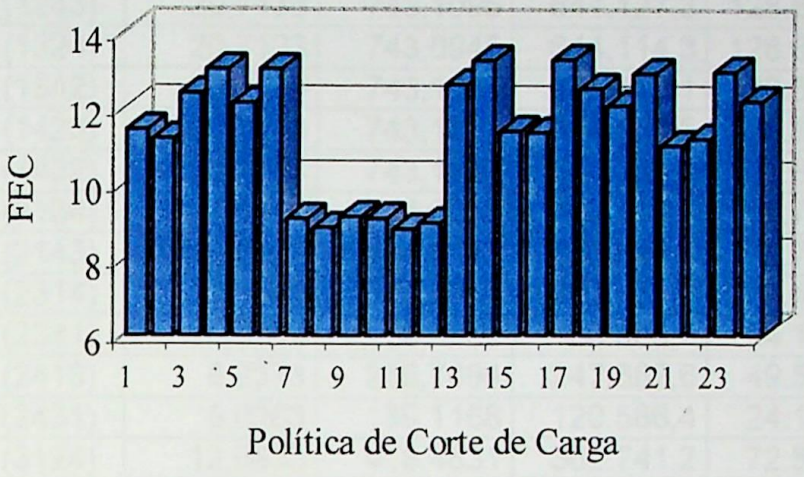


Figura 2.6 - Variação do Índice FEC em Relação à Política de Corte de Carga

2.5.2 Otimização para pontos de carga

A análise realizada no item anterior considera uma otimização do sistema de distribuição como um todo. Normalmente este tipo de avaliação é a mais aconselhada, pois determina a melhor alternativa considerando todas as peculiaridades inerentes a operação do sistema. Entretanto, pode ser requerida uma avaliação com o intuito de preservar um determinado alimentador ou ponto de carga. Neste caso, os índices de confiabilidade devem ser calculados resguardando um particular ponto de carga ou ramal. Para exemplificar, será utilizado o mesmo sistema teste da seção anterior, sistema de distribuição RBTS-Barra2 [ABSGS91] conectado à barra 6 do RTS [I79], mostrado nas Figuras 2.3 e 2.4. A avaliação considera o ponto de carga 1 como sendo o elemento a ser preservado. Também para este caso existem vinte e quatro alternativas. A Tabela 2.9 mostra os índices de confiabilidade para o ponto de carga 1, considerando as 24 combinações de retirada dos alimentadores, onde o FIC está em falhas/ano, o DIC em horas/ano, a EENS em kWh/ano e a LOLC em US$/ano.

Tabela 2.9 - Variação dos Índices do Ponto de Carga 1 para Diferentes Políticas de Corte de Carga

Seqüência de saída	Índices de Confiabilidade do Ponto de Carga 1			
	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]
1 (1234)	20,7133	743,1818	644.189,9	128.838,00
2 (1243)	20,7133	743,1095	644.127,3	128.825,50
3 (1324)	20,7123	743,0945	644.114,3	128.822,90
4 (1342)	20,7123	743,1001	644.119,1	128.823,80
5 (1423)	20,7133	743,1582	644.169,5	128.833,90
6 (1432)	20,7133	743,1442	644.157,4	128.831,50
7 (2134)	13,8513	454,0555	393.575,3	78.715,07
8 (2143)	13,8513	454,0245	393.548,4	78.709,68
9 (2314)	8,5003	348,8956	302.422,7	60.484,54
10 (2341)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29
11 (2413)	8,2373	285,7494	247.687,6	49.537,51
12 (2431)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29
13 (3124)	12,0633	418,4831	362.741,2	72.548,23
14 (3142)	12,0633	418,4888	362.746,1	72.549,21
15 (3214)	8,5003	348,8956	302.422,7	60.484,54
16 (3241)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29
17 (3412)	7,3083	246,5296	213.691,9	42.738,38
18 (3421)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29
19 (4123)	11,2563	402,8438	349.185,0	69.836,99
20 (4132)	11,2563	402,8566	349.196,1	69.839,21
21 (4213)	8,2373	285,7494	247.687,6	49.537,51
22 (4231)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29
23 (4312)	7,3083	246,5296	213.691,9	42.738,38
24 (4321)	5,0263	139,1168	120.586,4	24.117,29

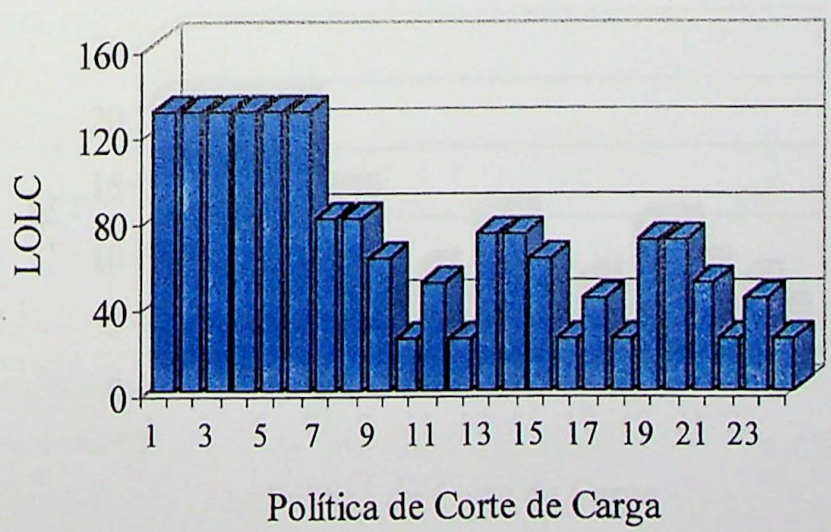


Figura 2.7 - Variação da LOLC do P. C. 1 em Relação à Política de Corte de Carga

A Figura 2.7 mostra a variação da LOLC do ponto de carga 1 em relação às políticas de corte de carga. Pode ser observado claramente na Figura 2.7, que as políticas de corte de carga que apresentam um custo de interrupção maior (em torno de 128 mil dólares por ano), são aquelas seqüências que desconectam prioritariamente o ramal 1 (de 1 a 6) e, consequentemente, o ponto de carga 1. Este resultado era o esperado, pois para qualquer corte de carga ocorrido no sistema G&T (RTS), e que ocasione corte de carga na barra 25 (RBTS-Rarra2) o ramal 1 será sempre retirado de operação. Por outro lado, as seqüências que possuem o menor custo de interrupção, são aquelas que desconectam o ramal 1 somente após a retirada dos demais ramais. Para este último caso, o custo de interrupção do ponto de carga 1 está em torno de 24 mil dólares por ano, o que acarreta em uma diferença de mais de 100 mil dólares, apenas alterando a seqüência de prioridade de retirada dos alimentadores.

A Figura 2.8 mostra a variação do índice FIC [falhas/ano], que representa a média do número anual de falhas, considerando as 24 políticas de corte de carga para o ponto de carga 1. Para este caso, os resultados indicam que as políticas de corte de carga que contém o menor custo de interrupção (seqüências 10, 12, 16, 18, 22 e 24), são também as que possuem o menor valor para o índice FIC.

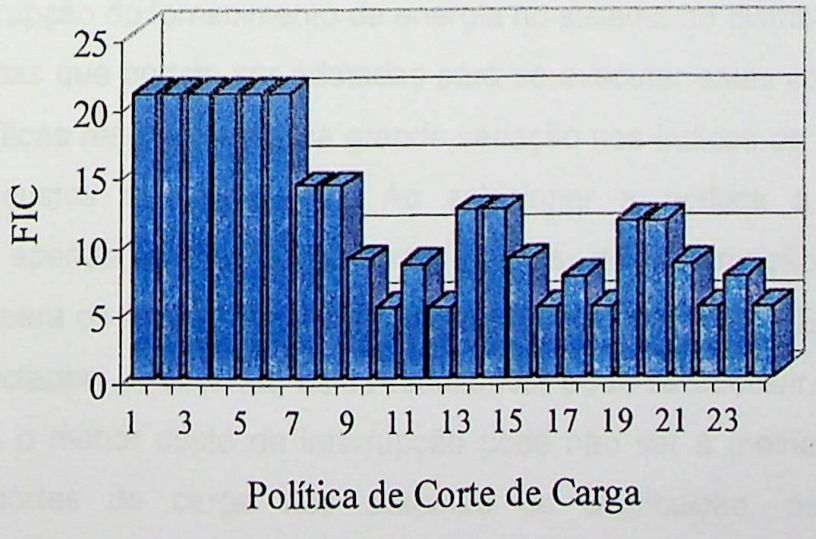


Figura 2.8 - Variação do FIC do P. C. 1 em Relação a Política de Corte de Carga

2.6 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado um método que incorpora ao sistema de distribuição o déficit de energia originado por falhas no sistema G&T e que acarretam cortes de carga aos consumidores. Uma análise que envoive três áreas funcionais: geração, transmissão e distribuição é extremamente importante no planejamento e operação dos sistemas elétricos. Principalmente com a nova estruturação do setor elétrico, que caracteriza-se por um modelo funcional desverticalizado e implica na segregação das funções de produção, transporte, incluindo transmissão e distribuição, e comercialização de energia. Com isso, as companhias de eletricidade ingressaram em um mercado competitivo, e responsabilidades devem ser atribuídas individualmente entre as zonas funcionais.

Neste novo modelo, a confiabilidade desempenha um papel fundamental, pois os consumidores podem eleger seus fornecedores de energia. Alguns consumidores podem estar propensos a pagar mais para receberem maior confiabilidade, e outros podem estar dispostos a pagar menos por uma menor confiabilidade [WB00]. Devido à competição, as decisões de planejamento e operação dos sistemas não devem somente ser baseadas na experiência passada e nas restrições de segurança (tensão, corrente etc.), também devem considerar os custos de interrupção dos consumidores.

Os cortes de cargas originados por falhas no sistema de geração e transmissão, ocasiona interrupção do fornecimento de energia no sistema de distribuição. Existem diversas políticas que podem ser adotadas para se executar estes cortes de carga. Diferentes políticas resultam em uma grande variação nos índices de confiabilidade, incluindo os custos de interrupção. Ao selecionar a política a ser adotada considerando apenas a minimização dos custos de interrupção, os critérios estabelecidos para os índices de confiabilidade, tais como o FEC, DEC etc., podem estar sendo violados. Analisando estes resultados, pode-se concluir que a política que apresenta o menor custo de interrupção pode não ser a melhor opção. Para otimizar os cortes de carga nos sistemas de distribuição, os critérios de confiabilidade estabelecidos pelo órgão regulador, também devem ser incluídos no processo de avaliação.

A metodologia empregada utiliza técnicas de conjuntos de corte *(cut sets)* juntamente com as fórmulas dos sistemas série-paralelo, derivadas do processo de Markov e a abordagem de freqüência e duração. Estes dois métodos são complementares e podem ser utilizados na solução de redes de distribuição complexas. Os resultados apresentados são suficientemente confiáveis com a vantagem dos cálculos serem concluídos rapidamente. Apesar destes benefícios, a utilização desta metodologia somente possibilita a apresentação dos valores médios, não fornecendo a dispersão dos possíveis valores dos índices. Como já mencionado anteriormente, a distribuição de probabilidade dos índices de confiabilidade pode ser muito útil, e até imprescindível no gerenciamento dos sistemas atuais. No próximo capítulo será apresentada uma metodologia capaz de fornecer estas distribuições.

CAPÍTULO 3

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

3.1 Introdução

Para a avaliação da confiabilidade em sistemas elétricos existem dois métodos principais: analítico (ou enumeração de estados) e simulação Monte Carlo. O método analítico convencional utilizado na avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição assume que cada componente pode ser representado como um modelo Markoviano. Nesta consideração estão implícitas algumas restrições: as funções densidade de probabilidade do tempo de falha, do tempo de reparo e do tempo de chaveamento são, necessariamente, exponenciais. Esta suposição implica em taxas de transição constantes entre estados. Entretanto, na prática, estas hipóteses podem não ser válidas para muitos componentes reparáveis. O tempo de funcionamento pode em muitos casos ser considerado exponencialmente distribuído, devido aos componentes operarem em seu período de vida útil. Contudo, o tempo de reparo e o tempo de chaveamento não podem ser considerados exponenciais [OG99]. Existe a necessidade, portanto, de adequar a distribuição que melhor se aplica para os tempos dos componentes, pois diferentes distribuições podem levar a resultados muito distintos para os índices de confiabilidade [OG99].

Outro inconveniente do método analítico é fornecer como resultado de suas análises apenas o valor esperado dos índices de confiabilidade. Nos últimos anos houve um considerável crescimento no campo da avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição, porém, seus índices de continuidade de serviço [BA94] ainda são avaliados quase que exclusivamente por valores médios. Apesar da popularidade e

importância do cálculo do valor médio, dependendo da distribuição associada ao índice, este valor pode ser pouco representativo. Devido à natureza aleatória destes índices, torna-se fundamental avaliar suas distribuições de probabilidade, pois informações adicionais podem ser obtidas através deste tipo de análise. Entretanto, a principal deficiência do método analítico é representar o sistema através de modelos matemáticos que calculam os índices de confiabilidade enumerando todas as possíveis contingências. Para sistemas reais, que normalmente são complexos e de grande dimensão, este procedimento se tornaria inviável em termos computacionais.

Nos últimos anos, com o aumento da competitividade no setor, houve a necessidade de se obter informações mais detalhadas sobre a causa das interrupções experimentadas pelos consumidores. Neste novo contexto e com uma maior disponibilidade de computadores de alta performance, a simulação Monte Carlo cronológica tornou-se uma técnica viável e muito estudada para aplicações em confiabilidade de sistemas elétricos [BS96b, AM97, LG97, BW99, OG99]. Esta metodologia é completamente genérica, não possuindo restrições quanto a taxas de transição ou tempos de permanência nos estados. Também é possível através deste método obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, que fornecem informações adicionais importantes. Por exemplo, é possível obter a probabilidade dos indicadores DEC, FEC, DIC e FIC [ANEEL00] ultrapassar um valor preestabelecido, determinar a probabilidade do índice DMIC [ANEEL00] exceder o valor máximo permitido para um determinado ponto de carga etc. Devido à capacidade da SMC capturar adequadamente aspectos cronológicos, é possível através desta metodologia representar todas as peculiaridades implícitas na dinâmica de um sistema real.

Outro aspecto importante, é que na simulação Monte Carlo cronológica pode-se conhecer os exatos instantes da ocorrência de uma determinada falha. Com o auxílio de curvas de carga horárias, é possível calcular com maior precisão a energia que deixou de ser fornecida devido a uma contingência, o que melhora sensivelmente o cálculo dos índices de custo. Neste trabalho serão avaliados os índices de confiabilidade individuais para cada ponto de carga e os índices de sistema, onde será possível estimar além de seus valores médios, suas distribuições

de probabilidade. Os resultados obtidos usando a SMC cronológica serão analisados e comparados com os resultados obtidos através de um método analítico.

3.2 Simulação Monte Carlo Cronológica

Ao considerar vários sistemas idênticos em tempo real, o comportamento típico destes sistemas difere em inúmeros fatores, incluindo o número de falhas, tempo de reparo etc. Esta particularidade é devido à natureza aleatória dos processos envolvidos. O comportamento de um sistema específico depende de muitas variáveis, e poderá se manifestar em uma gama muito grande de resultados. O processo de simulação Monte Carlo seqüencial pode ser usado para examinar e prever o comportamento típico de um sistema, para assim obter as distribuições de probabilidade dos vários índices de confiabilidade e estimar o valor médio destes parâmetros.

Na SMC seqüencial, um histórico artificial que define os tempos de funcionamento (up) e falha (down) dos elementos do sistema é gerado cronologicamente, conforme suas distribuições de probabilidade e com o auxílio de geradores de números pseudo-aleatórios. Uma seqüência de ciclos de funcionamento/interrupção do sistema (ou ponto de carga) é obtida a partir do histórico dos componentes e utilizando a relação entre os estados destes componentes e os estados do sistema. Os índices de confiabilidade e suas distribuições de probabilidade são obtidas conforme estas seqüências de ciclos.

3.3 Simulação Cronológica Aplicada em Sistemas de Distribuição

O requisito essencial da simulação é gerar históricos artificiais de operação/reparo o mais próximo da realidade para seus principais elementos. Estes históricos dependem dos parâmetros de confiabilidade dos componentes e das distribuições estatísticas associadas a estes componentes.

Incluem-se nos componentes pertencentes ao sistema de distribuição, linhas de transmissão (alimentadores e ramais), transformadores, chaves seccionadoras,

fusíveis e disjuntores, entre outros. Estes elementos podem normalmente ser representados por um modelo a dois estados, como mostrado na Figura 3.1, onde o estado *up* indica que o componente está funcionando, e o estado *down* indica que o componente está inoperante devido a uma falha.

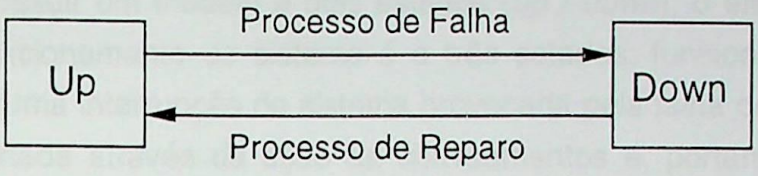


Figura 3.1 - Diagrama do Espaço de Estados de um Componente

O tempo que o componente permanece no estado *up* é chamado de tempo até a falha (TTF - Time To Failure) ou tempo de funcionamento. O tempo durante o qual o componente permanece no estado *down* é conhecido como tempo de reparo ou tempo de reposição (TTR - Time To Repair ou Time To Replace). O processo de transição do estado *up* para o estado *down* é denominado processo de falha. A transição do estado *up* para o estado *down* é ocasionada pela falha de um elemento. A Figura 3.2 mostra a simulação de um histórico de operação/reparo de um componente.

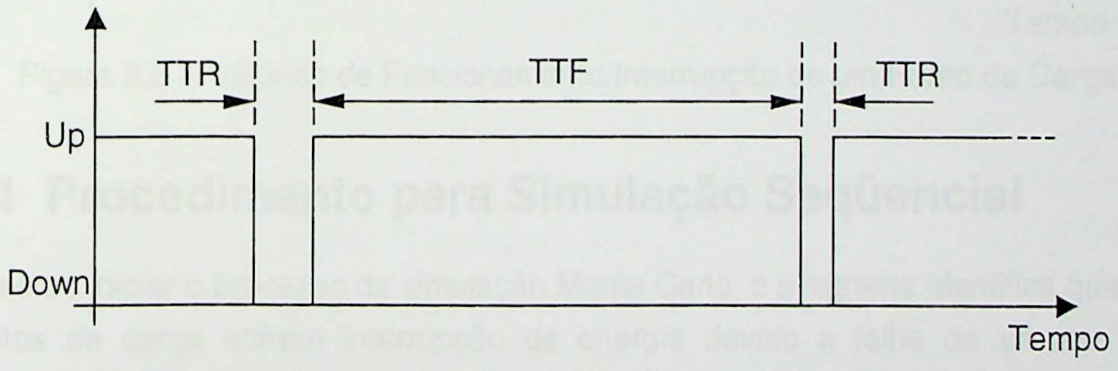


Figura 3.2 - Histórico de Operação/Reparo de um Componente

Os parâmetros TTF e TTR são variáveis aleatórias e podem ter diferentes distribuições de probabilidade. As distribuições mais freqüentes utilizadas para simular estes tempos são Exponencial, Gama, Normal, Lognormal, e Weibull. Fusíveis e disjuntores são usados para isolar automaticamente os elementos falhados, ou áreas falhadas, das áreas *saudáveis*. Fontes alternativas também podem ser empregadas para restabelecer o fornecimento nas áreas não afetadas.

O histórico de funcionamento/interrupção de um ponto de carga, também denominado de série sintética, é mostrado na Figura 3.3 e é conceitualmente similar ao histórico de um componente, exibido na Figura 3.2. Neste caso, contudo, é baseado não somente na seqüência de operação/reparo dos componentes, mas na configuração do sistema e em seu esquema de proteção. Verifica-se que apesar do componente possuir um modelo a dois estados (*up / down*), o efeito observado no histórico de funcionamento do sistema é a três estados: funcionamento, reparo e chaveamento. Uma interrupção do sistema provocada pela falha de um componente pode ser eliminada através da ação de chaveamentos e, portanto, não necessita esperar o reparo deste componente.

O tempo que o ponto de carga, ou sistema, permanece em funcionamento será definido de tempo até a interrupção (TTI - Time To Interruption) e o tempo que o ponto de carga permanece interrompido será denominado de tempo da interrupção (IT - Interruption Time).

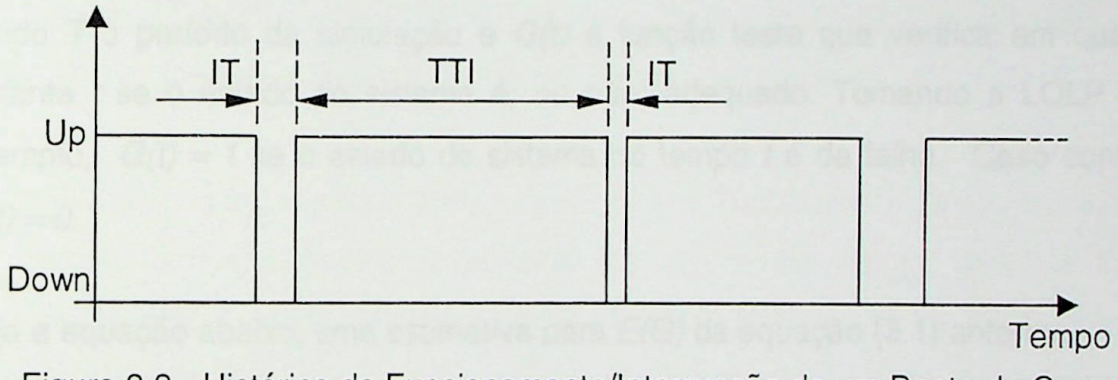


Figura 3.3 - Histórico de Funcionamento/Interrupção de um Ponto de Carga

3.4 Procedimento para Simulação Seqüencial

Antes de iniciar o processo de simulação Monte Carlo, o programa identifica quais os pontos de carga sofrem interrupção de energia devido a falha de um ou mais componentes. Este procedimento é descrito a seguir:

1) Para a falha de cada componente individualmente, identificar qual ou quais os pontos de carga são afetados.
2) Verificar se para os pontos de carga interrompidos existe a possibilidade de algum tipo de chaveamento, que diminua o tempo da interrupção.
3) Armazenar separadamente os pontos de carga interrompidos que possibilitem chaveamento e os que devem esperar o tempo de reparo do componente para restabelecer a energia. Este procedimento identifica e armazena em vetores os cortes de 1ª ordem.

4) Repetir os passos anteriores considerando a falha de dois em dois componentes para gerar os vetores de corte de 2ª ordem.

O processo de *sorteio* dos tempos de funcionamento e reparo dos componentes e a avaliação dos índices de confiabilidade serão descritos a seguir, antes, porém, algumas definições serão apresentadas.

3.4.1 Representação cronológica

Devido a análise seqüencial no tempo, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da seguinte expressão [SB77, SPF93]:

$$E(G) = \frac{1}{T}\int_0^T G(t)\,dt \qquad (3.1)$$

sendo T o período da simulação e $G(t)$ a função teste que verifica em qualquer instante t se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando a LOLP como exemplo, $G(t) = 1$ se o estado do sistema no tempo t é de falha. Caso contrário, $G(t) = 0$.

Seja a equação abaixo, uma estimativa para $E(G)$ da equação (3.1) anterior:

$$\tilde{E}(G) = \frac{1}{NY}\sum_{k=1}^{NY} G(y_k) \qquad (3.2)$$

onde: NY é o número de simulações anuais;
y_k é a série sintética do sistema (ou ponto de carga) no ano k;
$G(y_k)$ é a função que estima os índices de confiabilidade do ano k.

O processo usado para avaliar os índices de confiabilidade em um sistema de distribuição utilizando a simulação Monte Carlo seqüencial (cronológica) consiste dos seguintes passos:

1) Gerar um número pseudo-aleatório para cada elemento do sistema e converter este número no tempo de funcionamento (TTF). O tempo do elemento com o menor TTF é denominado de *clock*, instante no tempo em que está ocorrendo um evento, de falha ou reparo.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Biblioteca
MAUÁ
BIM

2) Gerar mais dois números pseudo-aleatórios e converter estes números em tempo de reparo e tempo de chaveamento do elemento com o menor TTF, conforme suas respectivas distribuições de probabilidade.

3) Verificar nos vetores de corte de 1ª ou 2ª ordem a existência de interrupção de energia em algum ponto de carga e investigar a possibilidade de algum tipo de chaveamento nos pontos de carga falhados. Armazenar o número e o instante inicial e final de cada falha, para os pontos de carga e para o sistema.

4) Gerar um outro número pseudo-aleatório para o elemento falhado e convertê-lo em um novo TTF. Retornar ao passo 2 se o tempo de simulação ainda não ultrapassou 1 ano (8760 horas). Caso contrário, determinar os índices anualizados (calcular as funções teste $G(y_k)$, da seqüência y_k).

5) Verificar se o número de anos é maior que o especificado ou se o coeficiente de variação (β) [MPL93a, MPL94] é menor que o exigido. Caso afirmativo finalizar o processo e emitir os resultados, senão retornar ao passo 2.

Ao se utilizar o método seqüencial, a aplicação da função teste $G(y_k)$ na avaliação dos índices de desempenho é bastante simples, e em alguns casos é obtida diretamente. Para avaliar o índice FEC (Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), por exemplo, basta fazer $G(y_k)$ igual ao número de interrupções do fornecimento de energia no sistema, durante a série sintética anual y_k. Para estimar o valor esperado dos índices de confiabilidade deve-se calcular a média dos resultados encontrados nas seqüências anuais y_k simuladas.

Das referências citadas anteriormente, pode-se concluir que os procedimentos utilizados durante a simulação Monte Carlo executam uma simulação completa para cada ponto de carga em separado. Por exemplo, para um sistema de distribuição contendo vinte pontos de carga, e ao se considerar o período de simulação como sendo de dez mil anos, na realidade a simulação total será de duzentos mil anos, pois será realizada uma simulação de dez mil anos para cada um dos vinte pontos de carga. Esta metodologia torna o processo de simulação lento, devido ao grande esforço computacional.

O método apresentado neste trabalho tende a otimizar o processo de simulação Monte Carlo seqüencial, realizando uma única simulação que inclui todos os pontos de carga simultaneamente. A dificuldade encontrada é sincronizar os eventos, de falha ou reparo, entre todos os pontos de carga. A falha de um componente pode ocasionar descontinuidade em alguns pontos de carga e não interromper a energia em outros, ou ainda, ocasionar falha para mais de um ponto de carga, mas somente para um destes existe a possibilidade de chaveamento, o que reduz o tempo da interrupção. Nestas situações, pode-se observar que o *clock* para os vários pontos de carga do sistema estão defasados e sincronizá-los para se realizar uma única simulação exige a elaboração de algoritmos computacionais eficientes. Outra vantagem apresentada neste modelo é que não existe nenhuma restrição quanto a configuração do sistema de distribuição; o sistema não precisa ser necessariamente radial.

3.5 Índices de Desempenho

Os índices que refletem a confiabilidade poderão ser um dos parâmetros utilizados para se determinar onde será destinada a aplicação de novos recursos. Entretanto, é interessante estabelecer uma relação entre os investimentos realizados no sistema elétrico e as melhorias de desempenho resultantes, particularmente em termos de confiabilidade do sistema.

Este tipo de análise tem dois objetivos principais: determinar metas de desempenho e identificar os pontos da rede que devem ter prioridade na alocação de recursos financeiros. De acordo com essas metas, e para que se possa obter subsídios para uma comparação, foi definido um conjunto de índices para quantificar a confiabilidade em relação a cada ponto de carga e para o sistema como um todo.

Índices de Confiabilidade para Pontos de Carga

Estes índices auxiliam na verificação do desempenho individual, visando obter informação mais localizada e minimizar a possibilidade de um ponto de carga provocar um distúrbio que acarrete uma deterioração significativa do desempenho global do sistema.

Os índices básicos dos pontos de carga são o FIC – Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [falhas/ano], DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora [horas/ano], r – Duração Média da Falha [horas], e EENS – Energia Esperada Não Suprida [kWh/ano]. De acordo com a Resolução 024 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, datada de 28 de janeiro de 2000, os índices FIC e DIC devem constar na fatura emitida aos consumidores. Entretanto, estes índices são avaliados somente para condições operativas do sistema, ou seja, para *situações passadas*. Nesta Tese pretende-se avaliar e prever índices futuros, baseado no histórico de ocorrência das falhas dos equipamentos que compõem o sistema. A avaliação preditiva tem como objetivo auxiliar no planejamento e na seleção de novas alternativas.

O índice EENS é calculado como sendo o somatório das durações das falhas multiplicado pela respectiva carga. O método proposto considera a carga variando, portanto, para cada instante de tempo a carga assume diferentes valores. Neste caso, é necessário conhecer não somente a duração da falha, mas o instante inicial e final da ocorrência de cada falha, para que se possa determinar os níveis de carga compreendidos neste intervalo.

A Função Teste *G(t)* que representa o índice EENS pode ser descrita por:

$$G(t) = \begin{cases} 0, & \text{se o estado do sistema é de sucesso} \\ \sum_{j=1}^{NDT} L_j \, \Delta t, & \text{se o estado do sistema é de falha} \end{cases} \tag{3.3}$$

onde Δt é o intervalo de variação da carga, normalmente de uma hora. O número de intervalos Δt compreendidos entre o instante de tempo em que se iniciou a falha (t_i) e o instante final desta falha (t_f) é denominado *NDT*. O termo L_j é o nível de carga correspondente a cada um dos intervalos Δt, incluídos entre o tempo inicial e final da falha. A Figura 3.1 ilustra melhor a aplicação desta função teste.

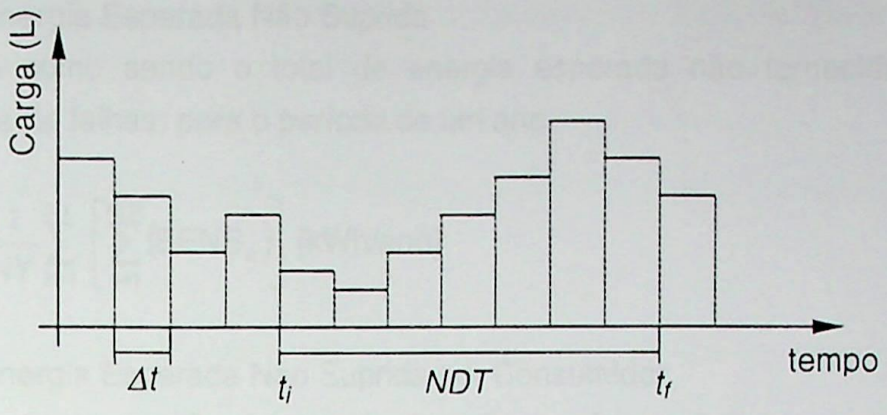


Figura 3.4 - Ilustração da Função Teste que representa o índice EENS

Índices de Confiabilidade para o Sistema

Estes índices servem como meio de verificação do desempenho global do sistema, sob o ponto de vista da confiabilidade. Além disso, podem subsidiar as necessidades de ampliações e reforços no sistema de geração e transmissão. Os índices de sistema são uma combinação dos índices individuais anteriores e o número de consumidores de cada ponto de carga. Em geral, estes índices são determinados para o período de um ano, e os mais utilizados são:

- FEC - Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
  Define-se como sendo o número de consumidores interrompidos sobre o número total de consumidores, no período de um ano.

$$FEC = \frac{1}{NY}\sum_{k=1}^{NY}\left[\frac{\sum_{n=1}^{NLP}(FIC_n N_n)}{\sum_{n=1}^{NLP}(N_n)}\right] \text{ [Interrupção/consumidor ano]} \qquad (3.4)$$

- DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
  Define-se como sendo o número de horas interrompidas por consumidor sobre o número total de consumidores, no período de um ano.

$$DEC = \frac{1}{NY}\sum_{k=1}^{NY}\left[\frac{\sum_{n=1}^{NLP}(DIC_n N_n)}{\sum_{n=1}^{NLP}(N_n)}\right] \text{ [horas/consumidor ano]} \qquad (3.5)$$

- EENS - Energia Esperada Não Suprida
  Define-se como sendo o total de energia esperada não fornecida devido à ocorrência de falhas, para o período de um ano.

$$EENS = \frac{1}{NY}\sum_{k=1}^{NY}\left[\sum_{n=1}^{NLP}(EENS_n)\right] \text{ [kWh/ano]} \qquad (3.6)$$

- ENSC - Energia Esperada Não Suprida por Consumidor
  Define-se como sendo o total de energia perdida sobre o número total de consumidores, para o período de um ano.

$$ENSC = \frac{1}{NY}\sum_{k=1}^{NY}\left[\frac{\sum_{n=1}^{NLP}(EENS_n)}{\sum_{n=1}^{NLP}(N_n)}\right] \text{ [kWh/ano]} \qquad (3.7)$$

Onde *NY* é o número total de anos simulados, *NLP* é o número total de pontos de carga pertencentes ao sistema e N_n é o número de consumidores conectados ao ponto de carga *n*.

As fórmulas apresentadas são para o cálculo do valor esperado (médio) dos índices, porém, observa-se que é possível obter o valor anual de cada índice, possibilitando assim, a construção de suas distribuições de probabilidade.

O cálculo dos índices FEC e DEC está definido na referência [ANEEL00], porém são realizados considerando as falhas já ocorridas durante um período de observação, o que caracteriza o cálculo de índices passado. Conforme comentado anteriormente, a metodologia proposta destina-se a estimar índices de desempenho futuro.

Para o cálculo do índice LOLC (*Loss of Load Cost*), que representa o custo de interrupção, foi utilizada as seguintes etapas:

1) Inicialmente determina-se a duração total da interrupção (Tint) percebida em um dado ponto de carga, que é o tempo final (T_{final}) da falha menos o tempo inicial ($T_{inicial}$) da falha.
2) Na curva de custos unitários, utiliza-se este valor de tempo (Tint) para determinar os custos relativos a cada classe, que constitui um segmento de mercado (residencial, comercial, industrial etc.).
3) Os resultados obtidos para os custos unitários são ponderados de acordo com porcentagem de cada classe de consumidores do ponto de carga analisado.

4) A LOLC de cada ponto de carga é calculada somando os custos unitários, já ponderados, de cada um dos segmentos de mercado, e multiplicando pelo valor da energia não suprida (EENS) correspondente à esta falha.

5) Para obter a LOLC do sistema, é realizado um somatório envolvendo a LOLC de cada ponto de carga.

A metodologia utilizada para o cálculo da LOLC, resulta em um valor aproximado para este índice. Na etapa 4 anterior, ao se multiplicar o valor da EENS de uma falha pela duração total da interrupção, não se está representando corretamente a distribuição da energia durante o período de ocorrência desta falha. A Figura 3.5 mostra o comportamento de uma falha que considera variação na carga. Pode-se observar que apenas o *bloco 1* de energia ficou interrompido durante a duração total da falha. Portanto, os tempos que devem ser utilizados para se determinar os custos unitários devem ser os tempos relativos a cada bloco de energia, no caso da Figura 3.5 os tempos T_1, T_2 e T_3. Para o cálculo da LOLC, deve-se multiplicar o valor encontrado para o custo unitário pelo respectivo montante de energia não suprida, representado na Figura 3.5 pelos blocos de energia 1, 2 e 3.

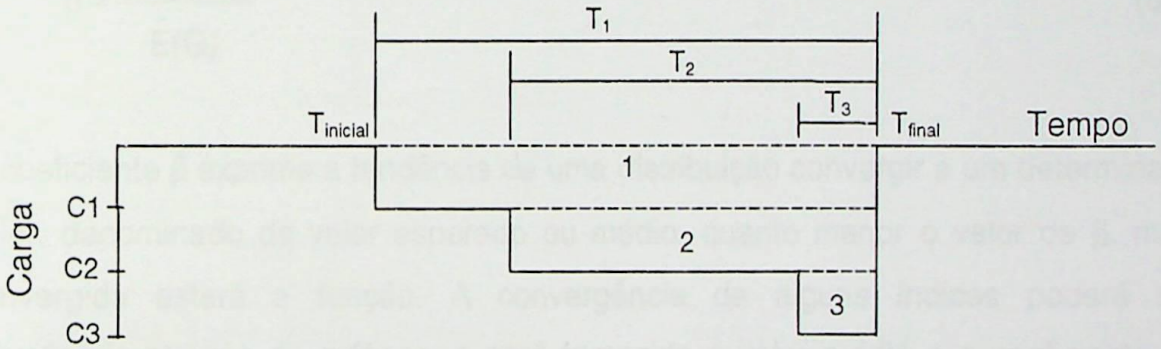


Figura 3.5 – Distribuição da Energia Durante a Ocorrência de uma Falha

Esta metodologia está descrita detalhadamente nas referências [LPMM97, MLM99], onde também é realizado um comparativo entre vários métodos utilizado para o cálculo da LOLC. Entretanto, constatou-se que os resultados obtidos com o método utilizado nesta Tese apresentam uma precisão satisfatória.

3.6 Convergência da SMC Cronológica

Para verificar se a quantidade de dados gerados durante uma simulação foi suficiente para caracterizar o evento que se está estudando, deve-se determinar a convergência dos resultados originados desta amostra.

Uma observação importante é que na equação (3.2), *E(G)* não é o *verdadeiro* valor esperado *E(G)*, mas uma estimativa deste valor. Portanto, se o experimento é repetido considerando diferentes amostras (*seeds*), diferentes valores podem ser obtidos para a estimativa *E(G)*. A incerteza em torno da estimativa é obtida pela variância do estimador:

$$V[E(G)] = \frac{V(G)}{NS} \tag{3.8}$$

onde *V(G)* é a variância da função teste e *NS* é o número total de simulações.

A expressão (3.9) indica que a incerteza do estimador depende da variância da função teste *V(G)*, e é inversamente proporcional ao número de experimentos da amostra. Isto confirma a noção intuitiva que a precisão da simulação Monte Carlo aumenta com a ampliação do tamanho da amostra (*NS*). Esta incerteza é normalmente representada como um coeficiente de variação (β) [MPL93a, MPL94]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\tilde{E}(G)]}}{\tilde{E}(G)} \tag{3.9}$$

O coeficiente β exprime a tendência de uma distribuição convergir a um determinado valor, denominado de valor esperado ou médio, quanto menor o valor de β, mais convergida estará a função. A convergência de alguns índices poderá ser visualizada através de gráficos, e será fornecido o valor médio e o coeficiente de variação (β) de cada índice através de tabelas que serão exibidas a seguir.

3.7 Comparação entre os Métodos Analítico e SMC

Para demonstrar a eficácia do programa computacional desenvolvido, primeiramente serão apresentados os resultados que estabelecem a convergência dos índices de confiabilidade. O sistema a ser analisado é o IEEE-RBTS Barra 2, seus dados se encontram no Apêndice A. Os resultados analíticos foram obtidos utilizando o programa computacional da referência [C98]. Para poder se estabelecer uma comparação entre os métodos, utilizou-se no programa SMC desenvolvido uma carga constante e igual a carga média do sistema analisado.

Observa-se nas Figuras 3.5 e 3.6, que nos primeiros anos de simulação ocorre uma discrepância muito elevada entre o valor SMC e o valor analítico. Os resultados analíticos são obtidos por equações matemáticas que fornecem os valores médios, e não possuem uma dependência com o número de experimentos realizados. O processo simulatório é baseado na interpretação de freqüência relativa da probabilidade, que estabelece que se o experimento tem uma regularidade de comportamento, a média aritmética dos seus valores amostrados tende para um valor médio. Para se obter uma precisão satisfatória do valor médio, o tamanho da amostra deve ser suficientemente grande, o que explica a divergência inicial do gráfico, onde o espaço amostral ainda é pequeno.

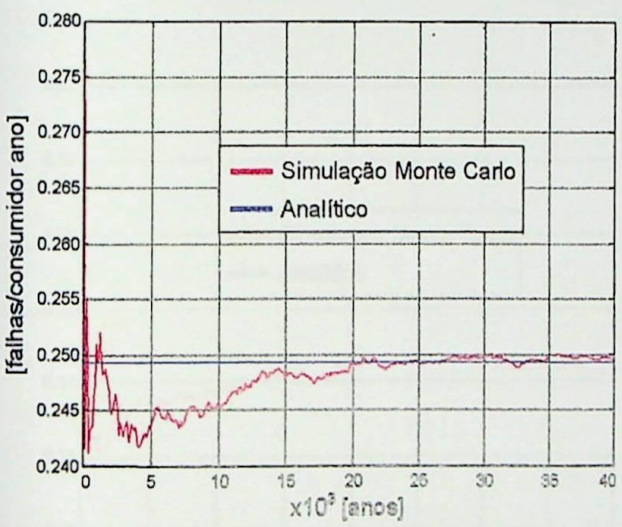


Figura 3.6 - Convergência do índice FEC

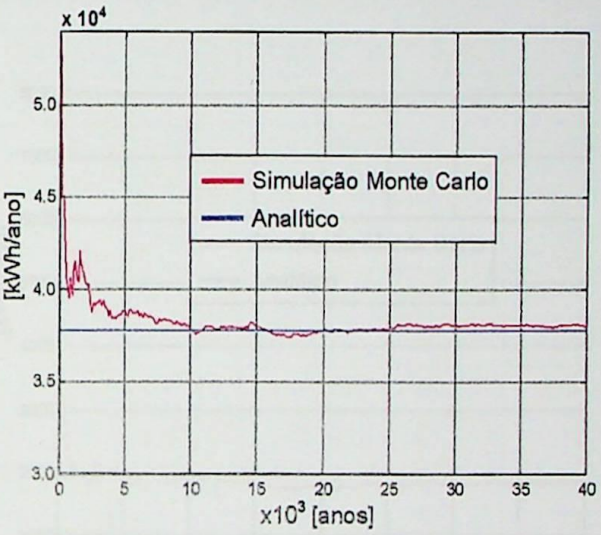


Figura 3.7 - Convergência do índice EENS

Os gráficos anteriores, referem-se a índices de sistema, que é uma média ponderada dos índices dos pontos de carga. Por se tratar de uma média, os efeitos individuais são amenizados, o que resulta em uma convergência mais acelerada (necessita de um menor número de eventos) destes índices em relação aos índices de ponto de carga. Esta particularidade pode ser verificada ao observar os coeficientes de variação β fornecidos nas Tabelas 3.1 e 3.2. O parâmetro β é determinado apenas para o índice EENS dos pontos de carga individualmente e para o sistema. Estes índices referem-se a energia não suprida, que é uma combinação relacionando o número de falhas ocorridas e suas respectivas durações, com o nível de carga exibido durante a interrupção. Portanto, a estimativa de tendência deste índice inclui algumas características de variação dos outros

índices e, por isso, foi o índice escolhido para representar a convergência do sistema. Entretanto, nada impede que se calcule a convergência para cada índice de confiabilidade individualmente.

Para análise dos índices de ponto de carga foram selecionados o ponto de carga 1 (LP 1), que pertence ao alimentador R1 e o ponto de carga 14 (LP 14), que está conectado ao alimentador R3 (Figura A.1 - Apêndice A). Analisando os gráficos, observa-se uma convergência satisfatória para ambos os casos e bem próxima daquela obtida em relação aos índices de sistema. Entretanto, verifica-se que realmente os índices de sistema necessitam de um menor número de experimentos (anos) para se obter uma convergência aceitável.

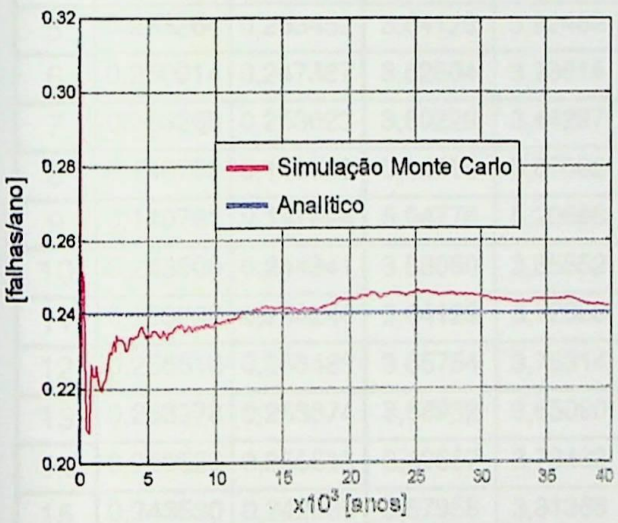


Fig. 3.8 - Convergência do FIC do LP 1

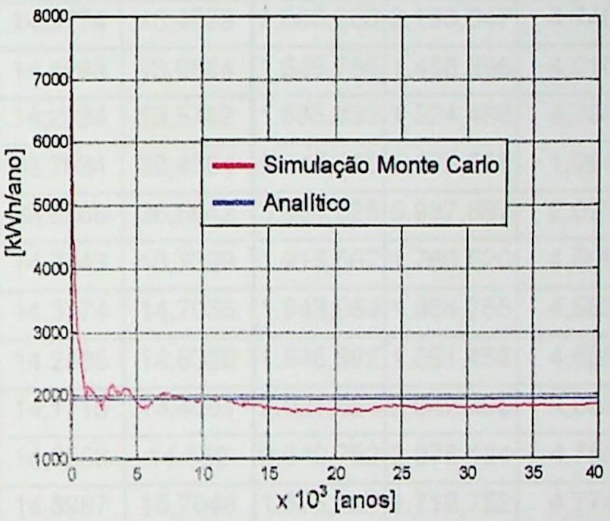


Fig. 3.9 - Convergência da EENS do LP 1

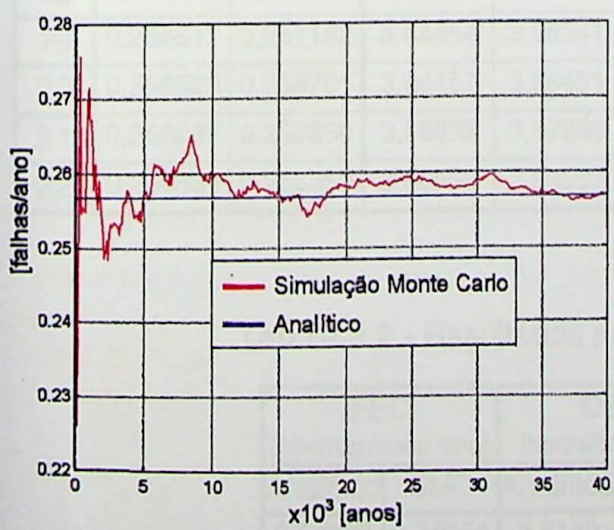


Fig. 3.10 - Convergência do FIC do LP 14

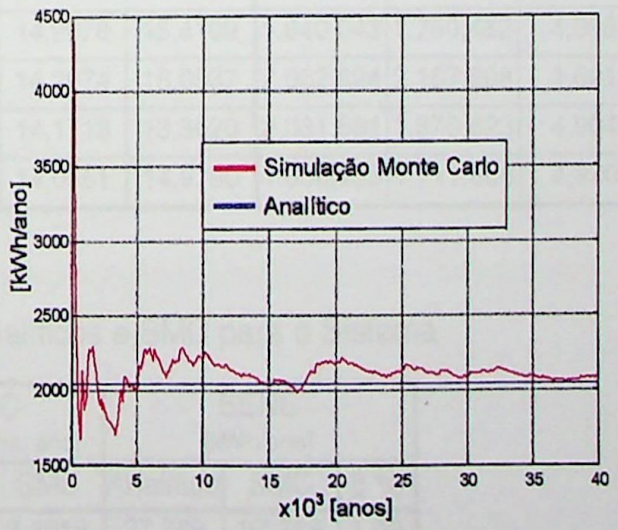


Fig. 3.11 - Convergência da EENS do LP 14

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos para as análises analítica e simulação Monte Carlo cronológica (SMC). Também são fornecidos os coeficientes de variação β para os índices EENS de cada ponto de carga e do sistema. A convergência de uma distribuição pode ser considerada satisfatória quando seu coeficiente β, calculado pela equação (3.9), for menor que 5%.

Tabela 3.1 - Resultados Analíticos e SMC para os Pontos de Carga

LP	FIC [falhas/ano]		DIC [horas/ano]		r [horas]		EENS [kWh/ano]		
	Analítico	SMC	Analítico	SMC	Analítico	SMC	Analítico	SMC	β %
1	0,240250	0,241972	3,57725	3,49413	14,8897	14,4402	1.913,829	1.841,414	4,779
2	0,253250	0,253808	3,64225	3,71443	14,3820	14,6348	1.948,604	1.959,041	4,757
3	0,253260	0,253721	3,64127	3,83078	14,3776	15,0984	1.948,082	2.014,786	4,739
4	0,240260	0,240627	3,57627	3,98170	14,8850	16,5472	2.024,171	2.223,945	4,622
5	0,253264	0,253452	3,64129	3,92489	14,3774	15,4853	2.060,968	2.190,047	4,740
6	0,250014	0,247367	3,62504	3,23615	14,4993	13,0824	1.645,766	1.456,396	4,610
7	0,253265	0,253623	3,60229	3,44297	14,2234	13,5752	1.635,438	1.524,468	4,786
8	0,140750	0,143799	5,44750	5,67092	38,7034	39,4364	5.447,500	5.675,591	1,991
9	0,140761	0,141894	5,04776	5,20668	35,8606	36,6942	5.804,925	5.987,687	2,072
10	0,243500	0,244341	3,58050	3,35552	14,7043	13,7329	1.915,567	1.763,620	4,698
11	0,253266	0,253246	3,64129	3,72363	14,3774	14,7036	1.948,089	1.964,755	4,583
12	0,256516	0,256488	3,65754	3,75314	14,2585	14,6328	1.645,892	1.651,458	4,628
13	0,253278	0,253374	3,58932	3,65090	14,1715	14,4091	2.031,554	2.042,496	4,638
14	0,256528	0,256619	3,60557	3,73432	14,0553	14,552	2.040,752	2.076,424	4,769
15	0,243530	0,242835	3,57958	3,81368	14,6987	15,7048	1.625,127	1.718,752	4,774
16	0,253250	0,252598	3,64225	3,60210	14,3820	14,2602	1.653,582	1.616,282	4,913
17	0,243500	0,245377	3,59350	3,40486	14,7577	13,8760	1.617,075	1.496,146	4,881
18	0,243517	0,241456	3,57954	3,48707	14,6994	14,4418	1.610,793	1.555,070	4,622
19	0,256517	0,257182	3,64454	3,96341	14,2078	15,4109	1.640,043	1.750,462	4,995
20	0,256526	0,256701	3,64457	3,86431	14,2074	15,0537	2.062,824	2.167,808	4,601
21	0,253282	0,252850	3,58933	3,37858	14,1713	13,3620	2.031,561	1.876,623	4,904
22	0,256532	0,256350	3,60558	3,83987	14,0551	14,9790	1.636,933	1.711,888	4,870

Tabela 3.2 - Resultados analíticos e SMC para o Sistema

FEC [Interrup./cons. ano]		DEC [horas/cons. ano]		EENS [kWh/ano]		
Analítico	SMC	Analítico	SMC	Analítico	SMC	β %
0,24922	0,24964	3,6140	3,6318	37.762	37.768	1,03

Examinando as Tabelas 3.1 e 3.2, verifica-se que o coeficiente β do índice EENS para os pontos de carga, permanece em torno de 4,5%, o que garante uma convergência aceitável. O erro relativo dos resultados obtidos entre os métodos analíticos e simulação Monte Carlo cronológico, possui uma média de 0,4% para o índice FIC e de 5% para os demais índices de ponto de carga. Para os índices de sistema, observa-se que o erro relativo entre os métodos é menor que 0,5% e o coeficiente de variação possui um valor de 1,03%. Com estes resultados, pode-se concluir que o programa computacional desenvolvido para avaliar índices de confiabilidade utilizando simulação Monte Carlo cronológico é eficaz.

3.8 Comparação entre os Métodos Considerando Variação na Carga

No item 3.7 anterior, foi realizada uma comparação entre os métodos analítico e simulação Monte Carlo seqüencial. Nesta seção serão realizadas mais duas análises comparando estes dois métodos, porém considerando variação na carga. No primeiro caso, considera-se apenas dois níveis, carga pico (L_P) e um outro nível denominado carga fora de pico (L_{OFF-P}), que será calculado de modo a manter a mesma carga média do sistema (L_{MED} = 12,291 MW). A proporção em que ocorrem é de uma hora em carga pico e vinte e três horas em carga fora de pico, por dia. Para obter os resultados analíticos, será realizada uma avaliação para cada um destes dois níveis de carga, e ao ponderar estes índices nas suas devidas proporções ($1/23 x Indice_P + 23/24 x Indice_{OFF-P}$), obtém-se os resultados finais. Na SMC, o programa computacional admite uma variação horária de carga, portanto, aplicando a mesma proporção de uma hora em carga pico e vinte e três horas em carga fora de pico, durante o período de um ano (8.760 horas), obtém-se os índices finais. Para a comparação serão considerados apenas os índices relativos a energia, pois somente estes dependem da carga, os demais índices permanecem inalterados.

O procedimento para o cálculo do valor da carga fora de pico (L_{OFF-P}), é demonstrado a seguir, onde a condição necessária é manter constante a energia média anual, assim:

$$(L_{MED}[KW]x24[horas])x365[dias] = (1[hora]xL_P[KW] + 23[horas]xL_{OFF\text{-}P}[KW])x365[dias]$$

$$L_{OFF-P} = \frac{L_{MED}x24x365 - L_P x1x365}{23x365}\,[KW]$$

$L_{OFF\text{-}P}$ = 11.956 KW ou 59,78% da carga pico (L_P = 20.000 KW)

Após a execução dos programas computacionais, os resultados obtidos para o índice EENS do sistema foram de 37.758 kWh/ano para a avaliação analítica (ponderada) e de 37.769 kWh/ano para a análise considerando simulação Monte Carlo cronológica. Estes valores possuem uma diferença percentual (Δ%) de apenas 0,03%, comprovando a equivalência dos métodos.

A segunda análise a ser realizada considera uma carga que varia de hora em hora, assumindo diferentes níveis, durante o período de um ano. A média desta curva de carga permanece a mesma utilizada nas avaliações anteriores, 12,291 MW, e seus valores horários podem ser encontrados na referência [I79]. Entretanto, como os índices de energia são valores médios, é de se esperar que o resultado obtido considerando a análise com carga variando seja próximo dos índices de energia obtidos quando se utilizou uma simulação com carga constante e igual a média, ou quando se realiza uma avaliação analítica considerando carga média. Estes dois últimos resultados se encontram na Tabela 3.2, mas serão novamente transcritos na tabela abaixo para uma melhor comparação.

Tabela 3.3 - EENS para Métodos com Carga Constante e Carga Variando

EENS [kWh/ano]			
SMC Carga variando	**SMC Carga constante**	**Analítico Carga média**	**Δ%**
37849	37768	37762	0,23

Através desta comparação verificou-se que, apesar da coincidência dos resultados, a variação da carga ao longo do tempo nos casos estudados é muito diferente. As avaliações que consideram apenas os valores médios estão sujeitas a este tipo de casualidade, e somente uma análise contendo a distribuição de probabilidade dos índices pode desvendar estas peculiaridades.

Após estas análises pode-se concluir que todos os resultados proporcionados por uma avaliação analítica, podem ser facilmente obtidos através de simulação Monte Carlo cronológica. Esta última ainda possui algumas vantagens adicionais que serão apresentadas e discutidas no próximo item.

3.9 Benefícios do Método SMC Cronológico

Ao utilizar a simulação Monte Carlo cronológica, é possível obter as distribuições de probabilidade, que oferece informações consideráveis a respeito da variação dos valores de uma determinada amostra. A seguir serão apresentados gráficos, em forma de histogramas, que representam as distribuições de probabilidades dos índices, e algumas informações adicionais importantes serão obtidas.

As Figuras 3.12 a 3.14 estão relacionadas com os índices de sistema, e mostram a variação destes índices em relação aos seus possíveis valores. Por exemplo, pode-se obter a probabilidade do índice FEC estar acima de 1,0 falha/consumidor_ano, que neste caso é de 1,39%. A probabilidade do índice DEC ser superior a 3 horas/consumidor_ano é de 14,93%. A energia esperada não suprida (EENS) possui uma probabilidade de 79,97% de estar abaixo de 40.000 kWh/ano. Para uma melhor visualização, os gráficos foram truncados em valores convenientes, o que não implica na inexistência de eventos acima dos valores máximos apresentados, porém suas probabilidades de ocorrência são pequenas.

Estas informações permitem calcular com maior precisão o risco de exceder determinados limites, e assim estimar melhor o custo associado a uma situação específica. Neste novo cenário, onde o mercado tornou-se competitivo, as concessionárias de energia buscam cada vez mais aperfeiçoar seus métodos de avaliação, para atender os consumidores dentro dos limites estipulados pelo agente regulador e, ao mesmo tempo, maximizar seus lucros. Informações precisas do comportamento dos sistemas auxiliam no planejamento, pois identificam as áreas que necessitam prioritariamente de investimentos e, assim, otimizam os recursos financeiros.

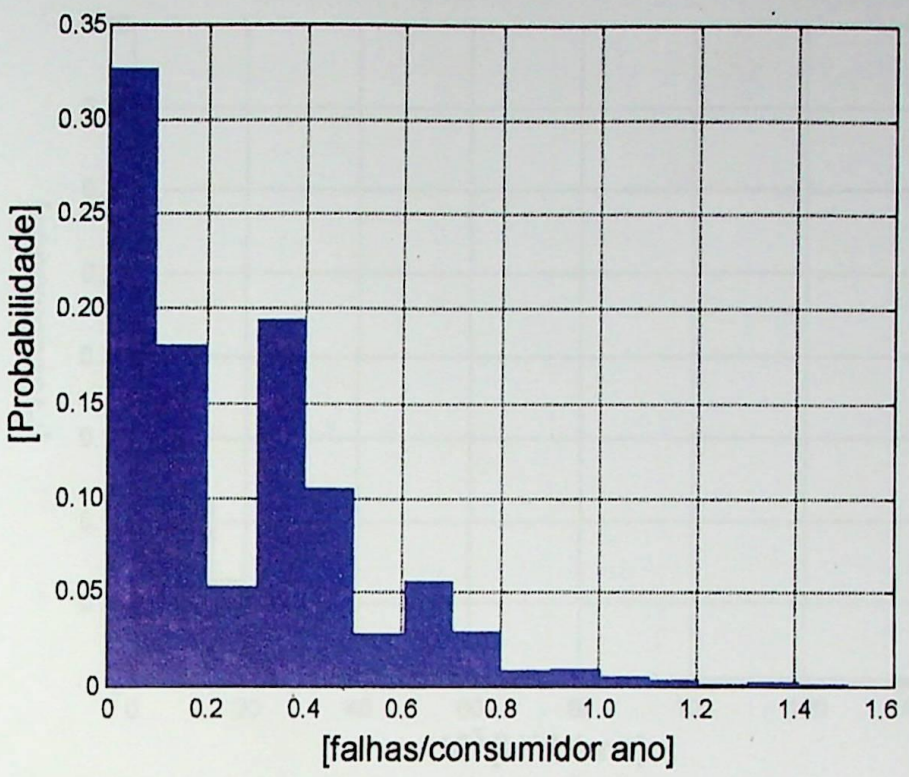


Figura 3.12 - Distribuição de Probabilidade do índice FEC

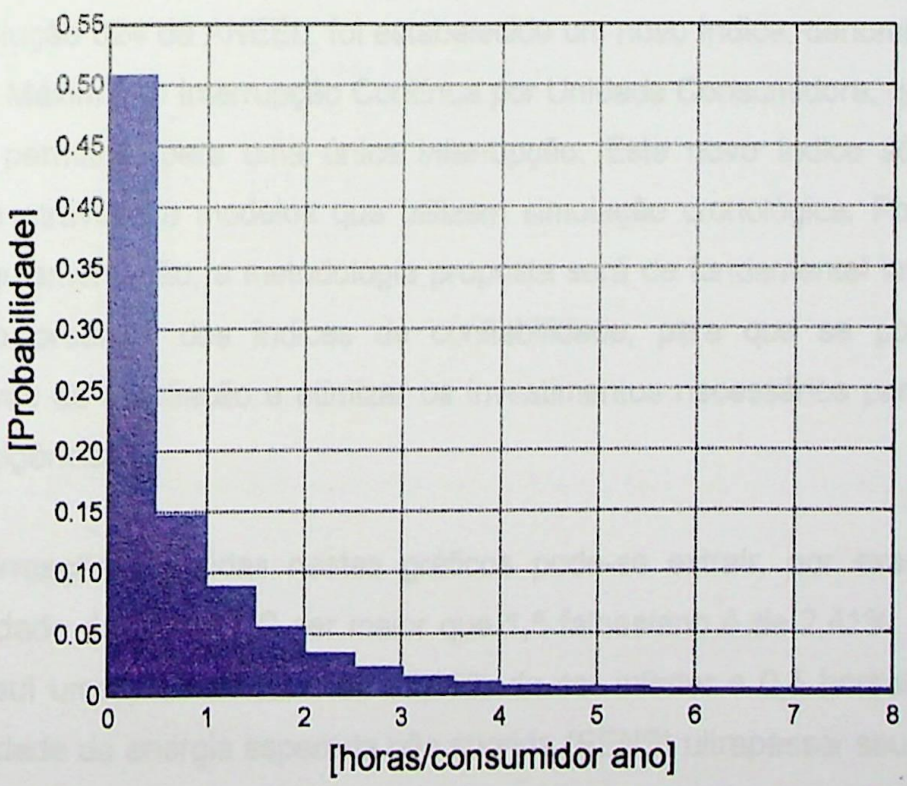


Figura 3.13 - Distribuição de Probabilidade do índice DEC

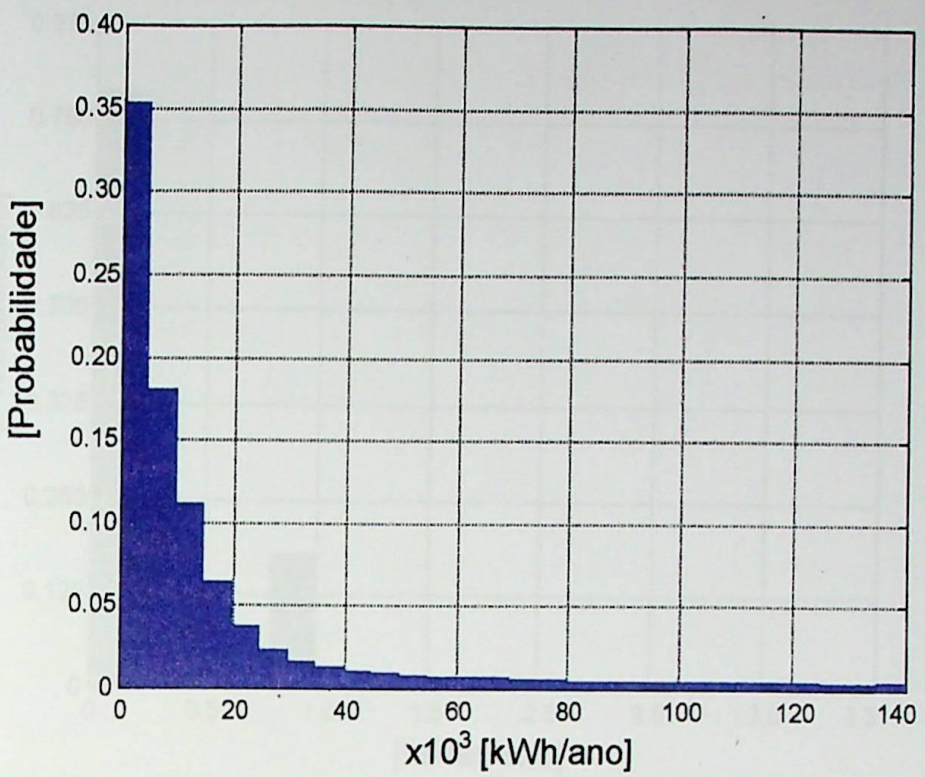


Figura 3.14 - Distribuição de Probabilidade do índice EENS

As distribuições de probabilidade também podem ser fornecidas para os índices de ponto de carga. As Figuras 3.15 a 3.18 estão relacionadas com o ponto de carga 1. Na Resolução 024 da ANEEL, foi estabelecido um novo índice, denominado DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora, que é o tempo máximo permitido para uma única interrupção. Este novo índice só poderá ser estimado através de modelos que utilizem simulação cronológica. Portanto, nesta nova regulamentação, a metodologia proposta será de fundamental importância na avaliação preditiva dos índices de confiabilidade, para que se possa planejar alternativas de ampliação e otimizar os investimentos necessários para atender as novas exigências.

Das informações contidas nestes gráficos pode-se extrair, por exemplo, que a probabilidade do índice FIC ser maior que 1,5 falhas/ano é de 2,41%, que o índice DIC possui uma probabilidade de 84,06% de ser inferior a 0,5 horas/ano e que a probabilidade da energia esperada não suprida (EENS) ultrapassar seu valor médio, 1.841,41 kWh/ano é de 6,16%. Supondo que o índice DMIC para o ponto de carga 1 deste sistema seja de 8 horas, a probabilidade de exceder este valor, e estar sujeito às penalidades, é de 13,89%.

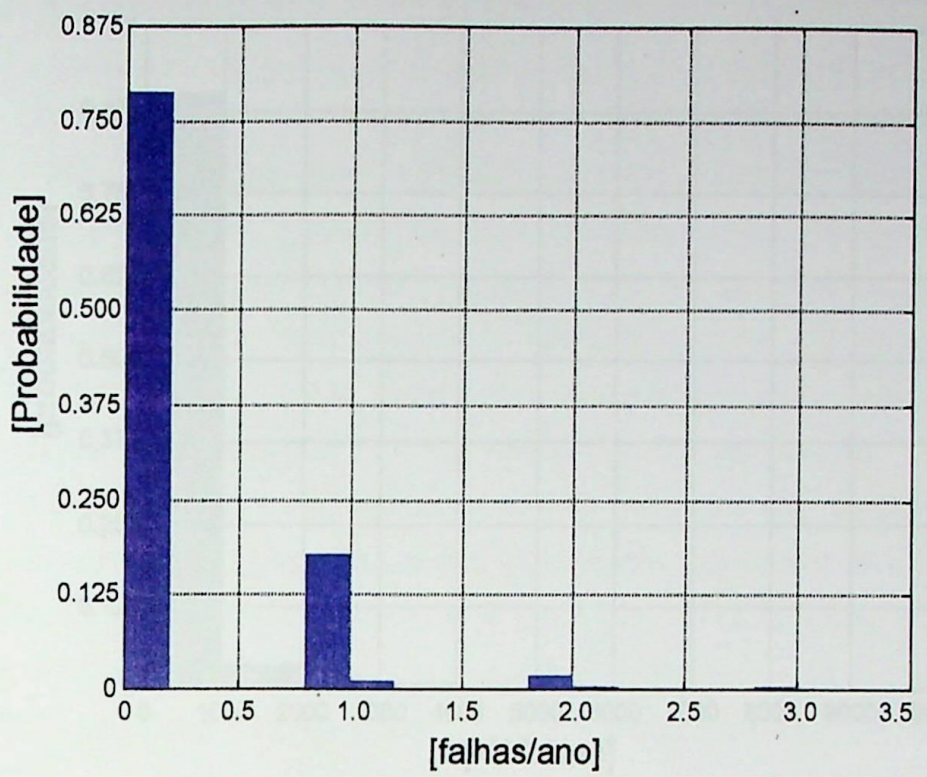


Figura 3.15 - Distribuição de Probabilidade do índice FIC para o Ponto de Carga 1

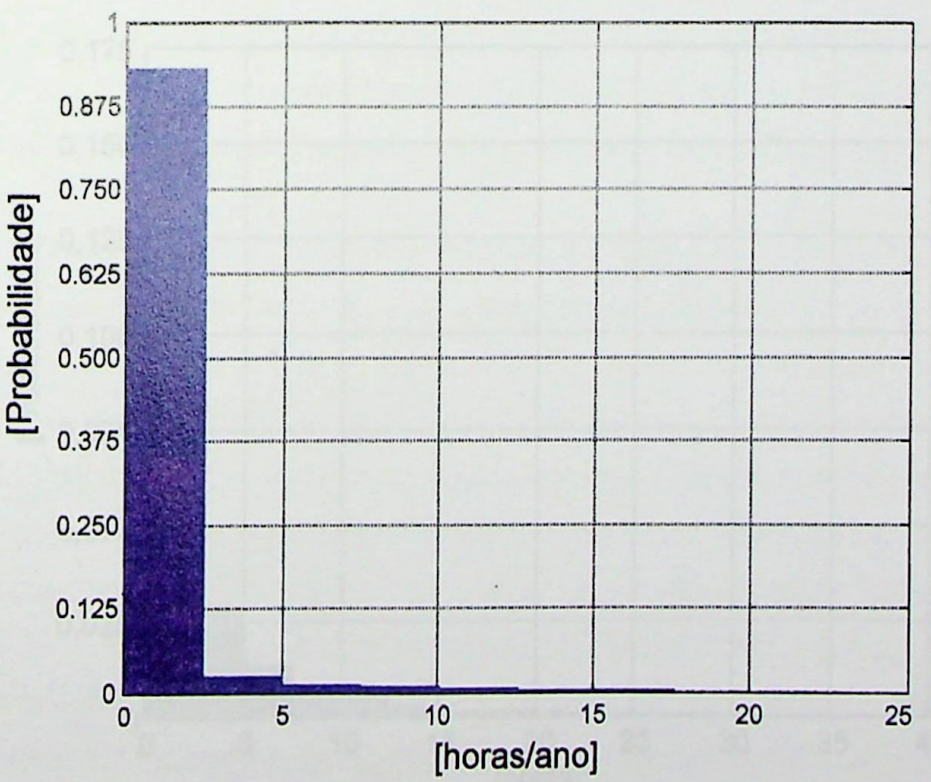


Figura 3.16 - Distribuição de Probabilidade do índice DIC para o Ponto de Carga 1

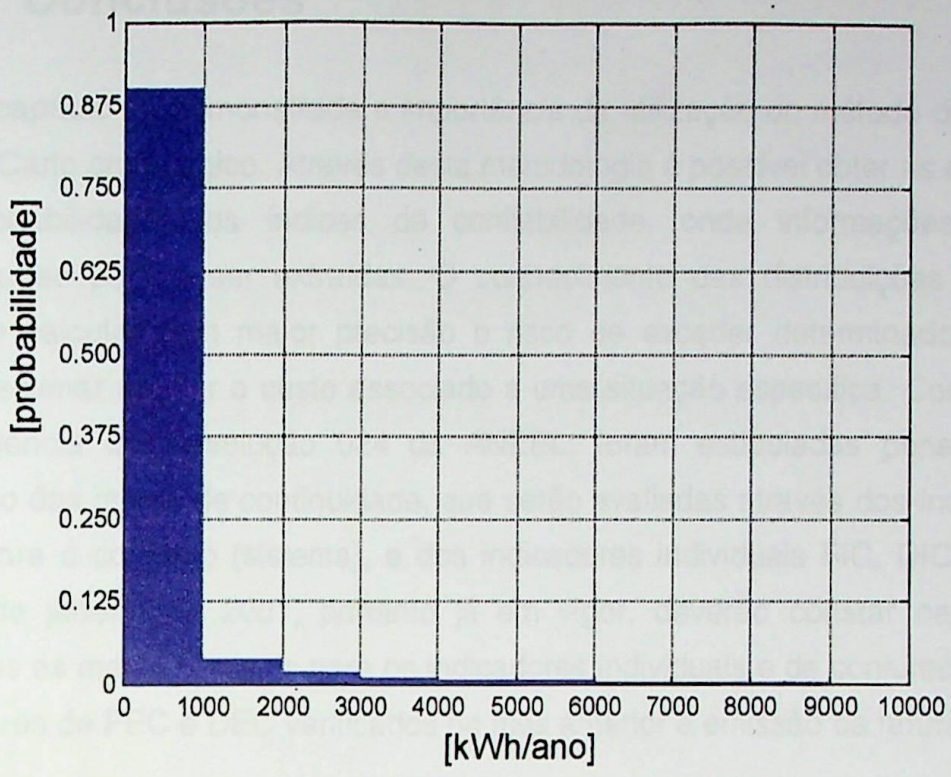


Figura 3.17 - Distribuição de Probabilidade do índice EENS para o Ponto de Carga 1

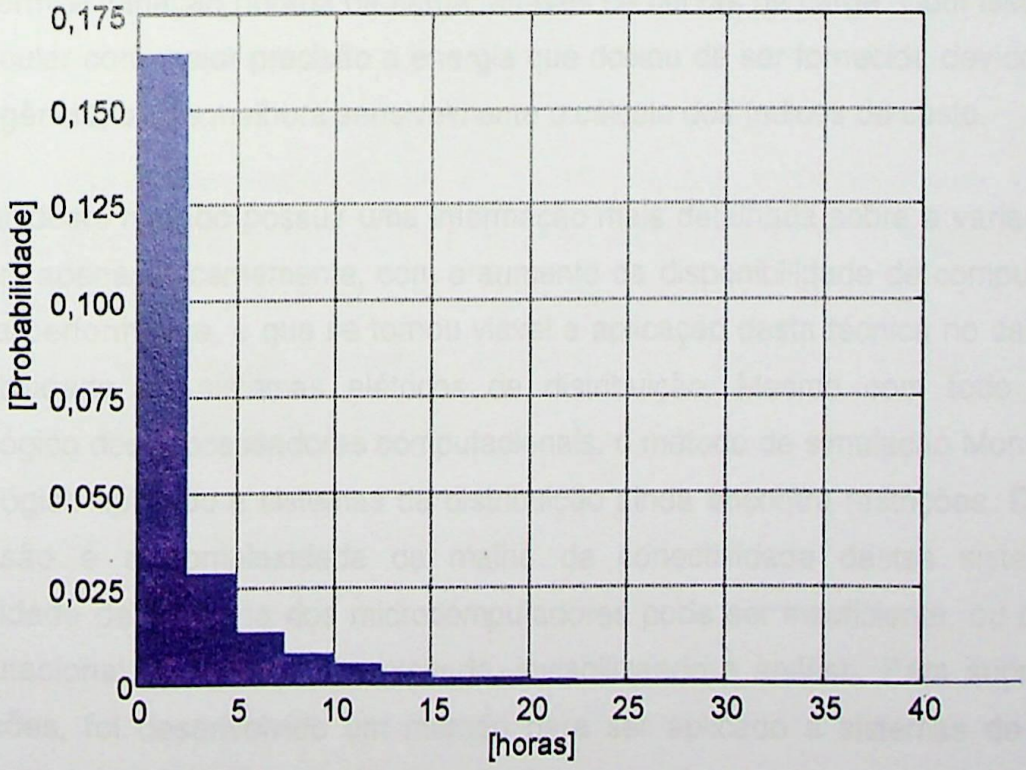


Figura 3.18 - Distribuição de Probabilidade do índice DMIC para o Ponto de Carga 1

3.10 Conclusões

Neste capítulo foi demonstrada a importância da utilização do método de simulação Monte Carlo cronológico. Através desta metodologia é possível obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, onde informações adicionais importantes podem ser extraídas. O conhecimento das distribuições estatísticas permite calcular com maior precisão o risco de exceder determinados limites, e assim estimar melhor o custo associado a uma situação específica. Com a entrada em vigência da Resolução 024 da ANEEL, foram estipuladas penalidades por violação das metas de continuidade, que serão avaliadas através dos índices FEC e DEC para o conjunto (sistema), e dos indicadores individuais FIC, DIC e DMIC. A partir de janeiro de 2001, portanto já em vigor, deverão constar na fatura dos usuários as metas mensais para os indicadores individuais e de conjunto, bem como os valores de FEC e DEC verificados no mês anterior à emissão da fatura.

Neste novo cenário, onde as empresas de energia estão cada vez mais competitivas, a metodologia apresentada será de fundamental importância na avaliação preditiva dos índices de confiabilidade, para que se possa planejar alternativas de ampliação e otimizar os investimentos necessários para atender as novas exigências. Também com o intuito de aprimorar a avaliação, foi desenvolvido um algoritmo que permite variação horária da carga, através de curvas de carga. Com isso, pode-se calcular com maior precisão a energia que deixou de ser fornecida devido a uma contingência, o que melhora sensivelmente o cálculo dos índices de custo.

Apesar deste método possuir uma informação mais detalhada sobre a variação dos índices, apenas recentemente, com o aumento da disponibilidade de computadores de alta performance, é que se tornou viável a aplicação desta técnica no cálculo da confiabilidade de sistemas elétricos de distribuição. Mesmo com todo avanço tecnológico dos processadores computacionais, o método de simulação Monte Carlo cronológico aplicado a sistemas de distribuição ainda encontra restrições. Devido à dimensão e a complexidade da malha de conectividade destes sistemas, a capacidade de memória dos microcomputadores pode ser insuficiente, ou o tempo computacional pode ser muito elevado, inviabilizando a análise. Para suprir estas limitações, foi desenvolvido um método para ser aplicado a sistemas de grande porte, que será apresentado no Capítulo seguinte, juntamente com outras considerações importantes na dinâmica operacional dos sistemas de distribuição.

CAPÍTULO 4

ASPECTOS IMPORTANTES NA MODELAGEM DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 Introdução

Os sistemas de potência atuais estão passando por modificações importantes geradas pela reestruturação do setor elétrico. Na distribuição de energia elétrica, as companhias têm sido privatizadas e o mercado está deixando de ser monopolista para se tornar mais competitivo. Os serviços fornecidos aos consumidores foram regulamentados com exigências de atendimento definidas por novos parâmetros, colocando as distribuidoras sob intensa fiscalização. Para se adequar a esta nova realidade, os sistemas de distribuição deverão ser simulados, através de ferramentas computacionais, com o intuito de avaliar de forma *preditiva* o desempenho das redes. Com isso, pretende-se evitar que um nível fora de padrão seja percebido de forma tardia e, assim, causar inconveniências para os consumidores e levar as empresas a sofrerem multas por parte do órgão regulador. A finalidade das ferramentas computacionais é recriar situações próximas da realidade operativa dos sistemas, incluindo com precisão os aspectos mais relevantes dos sistemas de proteção.

Uma característica muito comum encontrada na prática é a restrição de transferência de carga devido à capacidade dos equipamentos envolvidos. A maioria dos algoritmos que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, apenas utilizam o critério da continuidade, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. O principal fator que contribui para uma maior ou menor influência da restrição de transferência de carga é a configuração dos sistemas de

distribuição. Uma nova metodologia para avaliar a confiabilidade considerando o efeito da restrição de transferência de carga nos sistemas de distribuição foi desenvolvida, que pode ser utilizada tanto em avaliações que considerem o método analítico quanto em métodos que envolvam simulações cronológicas.

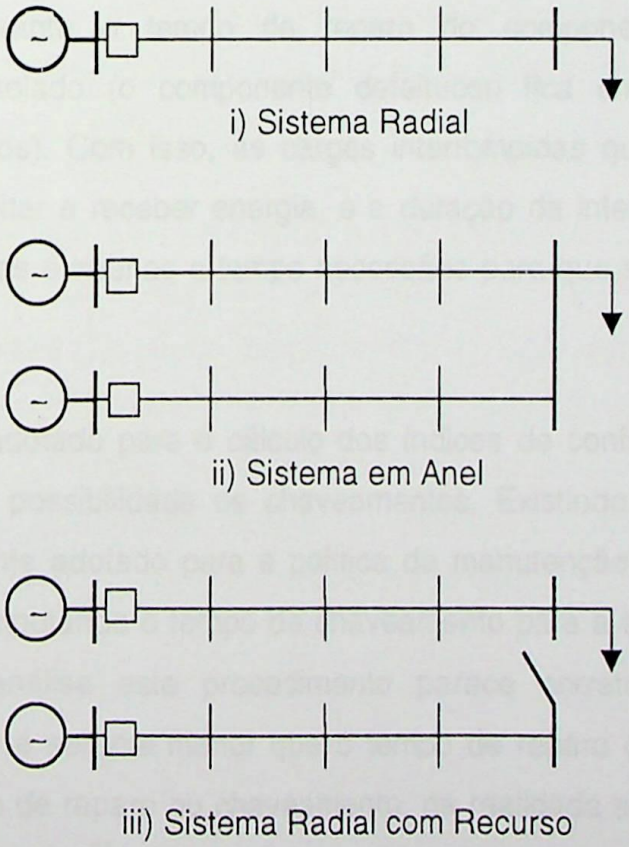
Durante o processo de implementação do algoritmo desenvolvido em aplicações práticas, deparou-se com algumas restrições devido à dimensão e complexidade da malha de conectividade dos sistemas de distribuição. O tempo computacional gasto nas avaliações torna-se muito elevado e, em muitos casos, a capacidade de memória dos computadores é insuficiente para realizar as análises. Para que o programa de confiabilidade possa também avaliar sistemas de grande porte, foi desenvolvida uma metodologia que decompõe o sistema de distribuição em vários outros subsistemas menores. Com isso, a avaliação é realizada nestas subseções do sistema original, sem que ocorra prejuízo para os resultados finais, como será demonstrado posteriormente.

Um conceito importante para o cálculo da confiabilidade e que vem sendo amplamente utilizado em aplicações práticas é a possibilidade de chaveamentos que reduzam o tempo da interrupção [E71, ABO76a , ABO76b, ABL84, AB88, ABBG94, BA94, ABBG99]. Ao ocorrer uma falha em um equipamento do sistema que acarrete descontinuidade de energia em um ponto de carga, a duração da interrupção percebida pelos consumidores não será, necessariamente, o tempo de reparo do componente falhado. Dependendo da configuração do sistema e de seu esquema de proteção, podem ser realizados chaveamentos que transfiram a carga interrompida, ou uma parte desta carga, para outros circuitos alimentadores, reduzindo o tempo da falha percebido pelos consumidores. Entretanto, este conceito foi desenvolvido desprezando algumas características importantes, que serão abordadas neste capítulo.

O sistema IEEE-RBTS Barra 2 [ABSGS91], será utilizado para apresentar e descrever as metodologias propostas. A seguir, serão apresentados os resultados obtidos para um sistema de distribuição típico, onde serão apresentados os resultados tanto para a metodologia analítica como para a simulação Monte Carlo cronológica. Também serão discutidos os erros relativos ao se utilizar os métodos convencionais em relação as metodologias propostas.

4.2 Topologia dos Sistemas de Distribuição

Como comentado anteriormente, um dos principais fatores que influenciam no desempenho dos índices de confiabilidade é a configuração e o esquema de proteção dos sistemas. Os sistemas de distribuição podem se apresentar em três diferentes topologias: i) Radial; ii) Fechado em anel e iii) Radial com recurso ou misto, como mostra a Figura 4.1. Os sistemas radiais possuem apenas um caminho entre a fonte de alimentação e os pontos de carga, e a falha de qualquer componente do sistema acarreta interrupção nos pontos de carga posteriores à proteção. Os sistemas em anel possuem mais de um caminho entre a fonte de alimentação e os pontos de carga, e a falha de um componente é automaticamente isolada pela proteção, não provocando interrupção nos pontos de carga. Os sistemas radiais com recurso representam uma situação intermediária entre as duas topologias anteriores. Apesar desta configuração possuir apenas um caminho entre a fonte de alimentação e os pontos de carga, é possível isolar o defeito de um componente e atender os pontos de carga remanescentes por um caminho alternativo, através do fechamento de chaves normalmente abertas (N/A).



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Biblioteca
MAUÁ
BIM
UNIFEI

Figura 4.1 - Topologia dos Sistemas de Distribuição

Devido a diversos aspectos, tais como: custo, segurança e complexidade de ajuste das proteções, a operação dos sistemas em anel somente é utilizada em áreas urbanas de grande concentração ou em casos especiais. As topologias radiais e radiais com recursos são as mais utilizadas no Brasil. Normalmente, o atendimento inicial a um determinado conjunto de cargas é feito por um circuito radial e, conforme o aumento da demanda e/ou aumentam os requisitos de qualidade da carga, este sistema evolui para um radial com recurso. Pode-se dizer que, quanto maior a quantidade de pontos de interligação (chaves N/A's) em um circuito alimentador, melhores serão os índices de confiabilidade percebidos pelos pontos de carga.

4.3 Revisão do Conceito do Tempo de Chaveamento

A falha de um componente do sistema elétrico provoca a abertura de um dispositivo de proteção, com o objetivo de restringir a abrangência e a gravidade do defeito sobre os demais componentes. A abertura do dispositivo de proteção em sistemas radiais e radiais com recurso, geralmente provoca a interrupção no fornecimento de energia elétrica nos pontos de carga posteriores à proteção. Se existir a possibilidade de se realizar chaveamentos que possam alimentar parte das cargas interrompidas durante o tempo de reparo do componente defeituoso, este componente é isolado (o componente defeituoso fica entre pelo menos dois dispositivos abertos). Com isso, as cargas interrompidas que estão fora da área isolada podem voltar a receber energia, e a duração da interrupção percebida por estes consumidores é apenas o tempo necessário para que se efetuem os devidos chaveamentos.

O procedimento adotado para o cálculo dos índices de confiabilidade deve inicialmente verificar a possibilidade de chaveamentos. Existindo esta possibilidade, o critério normalmente adotado para a política de manutenção é *sempre* executar o chaveamento, computando o tempo de chaveamento para a estimativa dos índices. Como primeira análise este procedimento parece correto, pois o tempo de chaveamento (Ts) é *sempre* menor que o tempo de reparo (Tr). Entretanto, ao se empregar o tempo de reparo ou chaveamento, na realidade se está considerando o tempo *médio* de reparo ($\overline{T}$) e o tempo *médio* de chaveamento ($\overline{Ts}$), pois são valores esperados de um determinado histórico de ocorrência.

Ao se adotar a política de *sempre* realizar o chaveamento, está se desprezando a possibilidade de um tempo de reparo ser menor que o tempo de chaveamento. Na prática esta situação é bastante comum, por exemplo, houve uma interrupção em um determinado ponto do sistema, a equipe de manutenção chegou ao local e verificou que um galho de árvore era a causa do defeito. Ao invés de executar os chaveamentos necessários para isolar o defeito e transferir a carga, a equipe apenas removeu o galho de árvore e religou a proteção. Neste trabalho está se propondo um novo critério para a política de manutenção, onde se considera como duração da interrupção percebida pelos consumidores o menor entre os tempos de reparo e chaveamento.

Na simulação Monte Carlo cronológica este critério pode ser facilmente representado. No procedimento interno para a representação seqüencial, demonstrado na seção 3.4.1, deve-se gerar dois números pseudo-aleatórios. Estes números são convertidos para tempo de reparo e tempo de chaveamento do componente falhado, conforme suas respectivas distribuições de probabilidade. Com isso, existe a possibilidade do número gerado para o tempo de reparo ser menor que o número gerado para o tempo de chaveamento, configurando a situação descrita anteriormente. Portanto, para incluir esta possibilidade na SMC cronológica, basta verificar qual é o menor tempo gerado, chaveamento ou reparo, e adotar este tempo como sendo a duração da interrupção percebida pelos pontos de carga afetados pela falha deste componente.

Para o método Analítico, ao se identificar a possibilidade de chaveamentos, sempre se considerou o tempo médio de chaveamento para caracterizar a duração da interrupção nos pontos de carga atingidos [BA94]. Com isso, não se considera a possibilidade do tempo de reparo ser menor que o tempo de chaveamento. Para que o modelo também compreenda esta possibilidade, ao ocorrer uma interrupção em um determinado ponto de carga, deve-se considerar a probabilidade deste ponto de carga voltar a funcionar devido à ocorrência dos eventos:

$\left\{\begin{array}{l} \text{Evento}_1 : \text{"Ponto de Carga voltou a funcionar devido a chaveamentos"} \\ \qquad\quad \text{Tempo de Chaveamento} \\ \\ \text{Evento}_2 : \text{"Ponto de Carga voltou a funcionar devido ao reparo do componente"} \\ \qquad\quad \text{Tempo de Reparo} \end{array}\right.$

Os eventos descritos podem ser ilustrados através da Figura 4.2, onde o estado F indica um ponto de carga interrompido devido à falha de um componente. Porém, existe a possibilidade de realizar chaveamentos para reduzir a duração da interrupção neste ponto de carga. Os estados 1 e 2 representam o $Evento_1$ e o $Evento_2$, respectivamente. A taxa de transição do estado F para o estado 1 é representada por μ_s (taxa de chaveamento) e μ_r (taxa de reparo) representa a taxa de transição do estado F para o estado 2.

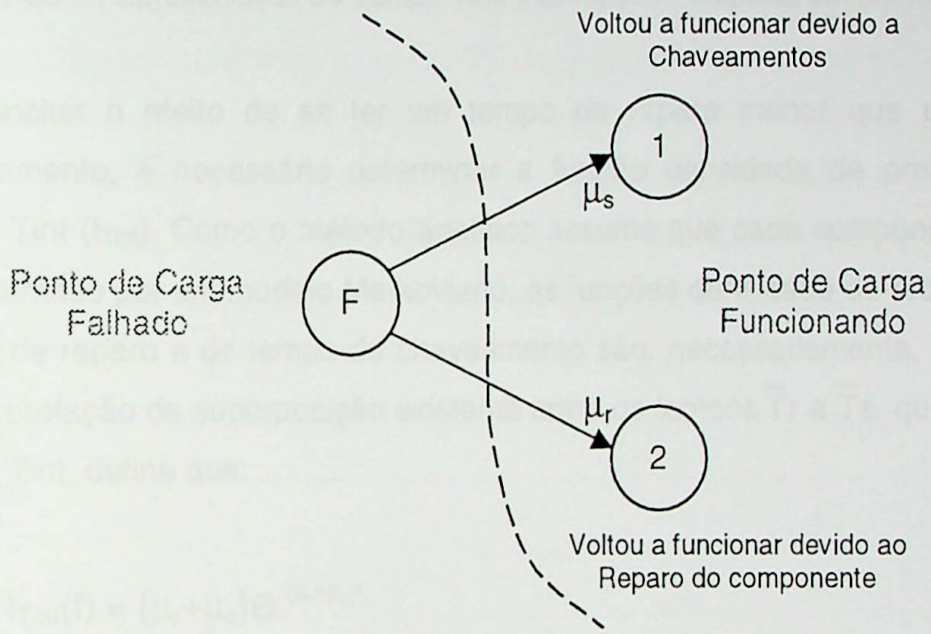


Figura 4.2 – Representação do Espaço de Estados para um Ponto de Carga Interrompido

Para modelar corretamente a duração da interrupção percebida em um ponto de carga falhado, é necessário determinar a função densidade de probabilidade (fdp) do evento caracterizado pelo estado F, da Figura 4.2. Portanto, é necessário determinar a fdp de um tempo *Tint* (tempo de interrupção efetivamente percebido pelo consumidor), definido como sendo o menor tempo entre o tempo de reparo do componente falhado e o tempo de chaveamento do sistema.

$$Tint = Min \{ Tr , Ts \} \tag{4.1}$$

Uma outra definição para o mesmo tempo Tint é determinar um tempo que seja *simultâneo* para o tempo de reparo (Tr) e o tempo de chaveamento (Ts), como mostra a Figura 4.3.

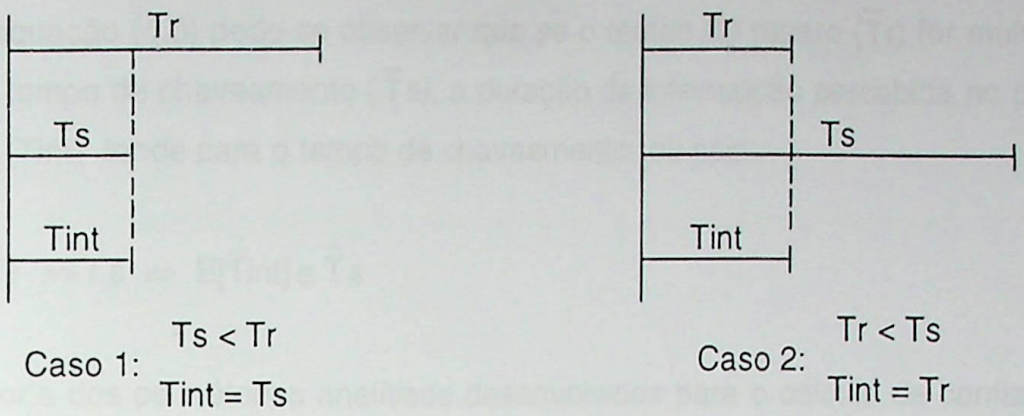


Figura 4.3 – Representação do Tempo Tint: Interrupção Percebida em um Ponto de Carga

Para incluir o efeito de se ter um tempo de reparo menor que um tempo de chaveamento, é necessário determinar a função densidade de probabilidade do tempo Tint (f_{Tint}). Como o método analítico assume que cada componente pode ser representado por um modelo Markoviano, as funções densidade de probabilidade do tempo de reparo e do tempo de chaveamento são, necessariamente, exponenciais. A interpretação da superposição existente entre os tempos $\overline{Tr}$ e $\overline{Ts}$, que determina o tempo Tint, define que:

$$f_{Tint}(t) = (\mu_r+\mu_s)e^{-(\mu_r+\mu_s)t} \tag{4.2}$$

Com isso, o valor médio da função densidade de probabilidade do tempo Tint, denominado por E[Tint], é calculado como:

$$E[Tint] = \frac{1}{\mu_r+\mu_s} = \frac{1}{\frac{1}{\overline{Tr}}+\frac{1}{\overline{Ts}}} = \frac{\overline{Tr}\,\overline{Ts}}{\overline{Tr}+\overline{Ts}} \tag{4.3}$$

Portanto, para se modelar corretamente a interrupção de um ponto de carga no método analítico, inicialmente deve-se verificar se com a falha de um dado componente existe a possibilidade da execução de chaveamentos. Caso esta possibilidade exista, a duração da interrupção percebida no ponto de carga não é igual ao tempo médio de chaveamento, e sim a uma combinação entre o tempo médio de reparo do componente falhado e o tempo médio de chaveamento, dada pela equação (4.3).

Pela equação (4.3) pode-se observar que se o tempo de reparo ($\overline{T}r$) for muito maior que o tempo de chaveamento ($\overline{T}s$), a duração da interrupção percebida no ponto de carga (Tint) tende para o tempo de chaveamento, ou seja:

$$\overline{T}r >> \overline{T}s \Rightarrow E[Tint] \cong \overline{T}s \qquad (4.4)$$

A maioria dos os métodos analíticos desenvolvidos para o cálculo da confiabilidade em sistemas de distribuição, que empregam o conceito de tempo de chaveamento, utiliza esta aproximação para realizar a avaliação. Entretanto, para tempos de reparo e chaveamento próximos, a utilização desta propriedade incide em resultados imprecisos. A seguir será mostrada uma tabela contendo valores típicos para o tempo de chaveamento e tempo de reparo, onde $\overline{T}int$ é calculado pela equação (4.3) e $\overline{T}int_{aprox.}$ utiliza a aproximação dada pela equação (4.4). A porcentagem do erro relativo entre os dois métodos do cálculo de $\overline{T}int$ é dada por $\Delta\%$.

Tabela 4.1 – Erro Relativo da Duração da Interrupção

$\overline{T}\,\overline{TT}$

r [horas]	s [horas]	int [horas]	$int_{aprox.}$ [horas]	$\Delta\%$ [%]
6,0	0,5	0,46	0,5	8,3
4,0	0,5	0,44	0,5	12,5
4,0	1,0	0,80	1,0	25,0
2,0	1,0	0,67	1,0	50,0

Deve-se ressaltar que o erro existente no cálculo da duração da interrupção no ponto de carga não é integralmente repassado para a avaliação dos índices de confiabilidade. A influência do erro relativo no cálculo da duração da interrupção está diretamente relacionada com a configuração do sistema e as possibilidades de chaveamentos.

4.4 Decomposição de Sistemas de Grande Porte

Durante a fase de implementação de uma rede de distribuição típica no programa de confiabilidade desenvolvido [LCS02], surgiram alguns obstáculos que impediam sua aplicação. Devido à dimensão da rede de distribuição dos sistemas avaliados, em

muitos casos a capacidade de memória computacional era insuficiente e, em outros, o tempo de processamento muito elevado. Para solucionar este problema e viabilizar a utilização do programa de confiabilidade, foi desenvolvido um novo método que decompõe o sistema de distribuição em vários subsistemas menores, como será descrito a seguir.

Inicialmente, é necessário identificar os alimentadores principais do sistema. No caso do sistema teste utilizado para ilustrar, o IEEE-RBTS Barra 2 [ABSGS91], mostrado na Figura 4.4, pode-se observar claramente os quatros alimentadores principais. Estes estão assinalados em tracejado e foram denominados de Ramais 1 a 4. Em sistemas complexos, esta identificação visual dos alimentadores pode não ser trivial. Um algoritmo capaz de determinar automaticamente os alimentadores principais do sistema foi desenvolvido. Este algoritmo consiste em verificar a conectividade entre os ramos e indicar os pontos de carga que utilizam o mesmo alimentador para receber energia da fonte, sem que haja a necessidade do fechamento de componentes N/A's.

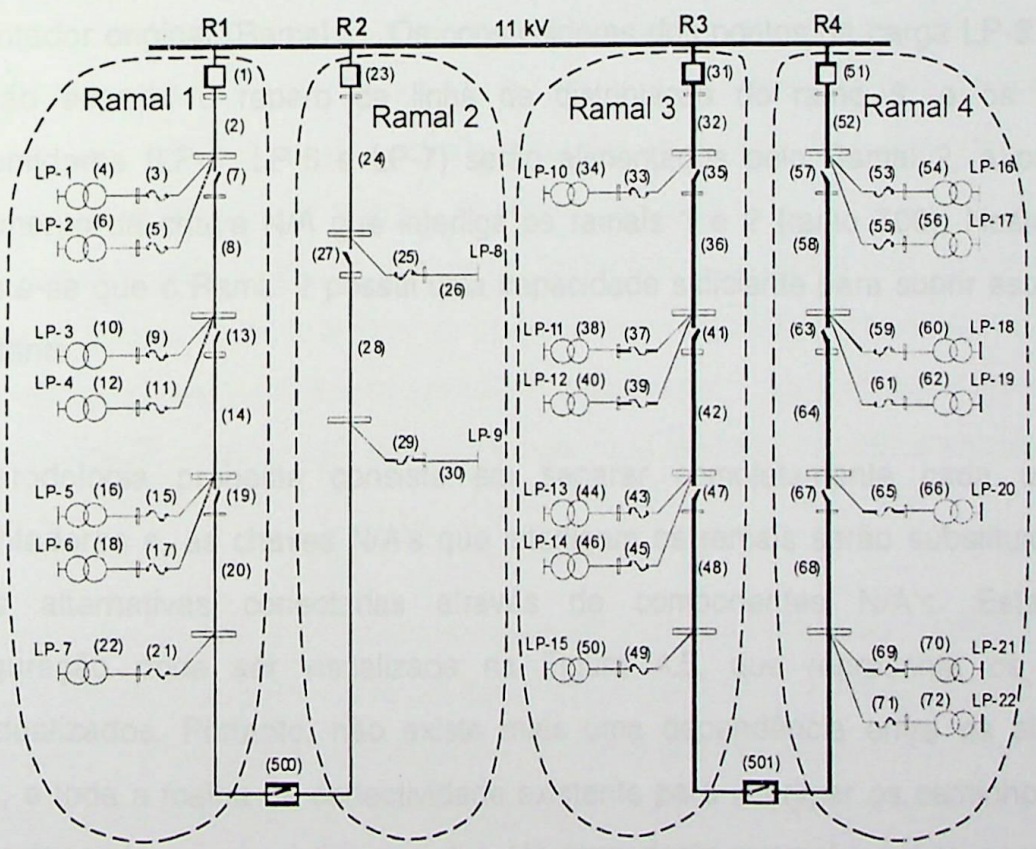


Figura 4.4 - Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra2

O sistema utilizado possui uma topologia radial com recurso, pois percebe-se a existência de um único caminho N/F (Normalmente Fechado) que conduz energia elétrica de uma determinada fonte para os pontos de carga. Entretanto, o sistema é capaz de oferecer caminhos alternativos (através do fechamento de chaves N/A's) para transmitir energia aos consumidores interrompidos devido à falha de algum componente. A percepção visual de todas as possibilidades de caminhos alternativos torna-se inviável em sistemas complexos.

Em condições normais de operação, os quatros alimentadores da Figura 4.4 trabalham independentemente. Um alimentador somente sofrerá interferência de outro, no caso de existir uma contingência que seja necessário o fechamento de chaves N/A's. Nesta situação, alguns consumidores de um ramal serão *alimentados* por um outro ramal. No caso do sistema da Figura 4.4, a falha da linha de distribuição situada no ramo 8, atuará o disjuntor na entrada do Ramal 1 (ramo 1), e depois serão abertas as seccionadoras dos ramos 7 e 13. Com isso, apenas os consumidores conectados aos pontos de carga LP-1 e LP-2 receberão energia do alimentador original (Ramal 1). Os consumidores dos pontos de carga LP-3 e LP-4 deverão esperar o reparo da linha de distribuição do ramo 8, e os demais consumidores (LP-5, LP-6 e LP-7) serão alimentados pelo Ramal 2, a partir do fechamento da chave N/A que interliga os ramais 1 e 2 (ramo 500). Neste caso, assume-se que o Ramal 2 possui uma capacidade suficiente para suprir esta carga excedente.

A metodologia proposta consiste em separar completamente cada um dos alimentadores e, as chaves N/A's que interligam os ramais serão substituídas por fontes alternativas conectadas através de componentes N/A's. Esta nova configuração pode ser visualizada na Figura 4.5, que representa os ramais individualizados. Portanto, não existe mais uma dependência entre os alimentadores, e toda a malha de conectividade existente para interligar os caminhos N/A's foi condensada em um único gerador. No caso deste exemplo, existe apenas um caminho N/A para suprir os pontos de carga, porém na prática existem inúmeras possibilidades, e a malha de conectividade se torna complexa.

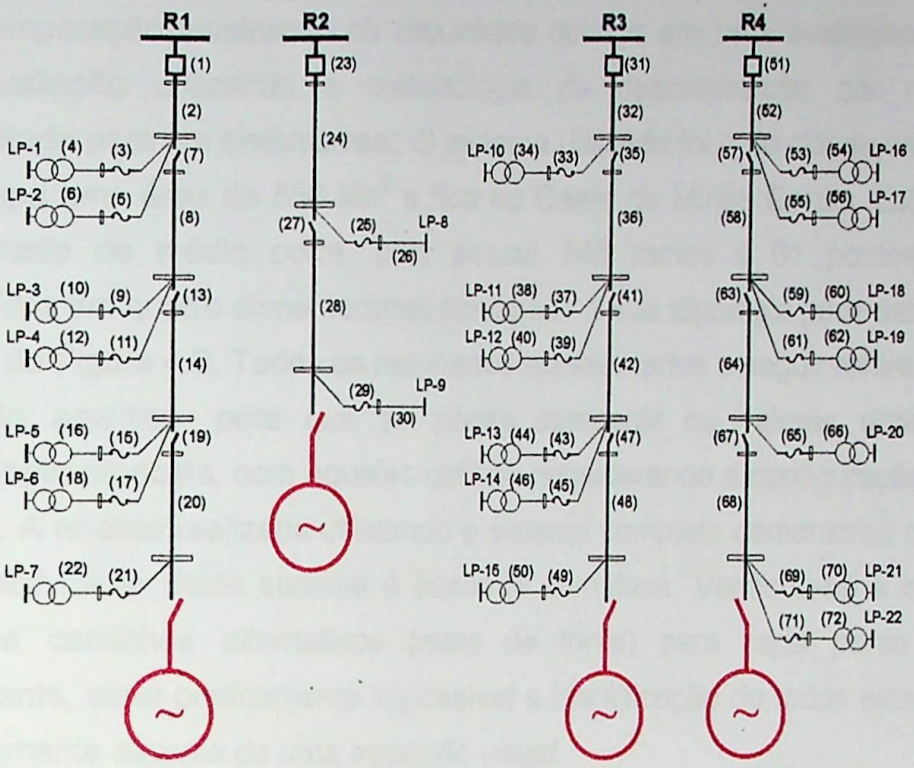


Figura 4.5 - Sistema RBTS-Barra2 Decomposto por Alimentador

Em termos de confiabilidade, a *perda* que se obtém ao utilizar esta suposição restringe-se a desconsideração de alguns cortes de 2ª ordem; apenas aqueles que dependem de chaveamentos envolvendo chaves N/A's. Por exemplo, já se demonstrou que ao falhar o ramo 8, os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 deverão ser alimentados pelo Ramal 2, através do fechamento da chave N/A do ramo 500. Se durante a falha do ramo 8, ocorrer uma falha no ramo 28 (ou no ramo 24), estes pontos de carga não poderão ser atendidos pelo Ramal 2. Esta situação representa um corte de 2ª ordem que a metodologia que *separa* os alimentadores não considera.

A influência dos cortes de 2ª ordem no resultado final dos índices de confiabilidade é mínima e, em muitos casos, pode ser desprezada [ABSGS91, BW98]. Portanto, toda análise pode ser realizada considerando os alimentadores separadamente. Com a utilização desta metodologia, as limitações que impossibilitavam a aplicação do algoritmo em sistemas de grande porte foram superadas. Os resultados obtidos com esta metodologia serão apresentados e comparados com aqueles onde se considera o sistema completo.

Uma comparação mostrando os resultados obtidos em uma avaliação completa e uma avaliação utilizando a metodologia de decomposição por ramais será apresentada para um sistema real. O sistema utilizado foi o da cidade de Papagaios, que ocupa uma área de 556 km^2 e fica no Oeste de Minas Gerais. Este sistema é considerado de médio porte, pois possui 148 ramos e 61 pontos de carga, distribuídos em quatro alimentadores principais. A sua topologia pode ser visualizada através da Figura 4.6. Todos os resultados apresentados a seguir referem-se à uma avaliação analítica, para que se possa comparar os valores obtidos com a metodologia proposta, com aqueles obtidos considerando a configuração original do sistema. A análise realizada utilizando o sistema completo demonstrou que a malha de conectividade deste sistema é bastante complexa. Verificou-se a presença de inúmeros caminhos alternativos (mais de trinta) para cada ponto de carga. Obviamente, seria praticamente impossível a identificação de todos estes caminhos N/A's somente através de uma *inspeção visual*.

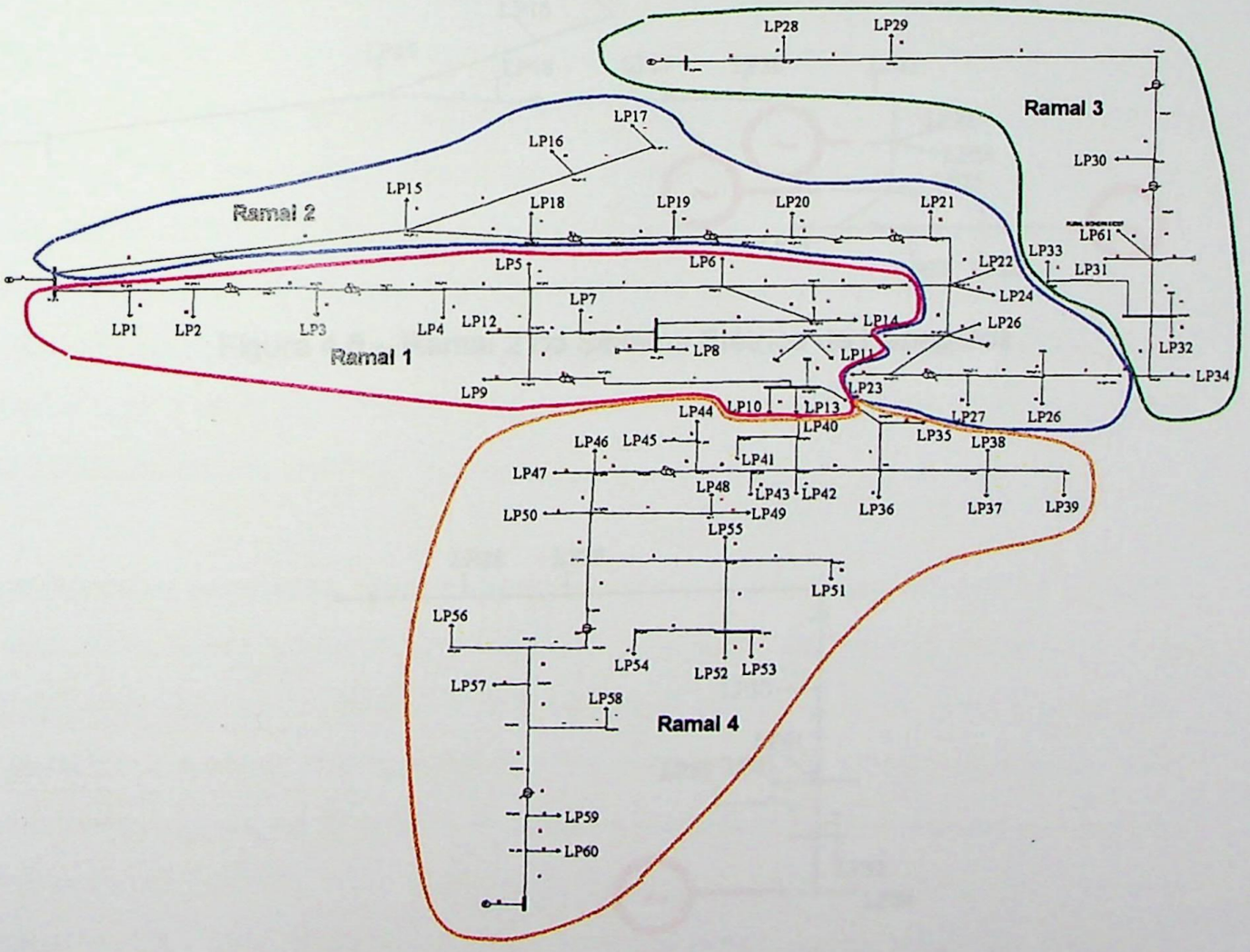


Figura 4.6 – Sistema Elétrico de Papagaios

As Figuras 4.7 à 4.10 apresentam o sistema de Papagaios individualizado por ramais. Estes subsistemas é que foram utilizados na avaliação dos índices de confiabilidade considerando a metodologia que decompõe o sistema original.

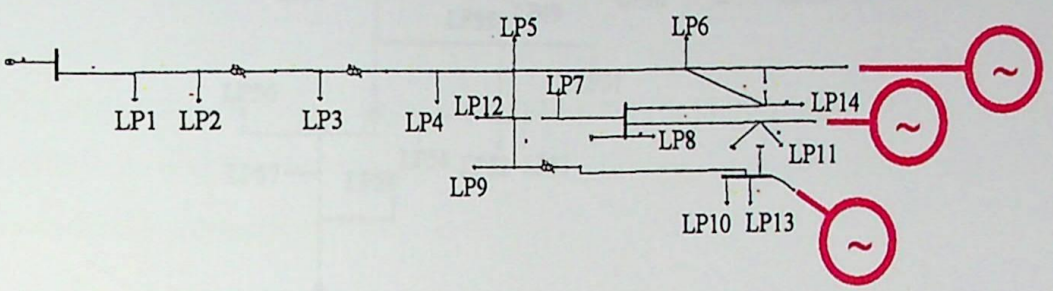


Figura 4.7 – Ramal 1 do Sistema Elétrico de Papagaios

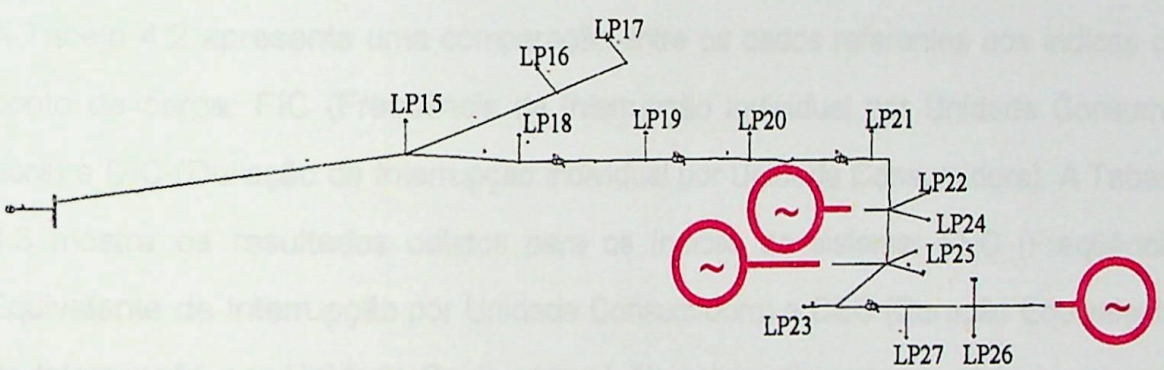


Figura 4.8 – Ramal 2 do Sistema Elétrico de Papagaios

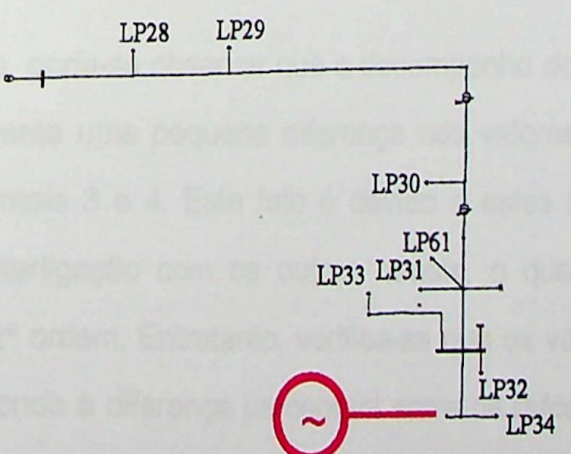


Figura 4.9 – Ramal 3 do Sistema Elétrico de Papagaios

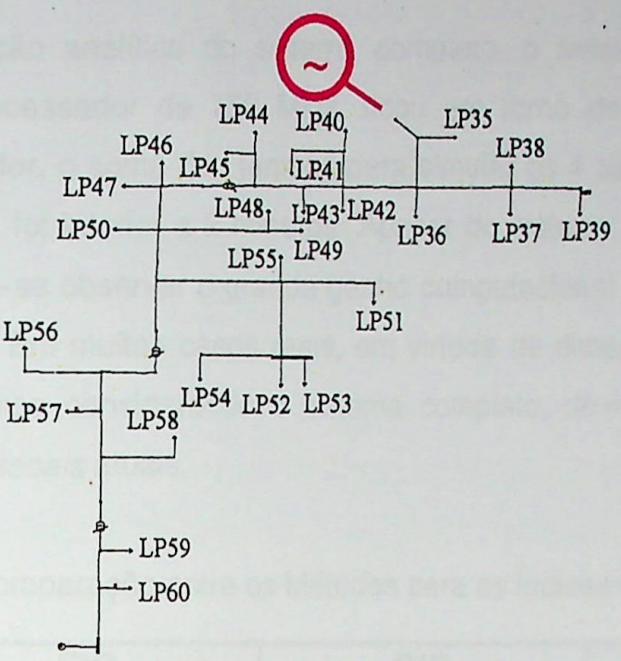


Figura 4.10 – Ramal 4 do Sistema Elétrico de Papagaios

A Tabela 4.2 apresenta uma comparação entre os dados referentes aos índices de ponto de carga: FIC (Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora). A Tabela 4.3 mostra os resultados obtidos para os índices de sistema: FEC (Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Na coluna denominada *sistema original*, foram dispostos os resultados considerando o sistema completo. Os resultados obtidos com a nova metodologia que decompõe o sistema por alimentadores foram colocados na coluna *sistema decomposto*.

Analisando os resultados, pode-se observar que o desempenho do método proposto é excelente. Existe somente uma pequena diferença nos valores cujos pontos de carga pertencem aos ramais 3 e 4. Este fato é devido a estes ramais possuírem apenas um ponto de interligação com os outros ramais, o que os tornam mais vulneráveis a falhas de 2ª ordem. Entretanto, verifica-se que os valores obtidos são totalmente compatíveis, onde a diferença percentual entre os métodos permaneceu inferior a 1%. Este desempenho foi também obtido para todas as redes de distribuição analisadas.

Para uma avaliação analítica do sistema completo, o tempo total de simulação utilizando um processador de 750 MHz, ficou em torno de 15 minutos. Com o mesmo processador, o soma dos tempos para simular os 4 sistemas resultantes de cada alimentador, foi inferior a 2 minutos. Apesar do sistema de Papagaios ser de médio porte, pode-se observar o grande ganho computacional obtido ao se utilizar o método proposto. Em muitos casos reais, em virtude da dimensão dos sistemas, é impossível a análise considerando o sistema completo, devido às restrições dos computadores *pessoais* atuais.

Tabela 4.2 – Comparação entre os Métodos para os Índices de Ponto de Carga

Ponto de Carga		FIC [Interrup./ano]		DIC [horas/ano]		EENS [kWh/ano]	
		Sistema Original	Sistema Decomposto	Sistema Original	Sistema Decomposto	Sistema Original	Sistema Decomposto
Ramal 1	LP0001	17,60720	17,60720	12,43020	12,43020	5.270,41	5.270,41
	LP0002	17,61446	17,61446	12,43890	12,43890	99,51	99,51
	LP0003	17,61860	17,61860	12,44387	12,44387	1.244,39	1.244,39
	LP0004	17,61608	17,61608	12,44085	12,44085	5.573,50	5.573,50
	LP0005	17,60400	17,60400	12,42635	12,42635	1.888,81	1.888,81
	LP0006	17,60400	17,60400	12,42635	12,42635	5.492,45	5.492,45
Ramal 2	LP0015	29,57172	29,57172	20,88489	20,88489	17.042,07	17.042,07
	LP0016	29,57172	29,57172	26,57712	26,57712	13.288,56	13.288,56
	LP0017	29,57172	29,57172	34,60724	34,60724	346,07	346,07
	LP0018	29,57846	29,57846	20,89298	20,89298	2.005,73	2.005,73
	LP0019	29,57378	29,57378	20,88736	20,88736	2.673,58	2.673,58
	LP0020	29,55794	29,55794	20,86835	20,86835	5.509,24	5.509,24
Ramal 3	LP0028	16,95107	16,95053	11,96569	11,96534	4.786,28	4.786,14
	LP0029	16,96907	16,95918	11,98211	11,97572	7.189,26	7.185,43
	LP0030	17,06243	16,98582	12,05713	12,00768	3.376,00	3.362,15
	LP0031	17,07051	16,98467	12,06171	12,00631	2.171,11	2.161,14
	LP0032	17,09066	16,96925	12,06618	11,98781	723,97	719,27
	LP0033	17,09066	16,96925	13,33676	13,25840	11.642,99	11.574,58
Ramal 4	LP0035	29,82072	29,77800	21,06917	21,01977	505,66	504,47
	LP0036	29,82516	29,78475	21,07458	21,02786	674,39	672,89
	LP0037	29,82516	29,78475	25,24211	25,19539	1.615,50	1.612,51
	LP0038	29,82516	29,78475	25,24211	25,19539	605,81	604,69
	LP0039	29,82516	29,78475	27,68164	27,63491	442,91	442,16
	LP0040	29,83085	29,79433	22,65712	22,61489	634,40	633,22

Tabela 4.3 – Comparação entre os Métodos para os Índices de Sistema

FEC [Interrup./consumidor ano]		DEC [horas/consumidor ano]		EENS [kWh/ano]	
Sistema Original	Sistema Decomposto	Sistema Original	Sistema Decomposto	Sistema Original	Sistema Decomposto
24,561311	24,547408	18,104614	17,938960	266.554,24	262.641,49

4.5 Distribuição de Probabilidade para o FEC e DEC

O método de decomposição dos sistemas de grande porte pode também ser aplicado em avaliações da confiabilidade através de simulação Monte Carlo cronológica. Com isso, é possível obter as distribuições de probabilidade dos índices para cada um dos pontos de carga. Entretanto, como o sistema foi separado por alimentadores, as análises individuais fornecem os índices de sistema (FEC e DEC), por alimentador. Para calcular os índices de sistema globais, é necessário executar uma ponderação dos índices individuais em relação à porcentagem de consumidores em cada alimentador, como mostram as equações (4.5) e (4.6). Para um sistema com *N* alimentadores, FEC_i representa o índice FEC para o alimentador *i*, NC_i o número de consumidores do alimentador *i* e N_{CT} o número total de consumidores do sistema. A porcentagem de consumidores do alimentador *i* em relação ao total de consumidores é denominada de PC_i, sendo calculada por NC_i/N_{CT}. Para o cálculo dos demais índices utiliza-se um procedimento análogo.

$$FEC = \frac{FEC_1\, NC_1 + FEC_2\, NC_2 + \cdots + FEC_i\, NC_i + \cdots + FEC_N\, NC_N}{NC_1 + NC_2 + \cdots + NC_i + \cdots + NC_N} \qquad (4.5)$$

$$FEC = PC_1\, FEC_1 + PC_2\, FEC_2 + \cdots + PC_i\, FEC_i + \cdots + PC_N\, FEC_N \qquad (4.6)$$

Com as equações (4.5) e (4.6) é possível obter os valores médios dos índices globais de sistema. Entretanto, as distribuições de probabilidade somente são determinadas para os índices de cada alimentador individualmente. Como já discutido na seção anterior, ao substituir as chaves N/A's (pontos de interligação), por fontes conectadas por componentes N/A's, pode-se considerar que os alimentadores operam independentemente. Com isso, os FEC's individuais de cada alimentador podem ser consideradas variáveis aleatórias independentes. Na equação (4.6), observa-se que o índice FEC do sistema é obtido através de uma soma (ponderada) dos FEC's dos alimentadores, portanto, uma soma de variáveis aleatórias independentes. Para obter a função densidade de probabilidade de uma variável que é resultante de uma soma de variáveis aleatórias independentes, como é o caso do índice FEC, é necessário realizar um processo de convolução das fdp's de cada variável aleatória [P91], assim:

$$F = F_1 * F_2 * \cdots * F_i * \cdots * F_N \tag{4.3}$$

onde *F* representa a fdp dos índices de sistema globais e F_1, F_2, ... , F_i, ... , F_N, representam as fdp's dos índices de confiabilidade individuais de cada alimentador do sistema de distribuição, já ponderados em relação ao número de consumidores. Para ilustrar, será considerado o sistema da Figura 5.11, onde o ponto de carga C1 possui 210 consumidores e 95 consumidores estão conectados ao ponto de carga C2. Portanto, PC_1 é igual a 0,6885 e PC_2 igual a 0,3115. Os demais dados relativos ao sistema da Figura 5.11 se encontram no Apêndice B.

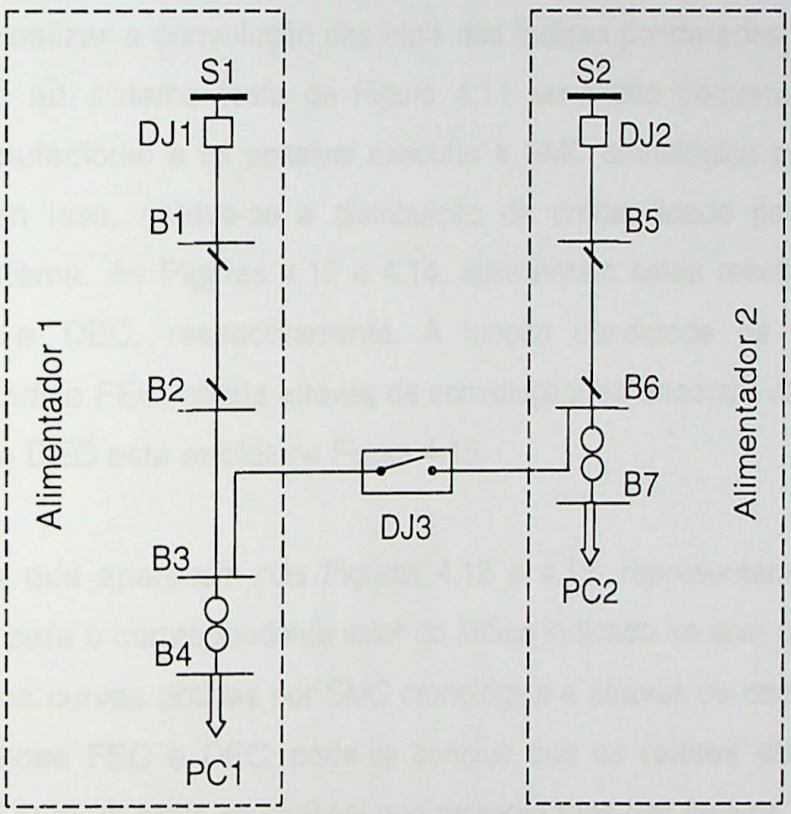


Figura 4.11 – Sistema Teste para Cálculo das fdp's dos Índices de Confiabilidade

Os valores dos índices FEC e DEC individuais para os alimentadores 1 e 2 da Figura 4.11 se encontram na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Índices FEC e DEC Individuais para o Sistema da Figura 4.11

FEC [Interrup./cons. ano]		DEC [Interrup./cons. ano]	
1	2	1	2
8,6667	5,2862	7,9164	5,7940

O valor obtido para o FEC realizando uma avaliação SMC cronológica para o sistema original da Figura 4.11 foi de 7,5863 interrupções/consumidor_ano. Para este mesmo sistema, porém calculando o FEC pela equação (4.6), obteve-se 7,6137 interrupções/consumidor_ano. Comparando os dois valores de FEC, a diferença percentual encontrada é de apenas 0,36%, o que confirma a validade do método. O DEC para o sistema completo foi de 7,2961 horas/consumidor_ano, e o DEC encontrado ao se utilizar a equação (4.6) foi de 7,2553 horas/consumidor_ano, resultando em uma diferença percentual de 0,56%.

Para obter a distribuição de probabilidade dos índices de sistema (e.g. FEC e DEC), é necessário realizar a convolução das fdp's dos índices ponderados dos alimentadores. Devido ao sistema teste da Figura 4.11 ser muito pequeno, não existiu restrição computacional e foi possível executar a SMC cronológica para o sistema completo. Com isso, obteve-se a distribuição de probabilidade para os índices globais do sistema. As Figuras 4.12 e 4.14, apresentam estes resultados para os índices FEC e DEC, respectivamente. A função densidade de probabilidade (discreta) do índice FEC, obtida através de convolução, se encontra na Figura 4.13, e para o índice DEC está exibida na Figura 4.15.

As indicações que aparecem nas Figuras 4.12 a 4.15, representam impulsos de probabilidade para o correspondente valor do índice indicado no eixo das abscissas. Comparando as curvas obtidas por SMC cronológica e através de convolução, para ambos os índices FEC e DEC, pode-se concluir que os valores são plenamente compatíveis. Também pode-se verificar que os resultados dos índices determinados pela equação (4.6), realmente representam uma estimativa da média entre todos os possíveis valores encontrados em suas respectivas distribuições.

Através do método de decomposição de sistemas e com os conceitos descritos nesta seção, é possível determinar as distribuições de probabilidade para todos os índices de confiabilidade, tanto para pontos de carga quanto para o sistema como um todo. Portanto, pode ser proporcionada uma análise mais detalhada da variação dos índices e, como conseqüência, uma melhoria no atendimento aos consumidores a um custo menor.

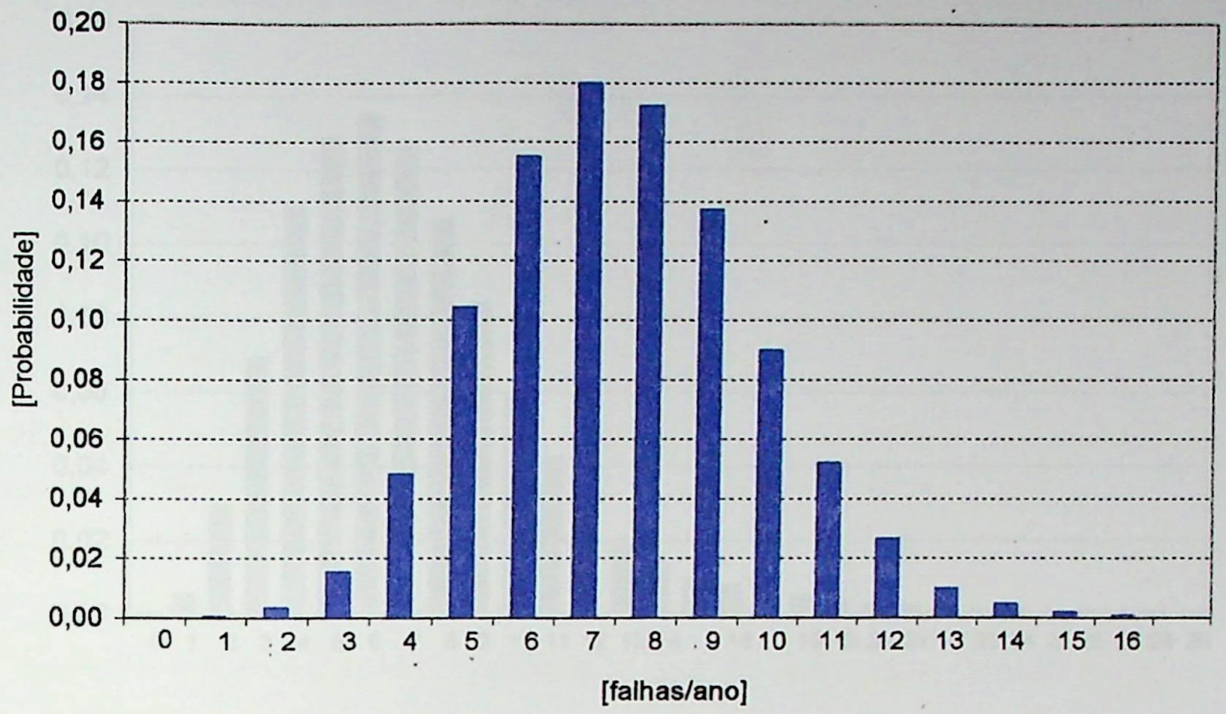


Figura 4.12 – Índice FEC Obtido Através de Avaliação do Sistema Completo

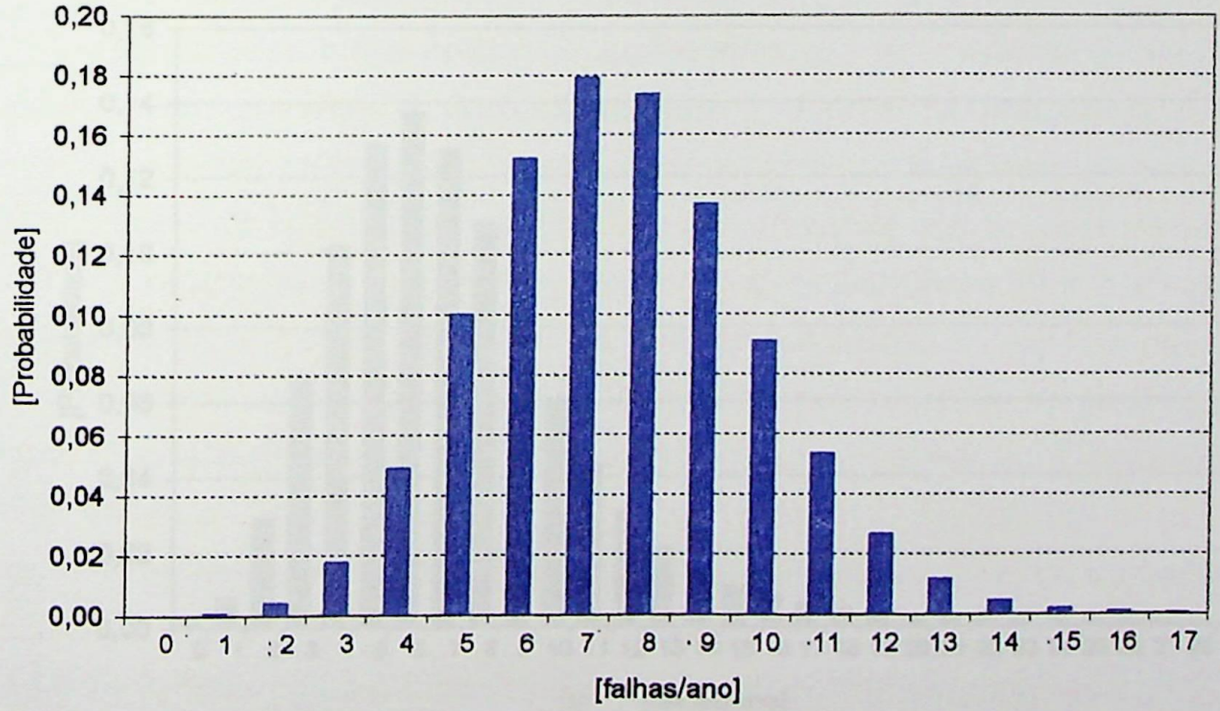


Figura 4.13 – Índice FEC Obtido Através de Convolução

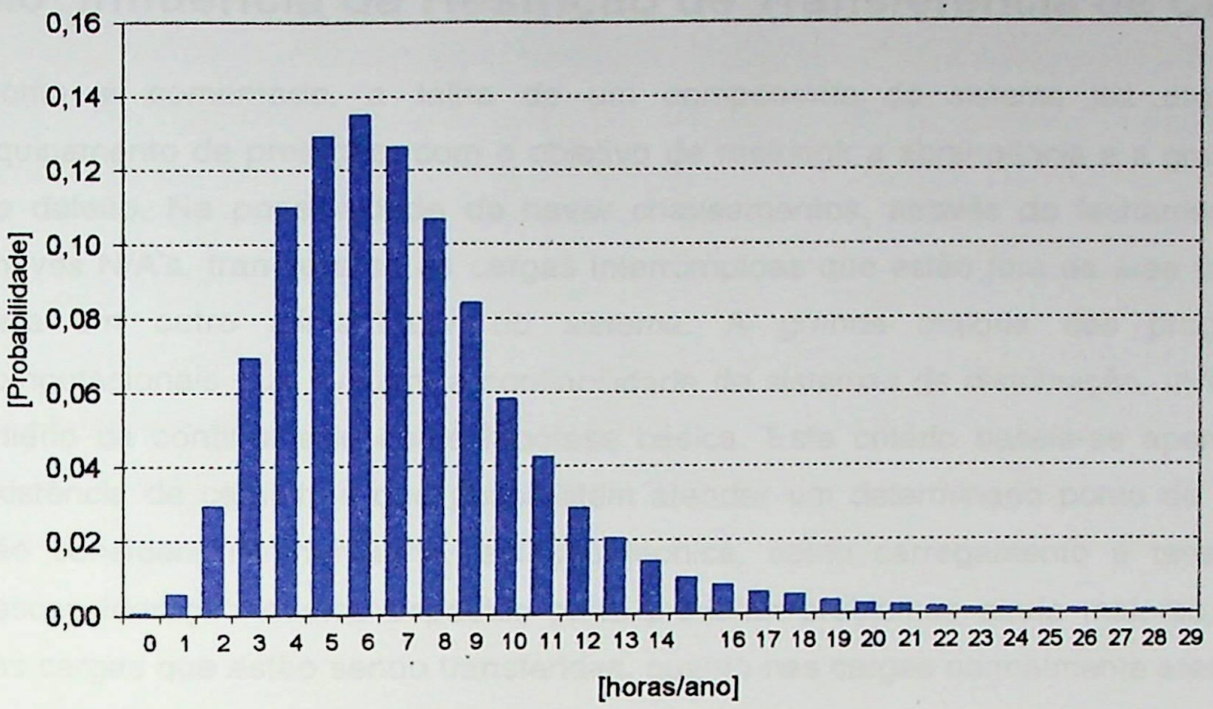


Figura 4.14 – Índice DEC Obtido Através de Avaliação do Sistema Completo

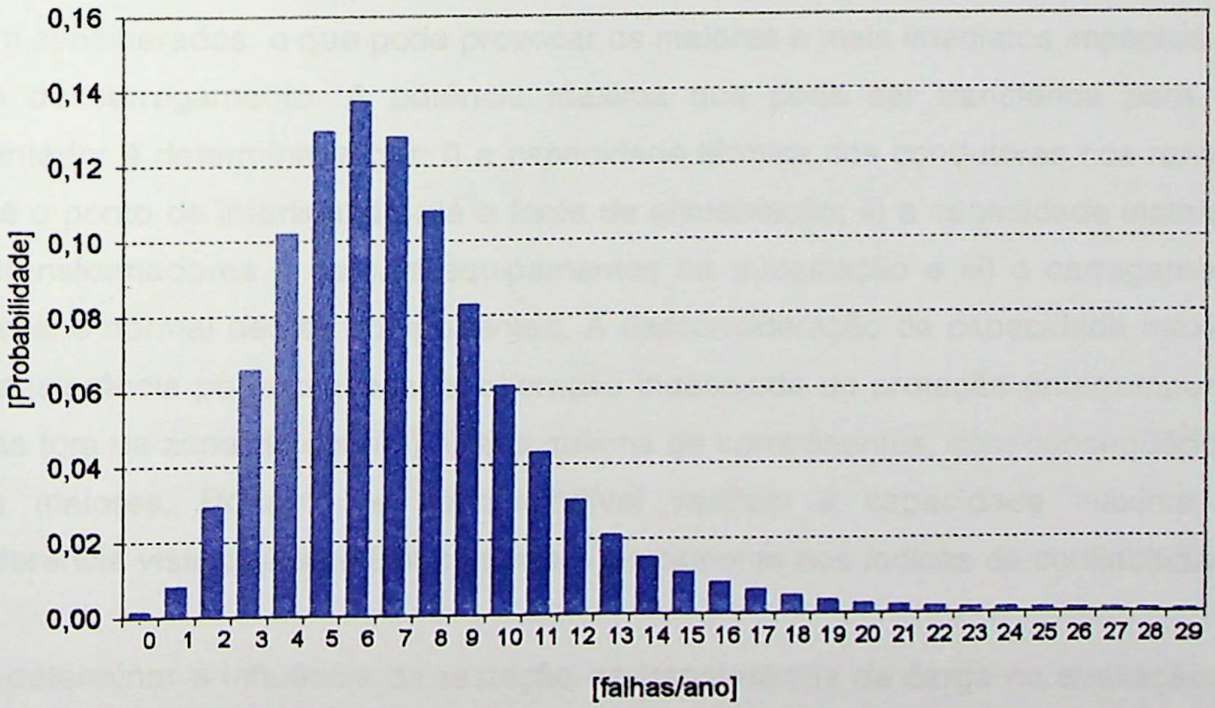


Figura 4.15 – Índice DEC Obtido Através de Convolução

4.6 Influência da Restrição de Transferência de Carga

Como já comentado, a falha de um componente do sistema faz atuar um equipamento de proteção, com o objetivo de restringir a abrangência e a gravidade do defeito. Na possibilidade de haver chaveamentos, através do fechamento de chaves N/A's, transfere-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada, para um outro alimentador do sistema. A grande maioria dos programas computacionais que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, utilizam o critério da continuidade como hipótese básica. Este critério baseia-se apenas na existência de caminhos que possibilitem atender um determinado ponto de carga, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. A desconsideração destes aspectos pode provocar problemas ainda maiores, tanto nas cargas que estão sendo transferidas, quanto nas cargas normalmente atendidas pelo circuito que está recebendo a transferência.

Para se determinar corretamente todos os limites técnicos, é necessário uma análise do fluxo de potência para todas as possíveis contingências do sistema, o que pode ser inviável computacionalmente. Entretanto, dos diversos aspectos técnicos a serem considerados, o que pode provocar os maiores e mais imediatos impactos é o limite de carregamento. A potência máxima que pode ser transferida para um alimentador é determinada por: i) a capacidade térmica dos condutores nos ramais, desde o ponto de interligação até a fonte de alimentação; ii) a capacidade instalada dos transformadores e demais equipamentos na subestação e iii) o carregamento em regime normal destes componentes. A desconsideração da capacidade máxima de transferência pode provocar a operação indesejada da proteção (interrompendo cargas fora da zona de defeito) e/ou a queima de componentes, com conseqüências ainda maiores. Portanto, é imprescindível verificar a capacidade máxima de transferência visto que este limite interfere diretamente nos índices de confiabilidade.

Para determinar a influência da restrição de transferência de carga na avaliação da confiabilidade, inicialmente o algoritmo desenvolvido identifica os pontos de carga que serão transferidos para um outro alimentador. Neste momento, é comparada a carga total a ser transferida com a capacidade máxima de transferência dos pontos de interligação (chaves N/A's). Caso a carga total a ser transferida seja inferior a

soma das capacidades dos pontos de interligação, toda esta carga poderá ser atendida pelos outros alimentadores. Nesta situação, será computado apenas o tempo de chaveamento para estes pontos de carga, no cálculo dos índices de confiabilidade.

Por outro lado, caso a capacidade total das chaves N/A's não suporte toda transferência dos pontos de carga, é realizada uma busca para verificar a existência de seccionadoras que limitem a potência a ser transferida. Esta busca é realizada a partir do componente defeituoso no sentido do ponto de interligação. A seccionadora mais próxima do defeito é acionada, e determinam-se quais os pontos de carga permanecem fora da área isolada. Verifica-se novamente se a carga total dos pontos de carga remanescentes é inferior a capacidade máxima de transferência. Caso afirmativo, realiza-se a transferência e, para os pontos de carga que foram incluídos na área isolada, será computado nos índices de confiabilidade o *tempo de reparo*, e para os que foram transferidos para outros alimentadores, será computado o *tempo de chaveamento*. Caso não seja possível realizar a transferência, deve-se seguir no sentido do ponto de interligação até encontrar uma outra seccionadora, e repetir o procedimento.

Para exemplificar, também será utilizado o sistema teste da Figura 4.4. Na análise realizada na seção 4.4 anterior, observou-se que ao falhar a linha de distribuição situada no ramo 8, o disjuntor de entrada do Ramal 1 será atuado e as seccionadoras dos ramos 7 e 13 serão abertas. Com isso, os pontos de carga LP-5, LP-6 e LP-7 deverão ser alimentados pelo Ramal 2, através do fechamento da chave N/A do ramo 500. A potência destes 3 pontos de carga são respectivamente 566 kW, 454 kW e 454 kW, resultando em um total de 1.474 kW. Ao adotar uma capacidade máxima de 1.200 kW para a chave N/A do ramo 500, verifica-se que a transferência não pode ser efetuada. De acordo com o procedimento, a próxima seccionadora a ser acionada é a do ramo 19, o que acarreta a inclusão dos pontos de carga LP-5 e LP-6 na área isolada. A soma das potência dos pontos de carga remanescente, neste caso apenas o LP-7, é 454 kW, que é inferior a capacidade máxima do ponto de interligação (1.200 kW) e, portanto, a transferência pode ser realizada.

Neste exemplo, a duração da interrupção experimentada pelos pontos de carga LP-5 e LP-6, deixou de ser o tempo de chaveamento para ser o tempo de reparo do componente do ramo 8. Esta alteração irá refletir na avaliação dos índices de confiabilidade. A aplicação em um caso real, comparando os resultados ao se considerar a restrição de transferência de carga, será apresentada a seguir.

Em uma avaliação que utilize o método de enumeração de estados (analítico), a carga é considerada constante. Neste caso, ao se aplicar o procedimento descrito anteriormente, é possível identificar exatamente os pontos de carga que, devido à restrição de transferência de carga, deixaram de computar o tempo de chaveamento para computar o tempo de reparo do componente falhado. Portanto, é possível emitir um arquivo que indique os pontos de carga que foram influenciados pela restrição de carga. Para a simulação Monte Carlo cronológica foi desenvolvido um algoritmo que possibilita a utilização de curvas de carga. Com isso, para cada intervalo de tempo a carga se encontra em patamares diferentes. Portanto, no processo que realiza a transferência de carga, deve-se verificar a condição da carga no instante da ocorrência da falha, para então comparar com a capacidade máxima de transferência. Neste caso, não é possível identificar *a priori* quais os pontos de carga serão atingidos pela restrição na transferência, vai depender da condição de carga no instante da falha.

Para avaliar os impactos nos resultados com a adoção da restrição de transferência de carga, foi utilizado o sistema de Papagaios, mostrado na Figura 4.6. Os resultados foram gerados através de uma avaliação analítica, entretanto, este algoritmo também foi implementado no programa que realiza avaliação da confiabilidade utilizando simulação Monte Carlo cronológica e variação na carga. As Tabelas 4.5 e 4.6 apresentam os valores obtidos na avaliação analítica considerando restrições nas transferências e sem considerar tais restrições. Para esta análise utilizou-se o sistema completo, não sendo necessário decompor o sistema.

Como era de se esperar, a quantidade de interrupções, representada pelos índices FEC e FIC, permaneceu praticamente inalterada nas duas situações, pois a transferência de carga somente irá interferir na duração da interrupção. A pequena diferença encontrada se deve da extinção de alguns cortes de 2ª ordem. Esta condição ocorre quando a falha de um componente deixa de ser corte de 2ª ordem

para ser corte de 1ª ordem, devido à restrição de transferência de carga. Os índices DIC e DEC, que consideram a indisponibilidade média anual, são diretamente afetados pela restrição de transferência de carga e, em muitos casos, apresentam valores diferentes para as duas situações. Obviamente, a restrição na transferência da carga sempre aumenta os índices baseados na duração da interrupção. Por exemplo, o índice DEC aumentou de 17,5108 para 28,5628 horas/consumidor_ano, quando restrições de transferência de carga foram consideradas.

Tabela 4.5 - Influência da Restrição de Transferência nos Índices de Pontos de Carga

Ponto de Carga		FIC [Interrupções/ano]		DIC [horas/ano]		EENS [kWh/ano]	
		Sem restrições	Com restrições	Sem restrições	Com restrições	Sem restrições	Com restrições
Alimentador 1	LP0001	17,60720	17,60400	12,43020	13,44282	5.270,41	5.699,76
	LP0002	17,61446	17,60400	12,43890	16,49224	99,51	131,94
	LP0003	17,61860	17,60400	12,44387	20,55812	1.244,39	2.055,81
	LP0004	17,61608	17,60400	12,44085	24,87812	5.573,50	11.145,40
	LP0005	17,60400	17,60400	12,42635	29,96047	1.888,81	4.553,99
	LP0006	17,60400	17,60400	12,42635	12,42635	5.492,45	5.492,45
Alimentador 2	LP0015	29,57172	29,55000	20,88489	27,05929	17.042,07	22.080,38
	LP0016	29,57172	29,55000	26,57712	32,75153	13.288,56	16.375,76
	LP0017	29,57172	29,55000	34,60724	40,78165	346,07	407,82
	LP0018	29,57846	29,55000	20,89298	31,88753	2.005,73	3.061,20
	LP0019	29,57378	29,55000	20,88736	38,24047	2.673,58	4.894,78
	LP0020	29,55794	29,55000	20,86835	43,57694	5.509,24	11.504,31
Alimentador 3	LP0028	16,95107	16,95000	11,96569	12,06635	4.786,28	4.826,54
	LP0029	16,96907	16,95000	11,98211	13,84518	7.189,26	8.307,11
	LP0030	17,06243	16,95000	12,05713	26,52565	3.376,00	7.427,18
	LP0031	17,07051	16,95000	12,06171	28,27906	2.171,11	5.090,23
	LP0032	17,09066	17,06983	12,06618	12,06618	723,97	723,97
	LP0033	17,09066	17,06983	13,33676	13,33676	11.642,99	11.642,99
Alimentador 4	LP0035	29,82072	29,82015	21,06917	21,06917	505,66	505,66
	LP0036	29,82516	29,82461	21,07458	21,07458	674,39	674,39
	LP0037	29,82516	29,82461	25,24211	25,24211	1.615,50	1.615,50
	LP0038	29,82516	29,82461	25,24211	25,24211	605,81	605,81
	LP0039	29,82516	29,82461	27,68164	27,68164	442,91	442,91
	LP0040	29,83085	29,83036	22,65712	22,65712	634,40	634,40

Tabela 4.6 - Influência da Restrição de Transferência nos Índices de Sistema

FEC [Interrup./consumidor ano]		DEC [horas/consumidor ano]		EENS [kWh/ano]	
Sem restrições	Com restrições	Sem restrições	Com restrições	Sem restrições	Com restrições
23,998230	23,979930	17,510770	28,562770	262.868,20	412.622,70

A diferença percentual média encontrada tomando como referência os valores sem restrição na transferência de carga foi de 57%. A maior diferença percentual ocorreu nos pontos de carga LP10 e LP13: DIC (sem restrição) = 12,42635 horas/ano e DIC (com restrição) = 38,09224 horas/ano, i.e. 206%. Portanto, houve uma diferença considerável, que justifica plenamente a utilização da metodologia.

A influência da restrição na transferência em um determinado ponto de carga, depende: i) da topologia do sistema e do esquema de proteção; ii) de sua distância até o ponto de interligação e iii) da relação entre o montante de carga a ser transferido e a capacidade máxima das chaves N/A's. Para exemplificar, os seis pontos de carga do Alimentador 4, apresentados na Tabela 4.5, totalizam 188 kVA e são os pontos mais próximos à única chave N/A deste alimentador. Como a capacidade máxima desta chave é de 1.250 kVA, estes pontos de carga sempre serão incluídos em uma transferência e, portanto, não apresentam diferença para as duas condições. No sistema analisado, somente 31% do total de pontos de carga não apresentaram diferenças para as duas situações.

Para implementar este procedimento operacional no programa computacional desenvolvido, de modo a refletir de uma maneira mais realista a confiabilidade percebida pelos consumidores, foi necessária a inclusão de algumas simplificações. Verificou-se que em determinadas situações, mais de um ponto de interligação poderia ser utilizado para a transferência. Porém, a filosofia adotada no algoritmo é de utilizar o fechamento de apenas uma única chave N/A para o restabelecimento da energia. No caso da existência de mais de uma possibilidade, definiu-se que seria utilizado o ponto de interligação com a maior capacidade. Esta prática também é bastante utilizada pelas equipes de manutenção e, portanto, não implica em grandes distorções. Entretanto, existem outros critérios que são utilizados, como: distância do ponto de interligação ao ponto de defeito, facilidade de acesso, melhor perfil de tensão nos pontos de carga após a transferência etc. A consideração de todos estes aspectos depende da experiência dos técnicos de operação envolvidos, e devem ser incluídos no processo de tomada de decisão. Por falta da disponibilidade de dados e devido à complexidade da modelagem, estes critérios não foram considerados.

4.7 Conclusões

O desenvolvimento de programas computacionais que simulam situações reais está se tornando indispensável no auxílio do planejamento de sistemas elétricos. Estas ferramentas devem recriar as condições operativas experimentadas pelos sistemas de distribuição, para que análises preventivas possam ser realizadas a fim de evitar acidentes e melhorar o desempenho dos sistemas. Inicialmente foi discutido uma revisão do conceito do tempo de chaveamento. A utilização de manobras de chaveamento que minimizem o tempo de interrupção percebido pelos consumidores é um procedimento cada vez mais empregado na prática. Com o modelo proposto para a inclusão deste efeito na avaliação da confiabilidade, o cálculo preditivo dos índices resultantes se tornam ainda mais confiáveis.

Outra característica muito comum encontrada na prática é a restrição de transferência de carga devido à capacidade limite dos equipamentos. Neste Capítulo foi apresentado um novo método que considera as restrições de transferência de carga na avaliação preditiva da confiabilidade em sistemas de distribuição, onde se observou uma considerável diferença nos valores obtidos ao se utilizar esta metodologia em relação aos métodos tradicionais que baseiam-se apenas no critério da continuidade.

Durante a fase de implementação de uma rede de distribuição típica no algoritmo desenvolvido, surgiram alguns obstáculos que impediam sua aplicação. Devido à dimensão e a complexidade da malha de conectividade dos sistemas reais avaliados, em muitos casos a capacidade de memória era insuficiente e, em outros, o tempo computacional era muito elevado. Para solucionar este problema e viabilizar a utilização do programa de confiabilidade, foi desenvolvida uma metodologia que decompõe o sistema de distribuição em vários subsistemas, baseada na identificação dos alimentadores principais e em seus pontos de interligação com os outros alimentadores. Com isso, a avaliação foi realizada de forma eficiente do ponto de vista computacional, sem comprometer a precisão dos resultados finais. Esta metodologia será fundamental para a avaliação da confiabilidade quando se utiliza simulação Monte Carlo cronológica, que será discutida no Capítulo a seguir.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Biblioteca
MAUÁ
BIM

CAPÍTULO 5

CONFIABILIDADE DO NH3 – SIMULAÇÃO CRONOLÓGICA

5.1 Introdução

Como já abordado, a avaliação integrada da confiabilidade de um sistema elétrico incluindo geração, transmissão e distribuição (NH3) é uma importante meta para o planejamento e operação de sistemas de potência. No Capítulo 2 foi apresentada uma metodologia que incluía as falhas oriundas dos sistemas de geração e transmissão no sistema de distribuição. Entretanto, o método utiliza em seu desenvolvimento interno o processo de Markov que, além dos inconvenientes já comentados, possui algumas deficiências para realizar a avaliação NH3, que serão discutidas adiante.

Neste Capítulo, será apresentada uma metodologia capaz de realizar uma avaliação NH3 da confiabilidade, através da simulação Monte Carlo cronológica. Com esta análise, será obtida uma informação mais detalhada e precisa dos índices de confiabilidade e seus possíveis valores. Portanto, será possível conhecer as dificuldades encontradas no transporte da energia desde a sua fonte até os consumidores finais e, assim, obter informações de onde o sistema está mais vulnerável, para que se possa definir responsabilidades e otimizar a alocação dos recursos.

A integração dos sistemas de geração e transmissão com o sistema de distribuição necessita da elaboração de um algoritmo sofisticado e eficiente. As falhas ocorridas em G&T possuem características particulares, onde existe uma dependência temporal nos cortes de carga, denominados de *aprofundamentos*, que serão melhor discutidas a seguir. Uma comparação entre a metodologia apresentada no Capítulo 2 e a que está sendo proposta será realizada, onde serão apontadas as vantagens e limitações de cada método.

5.2 Compatibilização do Histórico de G&T

Para que se possa incluir as falhas de geração e transmissão em uma avaliação da confiabilidade que considere simulação seqüencial, inicialmente é necessário obter o histórico cronológico das falhas de G&T na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição. Portanto, é essencial a utilização de um programa computacional capaz de realizar uma avaliação NH2 cronológica. Neste trabalho, todos os resultados relacionados com o NH2 foram obtidos através do programa *REAL – Reliability Analysis* [REAL01]. No histórico das falhas de G&T, é possível obter a potência do corte de carga (CC_{GT}) e os instantes inicial (Ti) e final (Tf) da falha. Entretanto, em uma mesma falha de G&T é possível ter variações na potência do corte de carga, denominado de aprofundamento, como mostra a Tabela 5.1, onde está reproduzida uma pequena parcela de um histórico de falhas de G&T.

Tabela 5.1 – Histórico das Falhas de G&T

CC_{GT} [MW]	Tempo [horas]	$\%C_{PICO}$ [%]
3,26	512,67	88,34
4,52	513,00	89,27
3,26	515,00	88,34
0	516,93	88,34
3,63	928,00	95,04
13,09	928,67	95,04
14,41	929,00	96,00
4,94	929,22	96,00
0	931,00	92,16
7,20	1.409,13	98,00
1,84	1.411,00	94,08
0	1.412,00	89,18
3,15	1.432,00	95,04
4,47	1.433,00	96,00
0	1.434,08	96,00
⋮	⋮	⋮

Pode-se observar na Tabela 5.1, que no instante 512,67 horas ocorreu uma falha de G&T, que acarretou um corte de carga de 3,26 MW no sistema de distribuição. Em seguida, no instante 513,00 horas, o corte de carga devido a esta mesma falha foi *aprofundado*, passando de 3,26 MW para 4,52 MW. Ainda na mesma falha de G&T, ocorreu um alívio de carga no instante 515,00 horas, e o corte passou de 4,52 MW para 3,26 MW. Finalmente, esta falha de G&T se extinguiu totalmente no instante 516,93 horas. A Tabela 5.1 ainda mostra o comportamento de mais 3 falhas de G&T.

De posse do histórico das falhas de G&T, o próximo passo é compatibilizar o tamanho (potência) do corte de carga a ser efetuado com a potência dos alimentadores do sistema de distribuição, bem como com a política de corte de carga que será adotada na prioridade de retirada dos alimentadores. Este procedimento está descrito na seção 2.3.2, que utilizou como exemplo um sistema de distribuição com quatro ramais. Para demonstrar como pode ser realizada esta compatibilização, será utilizado o sistema IEEE-RBTS Barra 2 [ABSGS91], onde a potência dos ramais e a política de corte de carga estão descritas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Potência dos Ramais e Política de Corte de Carga

Ramal	[MW]	Corte de Carga devido a G&T	Desconecta o Ramal
R1	5,934	$0 < CC_{GT} \leq 5,934$	R1
R2	3,500	$5,934 < CC_{GT} \leq 9,434$	R1 + R2
R3	5,057	$9,434 < CC_{GT} \leq 14,491$	R1 + R2 + R3
R4	5,509	$14,491 < CC_{GT} \leq 20,000$	R1 + R2 + R3 + R4

Neste processo será construído um novo histórico de falhas, também cronológico, que agrupa em uma única falha as transições dos cortes de carga de G&T, cujas potências desconectam o mesmo ramal. Com o histórico original das falhas de G&T fornecido na Tabela 5.1 e as potências dos ramais juntamente com a política de corte de carga do sistema de distribuição, apresentadas na Tabela 5.2, é possível construir este novo histórico padronizado, que é exibido na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Histórico Padronizado das Falhas de G&T

Nº da Falha	Qtde Ramais Desconectados	$T_{inicial}$ [horas]	T_{final} [horas]
1	1	512,67	516,93
2	1	928,00	928,67
3	3	928,67	929,00
4	4	929,00	929,22
5	1	929,22	931,00
6	2	1.409,13	1.411,00
7	1	1.411,00	1.412,00
8	1	1.432,00	1.434,08
⋮	⋮	⋮	⋮

Este novo histórico padronizado de falhas de G&T, já agrupando as devidas transições, pode ser visualizada na Figura 5.1, onde os tempos inicial e final de cada falha são os apresentados na Tabela 5.3.

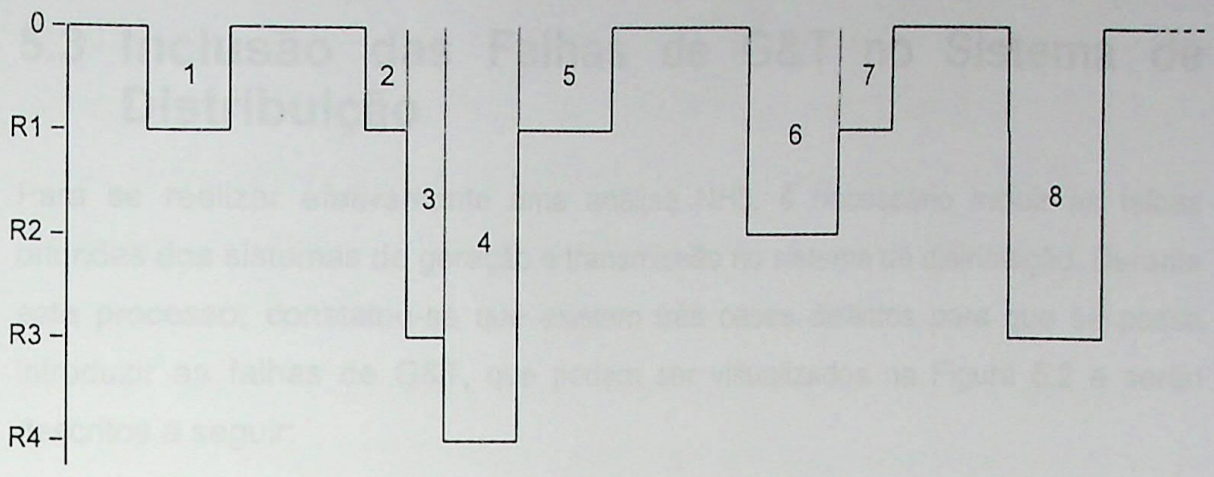


Figura 5.1 – Histórico de Falhas de G&T Agrupadas em Relação aos Ramais

Ao considerar o histórico apresentado na Figura 5.1, observa-se que as falhas tornaram-se independentes. Existem eventos que são transições (aprofundamentos ou alívios) de carga e, portanto, fazem parte de uma mesma falha e dependem cronologicamente de outras ocorrências. Neste caso, deve ser verificada a *continuidade* da falha, para que uma única falha não seja computada mais de uma vez para determinados pontos de carga. No histórico apresentado na Tabela 5.1, pode-se verificar que as falhas 2, 3, 4 e 5, da Figura 5.1, constituem uma única falha. Ao serem consideradas independentes, será computado 4 falhas para o ramal 1 (falhas 2, 3, 4 e 5), 2 falhas para o ramal 2 (falhas 3 e 4), 2 falhas para o ramal 3 (falhas 3 e 4) e 1 falha para o ramal 4 (falha 4). No entanto, o correto é computar apenas uma única falha para cada ramal, pois quando a falha 3 ocorre, os consumidores conectados ao ramal 1 já se encontram interrompidos devido à falha 2. Situações similares ocorrem para as falhas 3, 4 e 5.

Em relação à duração da interrupção percebida em cada ramal, deve-se somar o tempo das falhas que desconectam cada um dos ramais. Como está sendo considerado a retirada acumulativa dos ramais, a retirada do ramal 2 implica na retirada do ramal 1, a retirada do ramal 3, também desconecta os ramais 1 e 2, e assim sucessivamente, como mostra a Tabela 5.2. No caso da falha de G&T que compreende as falhas 2, 3, 4 e 5 da Figura 5.1, o tempo de interrupção percebido pelos pontos de carga pertencentes ao ramal 1 é a soma da duração das falhas 2, 3, 4 e 5. Para os pontos de carga conectados aos ramais 2 e 3, a duração da interrupção será a soma dos tempos das falhas 3 e 4. Por último, os pontos de carga pertencentes ao ramal 4 ficarão interrompidos somente durante a duração da falha 4.

5.3 Inclusão das Falhas de G&T no Sistema de Distribuição

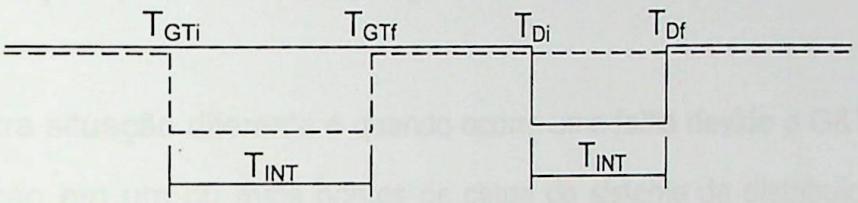
Para se realizar efetivamente uma análise NH3, é necessário incluir as falhas oriundas dos sistemas de geração e transmissão no sistema de distribuição. Durante este processo, constatou-se que existem três casos distintos para que se possa introduzir as falhas de G&T, que podem ser visualizados na Figura 5.2 e serão descritos a seguir:

Caso 1: A falha devido a G&T ocorreu e se extinguiu sem que houvesse uma superposição com falhas decorrentes do sistema de distribuição. Neste caso computa-se uma falha a mais para os pontos de carga pertencentes aos ramais que serão desconectados devido à falha de G&T e adiciona-se o tempo total da falha de G&T para estes pontos de carga.

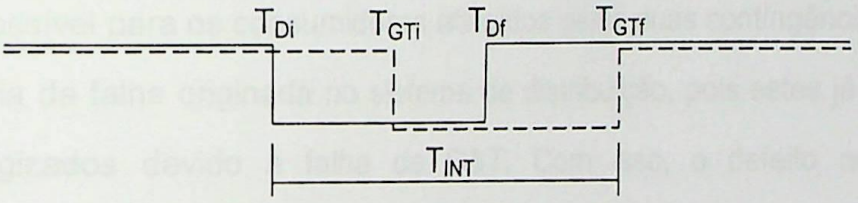
Caso 2: Inicialmente ocorreu uma falha de um componente do sistema de distribuição e em seguida houve uma falha de G&T. Neste caso existem duas situações, uma quando os pontos de carga atingidos pela falha de G&T não são os mesmos atingidos pela falha do componente. Portanto, não houve superposição e as falhas serão computadas independente-mente. A outra situação ocorre quando existe superposição de falhas (G&T e Distribuição) para um ou mais pontos de carga. O tempo inicial desta falha superposta será o instante da falha do equipamento e para o tempo final deve-se verificar qual das duas falhas irá se extinguir por último.

Caso 3: Ocorreu uma falha de G&T que interrompeu alguns pontos de carga. Em seguida é detectada uma falha em um componente do sistema de distribuição. Neste caso também existem duas situações, a primeira ocorre quando os pontos de carga que são atingidos pela falha de G&T não são os mesmos atingidos pela falha do componente. Portanto, não houve superposição e as falhas serão computadas independentemente. A segunda situação ocorre para os pontos de carga que são atingidos pelas duas falhas. Como nesta circunstância a falha de G&T ocorreu primeiro, a falha do componente somente será percebida pelos consumidores após a o término da falha de G&T. Com isso, será computada apenas uma falha, pois houve superposição das falhas de G&T e Distribuição, porém a duração da interrupção será a soma dos tempos das duas falhas.

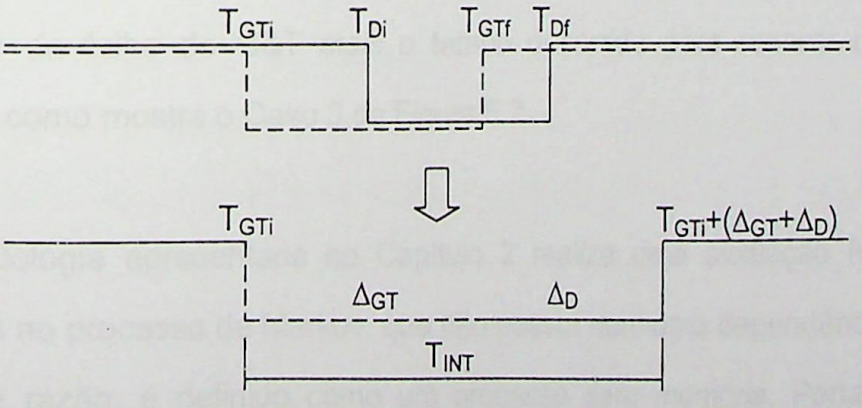
Estes 3 casos podem ser visualizados através da Figura 5.2, onde: T_{GTi} é o tempo inicial da falha devido a G&T; T_{GTf} é o tempo final devido à falha de G&T; T_{Di} é o tempo inicial devido à falha de um componente do sistema de distribuição; T_{Df} é o tempo final da falha de um componente do sistema de distribuição; Δ_{GT} é a duração da falha devido à G&T; e Δ_D é a duração da falha devido à distribuição. A duração total da interrupção percebida pelos consumidores é denominada de T_{INT}. As falhas oriundas dos sistemas G&T são representadas por uma linha tracejada, e as falhas de componentes do sistema de distribuição por uma linha contínua.



CASO 1



CASO 2



CASO 3

Figura 5.2 – Superposição de Falhas G&T e Distribuição

Observando a Figura 5.2, pode-se ter a percepção que as falhas superpostas relativas aos casos 2 e 3 são da mesma natureza, principalmente ao se raciocinar em termos computacionais. A princípio, não existe diferença se a falha ocorrer primeiro no sistema G&T ou no sistema de distribuição. Entretanto, na prática esta diferença é fundamental, pois se a falha ocorrer primeiro no sistema de distribuição, o defeito será detectado pelos consumidores e a equipe de manutenção será imediatamente acionada para dar início ao procedimento de reparo da falha. Assim, realmente a interrupção experimentada por estes consumidores se iniciará com a falha do componente de distribuição e se extinguirá após o término da falha com a maior duração entre G&T e distribuição.

Uma outra situação diferente é quando ocorre uma falha devido a G&T que acarrete interrupção em um ou mais pontos de carga do sistema de distribuição. Durante a ocorrência desta falha, acontece uma falha oriunda do sistema de distribuição que afete alguns dos consumidores já interrompidos devido a falha de G&T. Neste caso, não é possível para os consumidores atingidos pelas duas contingências, perceber a existência da falha originada no sistema de distribuição, pois estes já se encontram desenergizados devido a falha de G&T. Com isso, o defeito no sistema de distribuição somente será detectado após o término da falha de G&T e, apenas neste momento é que a equipe de manutenção será acionada. Portanto, a duração total da interrupção percebida pelos consumidores atingidos por esta situação, será o tempo da falha de G&T *mais* o tempo decorrido para reparar o componente falhado, como mostra o Caso 3 da Figura 5.2.

A metodologia apresentada no Capítulo 2 realiza uma avaliação NH3, porém é baseada no processo de Markov, que não possui nenhuma dependência temporal e, por esta razão, é definido como um processo *sem memória*. Portanto, todas as falhas são consideradas independentes umas das outras e, assim, não é possível identificar a *continuidade* da falha, através de aprofundamentos. Também não é

possível identificar a superposição de falhas descritas nos casos 2 e 3 anteriores, pois não se conhece o instante da ocorrência de cada falha. Na seção 2.4.2 do Capítulo 2, observa-se nas Tabelas 2.5 e 2.6 que a soma das contribuições individuais dos índices de confiabilidade para os sistemas G&T e Distribuição pode ser considerado o mesmo valor obtido para a avaliação NH3. Este resultado comprova que realmente a avaliação da confiabilidade utilizando métodos analíticos não é capaz de capturar superposições entre os sistemas G&T e Distribuição. Na seção seguinte será realizada uma avaliação NH3, utilizando os conceitos descritos anteriormente, onde será constatada a influência da superposição das falhas de G&T e Distribuição no cálculo dos índices de confiabilidade.

5.4 Avaliação NH3: Simulação Cronológica

Para demonstrar o funcionamento da metodologia desenvolvida, que considera uma avaliação NH3 da confiabilidade através de simulação Monte Carlo cronológica, será utilizado o sistema de distribuição IEEE RBTS-Barra2 [ABSGS91], conectado à barra 6 do IEEE RTS [I79]. As mesmas considerações descritas na seção 2.4.1 serão empregadas nesta análise. O sistema completo pode ser visualizado através da Figura 2.3. O histórico cronológico das falhas de G&T foi gerado a partir dos dados exibidos na referência [I79]. Para verificar a influência da superposição de falhas entre os sistemas G&T e Distribuição, e para ser compatível com os resultados apresentados no Capítulo 2, considerou-se que a carga permaneceu no estado de pico durante todo o período de análise. A Tabela 5.4 apresenta os resultados para os índices de confiabilidade para cada ponto de carga, e a Tabela 5.5 apresenta os índices de confiabilidade para o sistema. Estes índices estão definidos nas referências [BA88, BA94, MPL94, MLP97, MLM99, ANEEL00] e foram descritos na seção 3.5 do Capítulo 3.

Tabela 5.4 – Avaliação SMC cronológica NH3: Índices de Ponto de Carga

Ponto de Carga	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	r [horas]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]	β [%]
LP01	19,5508	752,8556	34,83308	652.575,1	133.878,95	0,662
LP02	19,5600	752,5025	34,80265	652.269,1	133.820,93	0,661
LP03	19,5704	752,4633	34,78063	652.235,1	133.815,07	0,662
LP04	19,5516	751,9857	34,79522	689.345,2	5.941.658,17	0,661
LP05	19,5648	752,5157	34,79288	689.831,1	5.945.832,36	0,663
LP06	19,5572	752,2444	34,79528	564.183,2	4.862.863,78	0,662
LP07	19,5648	752,7643	34,80605	564.573,2	4.866.241,32	0,661
LP08	8,8752	409,7042	43,60223	666.957,4	2.185.635,79	1,010
LP09	8,8738	409,7119	43,61217	767.021,6	2.513.503,50	1,010
LP10	6,0572	289,8838	45,90902	251.271,3	51.268,21	1,279
LP11	6,0618	289,0963	45,75224	250.588,7	51.133,29	1,285
LP12	6,0628	289,6720	45,83062	211.199,8	43.094,27	1,288
LP13	6,0596	290,4631	45,97460	266.267,5	2.299.545,87	1,282
LP14	6,0628	289,4848	45,80191	265.370,7	2.291.737,62	1,284
LP15	6,0640	289,8309	45,84598	217.373,1	1.877.239,19	1,284
LP16	3,3864	142,1941	41,05461	106.645,6	922.800,56	2,240
LP17	3,3734	141,1961	40,92637	102.946,1	20.893,54	2,246
LP18	3,3750	141,5841	41,01540	103.229,0	20.950,19	2,240
LP19	3,3782	142,0470	41,10266	103.566,5	21.018,76	2,262
LP20	3,3868	140,9791	40,70569	129.235,5	1.118.205,18	2,241
LP21	3,3900	142,0884	40,97830	130.252,4	1.127.063,89	2,240
LP22	3,3778	140,8321	40,76461	105.624,1	913.927,05	2,249

Tabela 5.5 – Avaliação SMC cronológica NH3: Índices de Sistema

FEC [Int/cons ano]	DEC [horas/cons ano]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]	β [%]
10,6173	399,6823	8.142.561,4	37.476.127,49	0,94

Para melhor verificar a influência que a superposição das falhas exerce nos índices de confiabilidade, a Tabela 5.6 apresenta alguns destes índices individualizados para cada sistema: G&T e Distribuição. Também nesta mesma tabela foi repetido o valor obtido para estes índices considerando a avaliação NH3 anterior. Para obter uma melhor visualização e comparação, foram selecionados apenas quatro pontos de carga, um de cada ramal: LP-01 (ramal 1), LP-09 (ramal 2), LP-12 (ramal 3) e, por último, o LP-21 (ramal 4).

Tabela 5.6 – Índices Individualizados para Pontos de Carga: Carga Pico

		SISTEMA	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	EENS [KWh/ano]
Pontos de Carga	LP-01	G&T	19,3356	749,3284	649.517,8
		Distribuição	0,2336	3,2920	2.853,3
		NH3	19,5508	752,8556	652.575,1
	LP-09	G&T	8,7322	409,1701	766.007,4
		Distribuição	0,1401	0,4918	920,7
		NH3	8,8738	409,7119	767.021,7
	LP-12	G&T	5,8214	286,3841	208.802,7
		Distribuição	0,2532	3,4223	2.495,6
		NH3	6,0628	289,6720	211.200,7
	LP-21	G&T	3,1388	137,9675	126.474,8
		Distribuição	0,2587	3,4811	3.190,9
		NH3	3,3900	142,0884	130.252,3

Devido a limitações computacionais, o coeficiente de variação (β) obtido para a avaliação SMC cronológica não atingiu a mesma convergência obtida para a avaliação não-cronológica. Por esta razão os resultados apresentados para os índices relativos a G&T nas Tabelas 2.5 e 5.6 não são totalmente compatíveis.

Através da Tabela 5.6 é possível observar que, ao contrário do resultado mostrado na Tabela 2.5 (avaliação NH3 analítica), a soma dos índices obtidos nas avaliações individuais para cada sistema (G&T e Distribuição), não confere com o valor obtido para a avaliação que considera o sistema completo (NH3). Por exemplo, ao se adicionar os valores do índice FIC do ponto de carga LP-01 dos sistemas G&T e Distribuição, obtém-se 19,5692 falhas/ano. Entretanto, o resultado obtido na avaliação NH3 através de SMC cronológica foi de 19,5508 falhas/ano. Esta divergência, que se repete para os demais pontos de carga, será explicada no decorrer deste capítulo. A diferença percentual encontrada entre o valor da soma individual dos sistemas G&T e distribuição em relação ao resultado obtido com a avaliação NH3 é muito pequena, mesmo ao se considerar o sistema operando em regime de carga pico durante todo o período.

No caso deste exemplo, a parcela do DIC e da EENS originária do sistema G&T é muito maior que a do sistema de distribuição. Portanto, o próprio erro inerente à simulação pode encobrir o efeito da superposição e, em alguns casos, pode ocorrer que a soma dos sistemas G&T e distribuição seja menor que o resultado obtido através da avaliação NH3.

Tabela 5.7 – Índices de Pontos de Carga: Carga Pico e Taxas de Falha x10

		SISTEMA	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	EENS [KWh/ano]
Pontos de Carga	LP-01	G&T	19,3356	749,3284	649.517,8
		Distribuição	2,2790	8,5864	7.446,7
		NH3	21,5032	757,4756	656.579,8
	LP-09	G&T	8,7322	409,1701	766.007,4
		Distribuição	1,3906	5,0149	9.404,3
		NH3	10,1060	414,1150	775.264,5
	LP-12	G&T	5,8214	286,3841	208.802,7
		Distribuição	2,4531	9,0204	6.583,4
		NH3	8,2502	295,6170	215.534,3
	LP-21	G&T	3,1388	137,9675	126.474,8
		Distribuição	2,3776	8,7298	8.002,6
		NH3	5,4894	146,6570	134.440,5

A Tabela 5.7 anterior, apresenta os índices de confiabilidade do mesmo sistema utilizado na Tabela 5.6, porém, multiplicou-se por dez as taxas de falha das linhas de distribuição do sistema RBTS Barra 2. Com isso, pretende-se aumentar as falhas provenientes do sistema de distribuição e, conseqüentemente, ampliar o efeito causado pela superposição. O sistema analisado caracteriza-se por ser um sistema *robusto*, de alta confiabilidade, e apesar de se *forçar* uma situação mais sujeita a falhas, ainda assim os índices de confiabilidade para o sistema de distribuição apresentaram valores baixos. Entretanto, pode-se observar uma influência um pouco maior da superposição e, principalmente, não ocorrem mais situações onde a soma dos índices dos sistemas G&T e distribuição é menor que o índice determinado na avaliação NH3.

Em sistemas de distribuição, tipicamente sistemas brasileiros, as taxas de falhas e tempos médios de reparo são consideravelmente superiores aos utilizados no sistema teste IEEE-RBTS Barra 2. Portanto, espera-se uma maior contribuição do efeito da superposição, o que impacta diretamente nos índices de confiabilidade obtidos na avaliação NH3. Neste caso, as falhas dos sistemas G&T e distribuição não podem ser consideradas independentes, o que desaconselha a utilização de uma avaliação NH3 analítica.

5.5 Avaliação NH3 Analítica com Falhas G&T Cronológicas

No Capítulo 2 foi apresentada uma metodologia capaz de realizar uma avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição que inclui as falhas provenientes dos sistemas de geração e transmissão (NH3). Entretanto, as equações (2.1) que determinam os parâmetros fictícios, foram desenvolvidas para utilizar uma avaliação do sistema G&T que considere simulação Monte Carlo não-cronológica. Estes componentes fictícios auxiliam na construção da rede G&T equivalente, que representa as falhas do NH2. Para se realizar uma comparação mais condizente com os resultados obtidos na seção anterior, será apresentada uma metodologia que calcula os componentes fictícios através de uma avaliação que considere SMC cronológica para o NH2. Para uma melhor compreensão da metodologia, o histórico de falhas do sistema G&T, já agrupando as transições de acordo com a potência dos ramais, apresentado na Figura 5.1, será repetido a seguir.

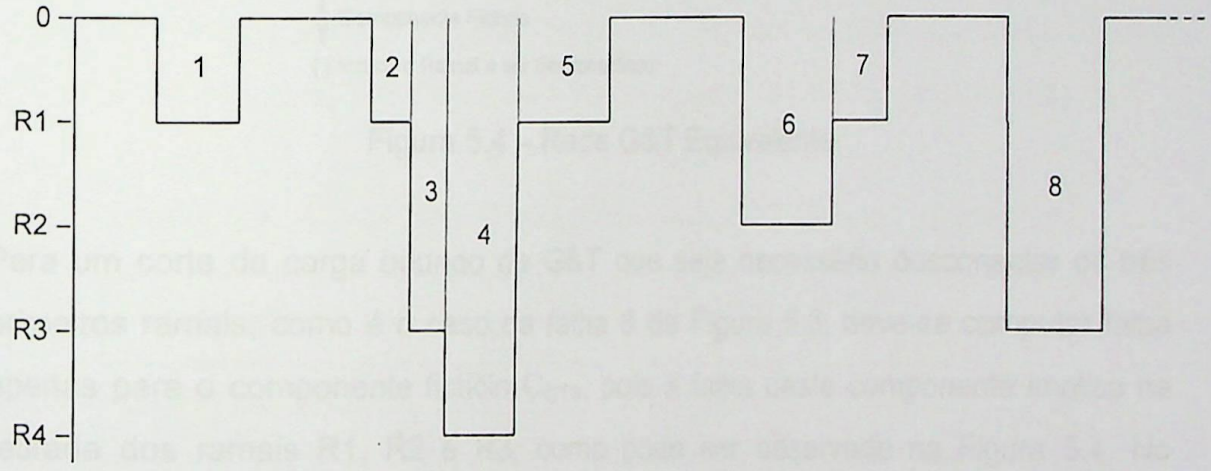


Figura 5.3 – Histórico de Falhas de G&T Agrupadas em Relação aos Ramais

Para o cálculo da taxa de falha (λ), que é aproximadamente a freqüência de falha, é necessário apenas contar o número de falhas ocorridas nos respectivos ramais do sistema de distribuição, e dividir pelo número total de anos simulados. Um procedimento similar é realizado para obter a indisponibilidade (U) de cada componente fictício, onde adiciona-se a duração da falha ocorrida em cada um dos ramais e divide-se pelo número total de anos simulados. Entretanto, os componentes fictícios devem compor a rede G&T equivalente conforme mostra a Figura 5.4. A disposição destes componentes depende da prioridade de saída dos ramais em

relação aos cortes de carga oriundos do sistema G&T. No caso da Figura 5.4, pode-se observar que uma falha no componente fictício C_{GT1} implica na retirada apenas do ramal 1. Porém, a falha do componente C_{GT2} implica na retirada dos ramais 1 e 2. A falha do componente C_{GT3} retira os ramais 1, 2 e 3 e, por fim, uma falha no componente C_{GT4} desconecta todos os quatro ramais.

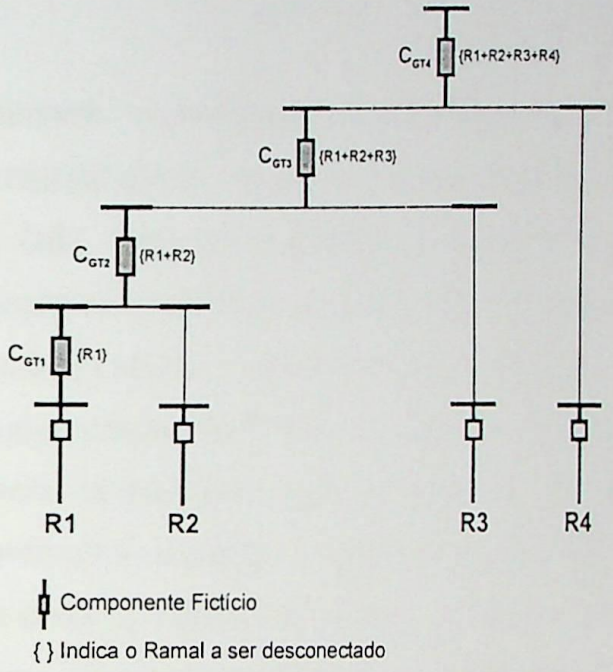


Figura 5.4 – Rede G&T Equivalente

Para um corte de carga oriundo de G&T que seja necessário desconectar os três primeiros ramais, como é o caso da falha 8 da Figura 5.3, deve-se computar falha apenas para o componente fictício C_{GT3}, pois a falha deste componente implica na retirada dos ramais R1, R2 e R3, como pode ser observado na Figura 5.4. No cálculo da indisponibilidade (U), a duração da falha 8 deve ser computada apenas para o componente C_{GT3}, devido a um princípio análogo ao cálculo da taxa de falha. Também no caso de uma avaliação analítica existe a preocupação de se verificar a *continuidade* da falha, para que uma única falha não seja computada mais de uma vez para determinados pontos de carga. Como já discutido, as falhas 2, 3, 4 e 5 da Figura 5.3 constituem uma única falha, que foi *aprofundada* e, por esta razão, houve uma variação no corte de carga, que determinou uma retirada diferenciada dos ramais durante sua duração. Nesta situação, deve ser computada uma falha somente para o componente C_{GT4}, pois assim está sendo computada uma única falha para os ramais R1, R2, R3 e R4, como realmente acontece na prática.

Entretanto, para o cálculo da indisponibilidade deve ser estabelecida uma proporção que relacione o tempo em que cada ramal ficou interrompido. Neste caso específico, as durações das falhas 2 e 5 devem ser somadas à indisponibilidade do componente C_{GT1}, a duração da falha 3 deve ser computada à indisponibilidade do componente C_{GT3} e deve-se adicionar a duração da falha 4 apenas à indisponibilidade do componente C_{GT4}.

Com este procedimento implementado computacionalmente, é possível obter os parâmetros de confiabilidade (λ, r e U) para os componentes fictícios que representam as falhas de G&T. Com a construção da rede G&T equivalente, é possível realizar uma avaliação NH3 analítica da confiabilidade, baseada em uma metodologia que utilize simulação Monte Carlo cronológica para o NH2. Para melhor verificar a influência da superposição de falhas entre os sistemas G&T e Distribuição, a Tabela 5.8 apresenta os parâmetros de confiabilidade para os componentes G&T fictícios considerando uma condição de carga pico constante, exatamente como na seção 5.4. Comparando os valores da Tabela 5.8, com os obtidos através de uma SMC não-cronológica, Tabela 2.3, observa-se que os resultados são similares.

Tabela 5.8 – Parâmetros dos Componentes G&T Fictícios: Carga Pico

Parâmetros	Componentes G&T Fictícios			
	C_{GT1}	C_{GT2}	C_{GT3}	C_{GT4}
λ [falhas/ano]	10,6367	2,9200	2,6933	3,1500
r [horas]	32,1434	42,2189	55,1285	43,7925
U [horas/ano]	341,8984	123,2793	148,4794	137,9463

Com os parâmetros de confiabilidade apresentados na Tabela 5.8 e incorporando a configuração da rede G&T equivalente, mostrada na Figura 5.4, no sistema de distribuição, foi realizada uma avaliação NH3 analítica. Nota-se que esta avaliação foi executada a partir de um histórico cronológico de falhas devido a G&T. Os resultados desta análise se encontram nas tabelas a seguir, onde a Tabela 5.9 apresenta os valores dos índices para cada um dos pontos de carga do sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra2 [ABSGS91], e a Tabela 5.10 apresenta os valores para os índices do sistema.

Tabela 5.9 – Avaliação NH3 Analítica: Índices de Ponto de Carga

Ponto de Carga	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	r [horas]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]
LP01	19,6433	755,2101	38,44629	654.616,1	130.923,20
LP02	19,6563	755,2751	38,42417	654.672,5	130.934,50
LP03	19,6563	755,2751	38,42416	654.672,4	130.934,50
LP04	19,6433	755,2101	38,44627	692.301,1	6.023.020,00
LP05	19,6563	755,2751	38,42415	692.360,7	6.023.538,00
LP06	19,6530	755,2589	38,42968	566.444,1	4.928.064,00
LP07	19,6563	755,2346	38,42208	566.425,9	4.927.906,00
LP08	8,9038	410,2243	46,07320	667.804,1	2.136.973,00
LP09	8,9060	410,1932	46,05828	767.922,7	2.457.353,00
LP10	6,0865	289,9608	47,63999	251.338,0	50.267,61
LP11	6,0963	290,0231	47,57389	251.392,0	50.278,40
LP12	6,0995	290,0393	47,55120	211.467,7	42.293,54
LP13	6,0963	289,9690	47,56492	265.814,6	2.312.587,00
LP14	6,0995	289,9852	47,54224	265.829,5	2.312.716,00
LP15	6,0865	289,9608	47,63975	217.470,6	1.891.995,00
LP16	3,4033	141,5580	41,59494	106.168,5	923.665,80
LP17	3,3935	141,5093	41,70009	103.174,4	20.634,88
LP18	3,3945	141,5001	41,68539	103.167,8	20.633,55
LP19	3,4075	141,5651	41,54543	103.215,1	20.643,03
LP20	3,4084	141,5692	41,53553	129.776,5	1.129.056,00
LP21	3,4060	141,5165	41,54863	129.728,2	1.128.635,00
LP22	3,4093	141,5328	41,51378	106.149,6	923.501,30

Tabela 5.10 – Avaliação NH3 Analítica: Índices de Sistema

FEC [Int/cons ano]	DEC [horas/cons ano]	EENS [kWh/ano]	LOLC [US$/ano]
9,851305	400,7120	8.161.911,00	37.716.550,00

Comparando as Tabelas 5.9 e 5.10 respectivamente com as Tabelas 5.4 e 5.5, pode-se concluir, como era esperado, que os índices de confiabilidade relativos à análise NH3 considerando uma avaliação analítica são maiores que aqueles obtidos através de uma avaliação utilizando simulação Monte Carlo cronológica. Como já comentado, este fato ocorre devido à incapacidade da avaliação analítica capturar aspectos cronológicos e, portanto, não é possível identificar a superposição entre falhas dos sistemas G&T e Distribuição.

5.6 Influência da Superposição de Falhas

Para comprovar o que foi discutido anteriormente, a Tabela 5.11 apresenta um comparativo entre uma avaliação NH3 realizada por simulação Monte Carlo cronológica, uma avaliação NH3 analítica e o resultado obtido com a soma das contribuições individuais dos sistemas G&T e Distribuição através de SMC cronológica.

Tabela 5.11 – Comparação entre avaliações NH3: SMC, Analítico e Soma Individual

Ponto de Carga	FIC [falhas/ano]			DIC [horas/ano]		
	SMC cronológico	Analítico	Soma Individual	SMC cronológico	Analítico	Soma Individual
LP01	19,5508	19,6433	19,6420	752,8556	755,2101	755,0975
LP02	19,5600	19,6563	19,6538	752,5025	755,2751	755,3178
LP03	19,5704	19,6563	19,6537	752,4633	755,2751	755,4342
LP04	19,5516	19,6433	19,6406	751,9857	755,2101	755,5851
LP05	19,5648	19,6563	19,6535	752,5157	755,2751	755,5283
LP06	19,5572	19,6530	19,6474	752,2444	755,2589	754,8396
LP07	19,5648	19,6563	19,6536	752,7643	755,2346	755,0464
LP08	8,8752	8,9038	8,9071	409,7042	410,2243	415,3759
LP09	8,8738	8,9060	8,9052	409,7119	410,1932	414,9117
LP10	6,0572	6,0865	6,0876	289,8838	289,9608	289,7812
LP11	6,0618	6,0963	6,0965	289,0963	290,0231	290,1493
LP12	6,0628	6,0995	6,0998	289,6720	290,0393	290,1788
LP13	6,0596	6,0963	6,0967	290,4631	289,9690	290,0766
LP14	6,0628	6,0995	6,0999	289,4848	289,9852	290,1600
LP15	6,0640	6,0865	6,0861	289,8309	289,9608	290,2394
LP16	3,3864	3,4033	3,4026	142,1941	141,5580	141,5484
LP17	3,3734	3,3935	3,3954	141,1961	141,5093	141,3512
LP18	3,3750	3,3945	3,3915	141,5841	141,5001	141,4334
LP19	3,3782	3,4075	3,4072	142,0470	141,5651	141,9097
LP20	3,3868	3,4084	3,4067	140,9791	141,5692	141,8106
LP21	3,3900	3,4060	3,4029	142,0884	141,5165	141,3249
LP22	3,3778	3,4093	3,4064	140,8321	141,5328	141,7862

Analisando os resultados da Tabela anterior, pode-se constatar que realmente a avaliação NH3 analítica considera as falhas dos sistemas G&T e Distribuição independentes. Os valores para os índices de confiabilidade obtidos com esta avaliação, foram praticamente idênticos (diferença percentual menor que 1%) aos resultados obtidos ao se adicionar às contribuições individuais dos dois sistemas.

Portanto, pode-se concluir que a avaliação realizada através de simulação Monte Carlo cronológica apresenta resultados mais precisos para os índices de confiabilidade, pois é capaz de incluir os efeitos da superposição de falhas entre os sistemas G&T e Distribuição. Entretanto, os valores obtidos com a avaliação NH3 analítica apresentam-se *sempre* superiores àqueles obtidos por SMC seqüencial. Esta afirmação permite concluir que, ao se utilizar o método analítico, os resultados gerados serão sempre maiores que os índices percebidos na prática e, apesar de menos precisa, a análise se torna mais conservadora.

5.7 Aplicação em um Caso Real

O sistema utilizado para realizar esta avaliação é o da cidade de Papagaios, apresentado na Figura 4.6. Entretanto, devido ao tempo computacional e a capacidade de memória dos atuais computadores pessoais, a análise foi obtida utilizando o método da decomposição de sistemas de grande porte, apresentado na seção 4.4. Com isso, os subsistemas utilizados na avaliação foram os mostrados nas Figuras 4.7 a 4.10. Os resultados obtidos para os índices de confiabilidade, não consideram as falhas oriundas dos sistemas de geração e transmissão, portanto, está sendo considerado apenas as falhas inerentes ao sistema de distribuição. Também não será apresentado o índice LOLC, relativo ao custo da interrupção, pois não foram fornecidos os dados de custos unitários para os diferentes segmentos (residencial, comercial e industrial) deste sistema. A concessionária informou que, até o momento, não foi realizada nenhuma pesquisa que possibilite a obtenção destes dados.

Inicialmente, será apresentada uma comparação entre os valores médios obtidos para o sistema elétrico de Papagaios através dos métodos analítico (enumeração de estados) e simulação Monte Carlo cronológica. Estes resultados podem ser visualizados na Tabela 5.12, onde a análise foi realizada considerando separadamente cada um dos quatro alimentadores (método de decomposição dos sistemas). Os dados desta tabela referem-se apenas aos seis primeiros pontos de carga de cada alimentador. A Tabela 5.13 apresenta esta comparação para os índices de sistema.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Biblioteca
MAUÁ
BIM

Tabela 5.12 - Resultados Analíticos e SMC para os Pontos de Carga

Ponto de Carga		FIC [Interrupções/ano]		DIC [horas/ano]		EENS [kWh/ano]	
		Analítico	SMC	Analítico	SMC	Analítico	SMC
Alimentador 1	LP0001	17,60720	17,64014	12,43020	12,44139	5.270,41	5.329,25
	LP0002	17,61446	17,64014	12,43890	12,44418	99,51	100,57
	LP0003	17,61860	17,64014	12,44387	12,44428	1.244,39	1.257,19
	LP0004	17,61608	17,64014	12,44085	12,44367	5.573,50	5.631,92
	LP0005	17,60400	17,64014	12,42635	12,44112	1.888,81	1.910,44
	LP0006	17,60400	17,64014	12,42635	12,44112	5.492,45	5.555,37
Alimentador 2	LP0015	29,57172	29,54814	20,88489	20,85598	17.042,07	17.116,65
	LP0016	29,57172	29,53057	26,57712	26,53156	13.288,56	13.350,59
	LP0017	29,57172	29,51071	34,60724	34,57934	346,07	347,56
	LP0018	29,57846	29,54814	20,89298	20,85893	2.005,73	2.014,01
	LP0019	29,57378	29,54814	20,88736	20,85579	2.673,58	2.684,94
	LP0020	29,55794	29,54814	20,86835	20,85158	5.509,24	5.536,58
Alimentador 3	LP0028	16,95053	16,97514	11,96534	11,96108	4.786,14	4.820,46
	LP0029	16,95918	16,97514	11,97572	11,96921	7.185,43	7.235,56
	LP0030	16,98582	16,97514	12,00768	11,97913	3.362,15	3.379,37
	LP0031	16,98467	16,97514	12,00631	11,97615	2.161,14	2.171,92
	LP0032	16,96925	16,97514	11,98781	11,96874	719,27	723,53
	LP0033	16,96925	16,97257	13,25840	13,24947	11.574,58	11.655,35
Alimentador 4	LP0035	29,77800	29,78729	21,01977	21,02576	504,47	507,42
	LP0036	29,78475	29,78729	21,02786	21,02728	672,89	676,61
	LP0037	29,78475	29,77329	25,19539	25,14704	1.612,51	1.618,22
	LP0038	29,78475	29,77329	25,19539	25,14704	604,69	606,83
	LP0039	29,78475	29,76500	27,63491	27,61735	442,16	444,27
	LP0040	29,79433	29,78214	22,61489	22,59276	633,22	636,29

Tabela 5.13 - Resultados Analíticos e SMC para o Sistema

FEC [Interrup./consumidor ano]		DEC [horas/consumidor ano]		EENS [kWh/ano]	
Analítico	SMC	Analítico	SMC	Analítico	SMC
24,54741	24,60156	17,93896	17,92645	262.641,49	264.231,57

Analisando as Tabelas 5.12 e 5.13, pode-se concluir que os dois métodos apresentam resultados compatíveis para os valores médios dos índices de confiabilidade. A diferença percentual encontrada foi menor que 1%. Entretanto, além do valor médio, o método de simulação Monte Carlo cronológico fornece a distribuição de probabilidade dos índices, onde informações adicionais importantes podem ser obtidas, como será demonstrado a seguir.

Todos os resultados apresentados nesta seção referem-se ao ponto de carga 3 (LP3), pertencente ao Alimentador 1. Entretanto, esta análise pode ser realizada para qualquer ponto de carga do sistema. Para exemplificar, os gráficos a seguir representam a convergência dos índices FIC (Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora). Pode-se observar que nos primeiros anos de simulação ocorre uma diferença considerável entre o valor da simulação Monte Carlo cronológica e o valor analítico. Para se obter uma precisão satisfatória do valor médio, o tamanho da amostra deve ser suficientemente grande, o que explica a divergência inicial do gráfico, onde o espaço amostral ainda é pequeno.

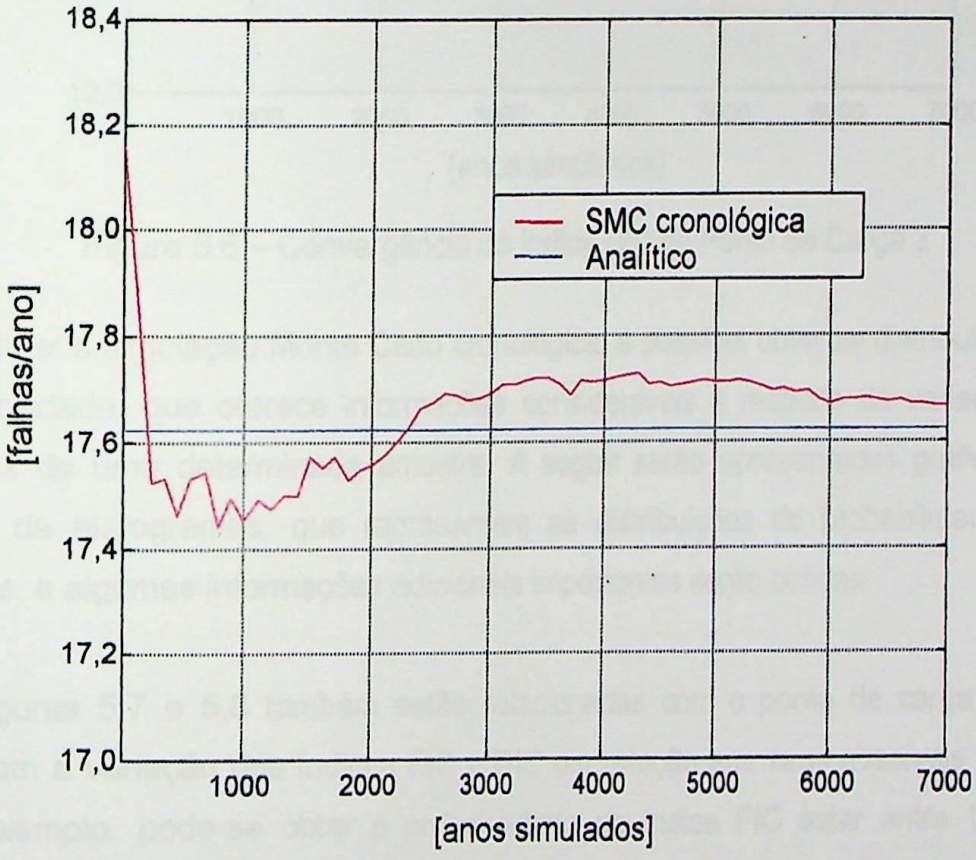


Figura 5.5 – Convergência do índice FIC do Ponto de Carga 3

Analisando o gráfico, pode-se verificar que a média dos valores anuais do índice FIC, calculada pelo método de simulação Monte Carlo seqüencial, realmente tende para o valor médio analítico, que no caso do ponto de carga LP3 é de 17,62 falhas/ano. O mesmo ocorre durante o processo de convergência do índice DIC, representado na Figura 5.6, onde a média do ponto de carga LP3 tende para o valor de 12,44 horas/ano.

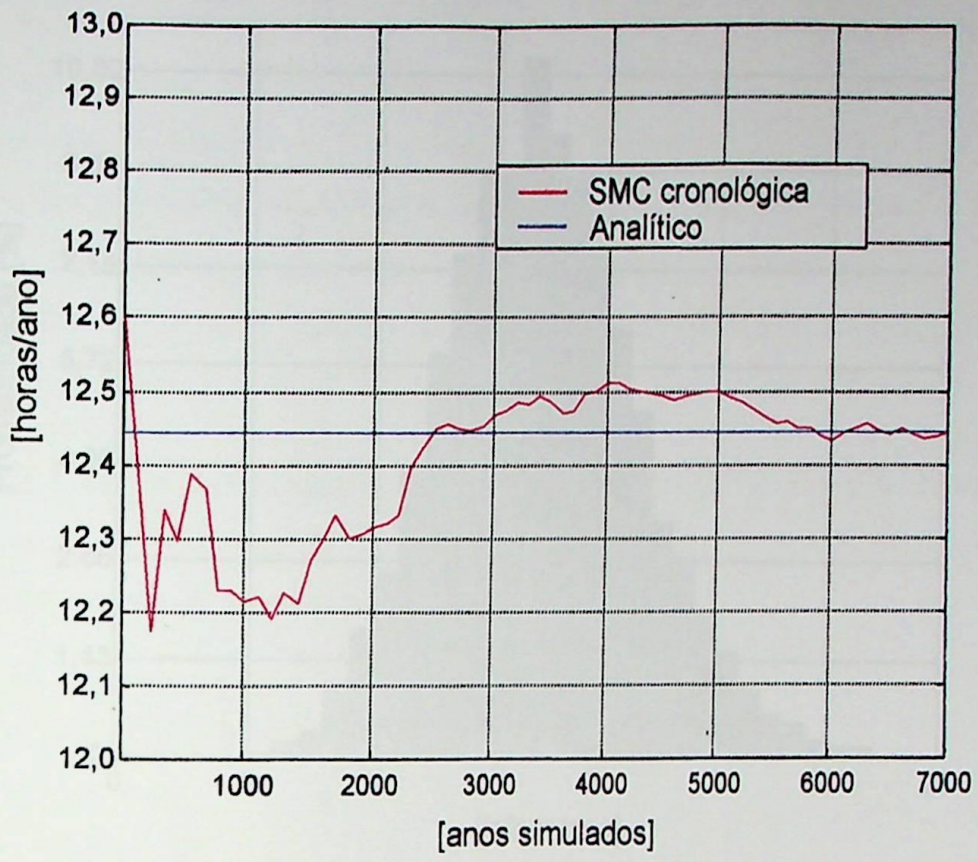


Figura 5.6 – Convergência do índice DIC do Ponto de Carga 3

Ao utilizar a simulação Monte Carlo cronológica, é possível obter as distribuições de probabilidade, que oferece informações consideráveis a respeito da variação dos valores de uma determinada amostra. A seguir serão apresentados gráficos, em forma de histogramas, que representam as distribuições de probabilidades dos índices, e algumas informações adicionais importantes serão obtidas.

As Figuras 5.7 e 5.8 também estão relacionadas com o ponto de carga LP3, e mostram a variação dos índices FIC e DIC em relação aos seus possíveis valores. Por exemplo, pode-se obter a probabilidade do índice FIC estar entre 10 e 20 falhas/ano, que neste caso é de 66,9%. Também é possível estimar a probabilidade do índice FIC ser superior a 25 falhas/ano, que é de 6,2%. O índice DIC possui uma probabilidade de 4,9% de exceder o valor de 20 horas/ano. A energia esperada não suprida (EENS) possui uma probabilidade de 8,0% de estar abaixo de 700 kWh/ano. Para uma melhor visualização, os gráficos foram truncados em valores convenientes, o que não implica na inexistência de eventos acima dos valores máximos apresentados, porém suas probabilidades de ocorrência são mínimas.

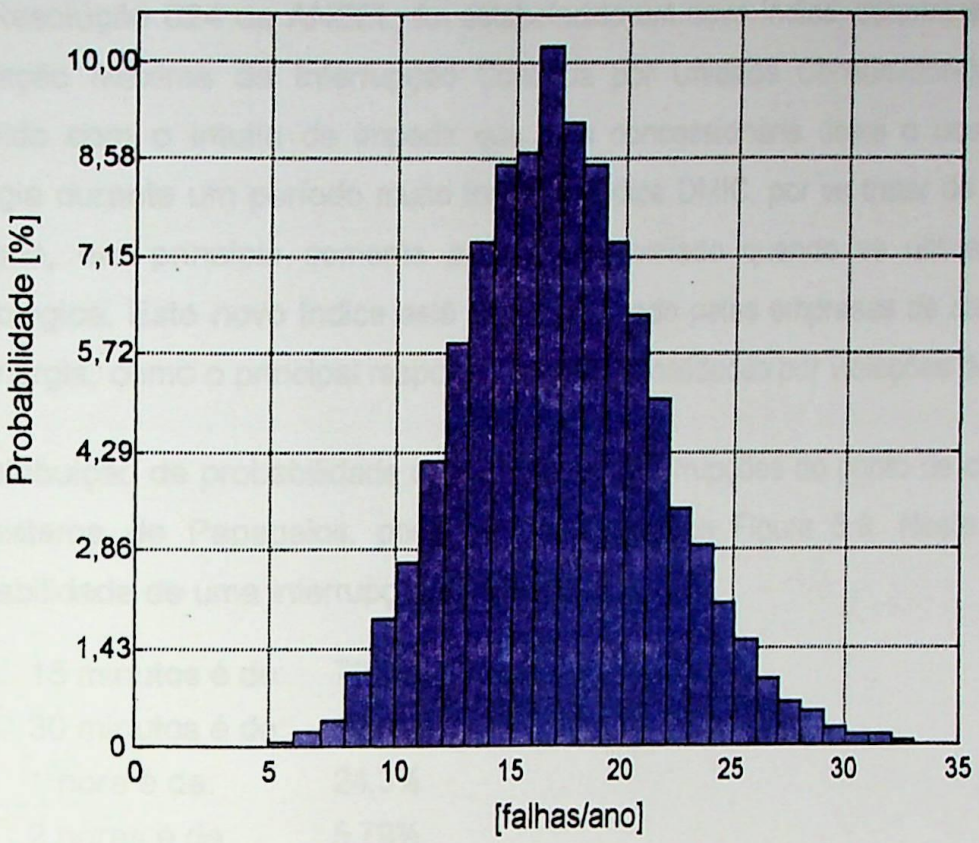


Figura 5.7 – Distribuição de Probabilidade do índice FIC para o Ponto de Carga 3

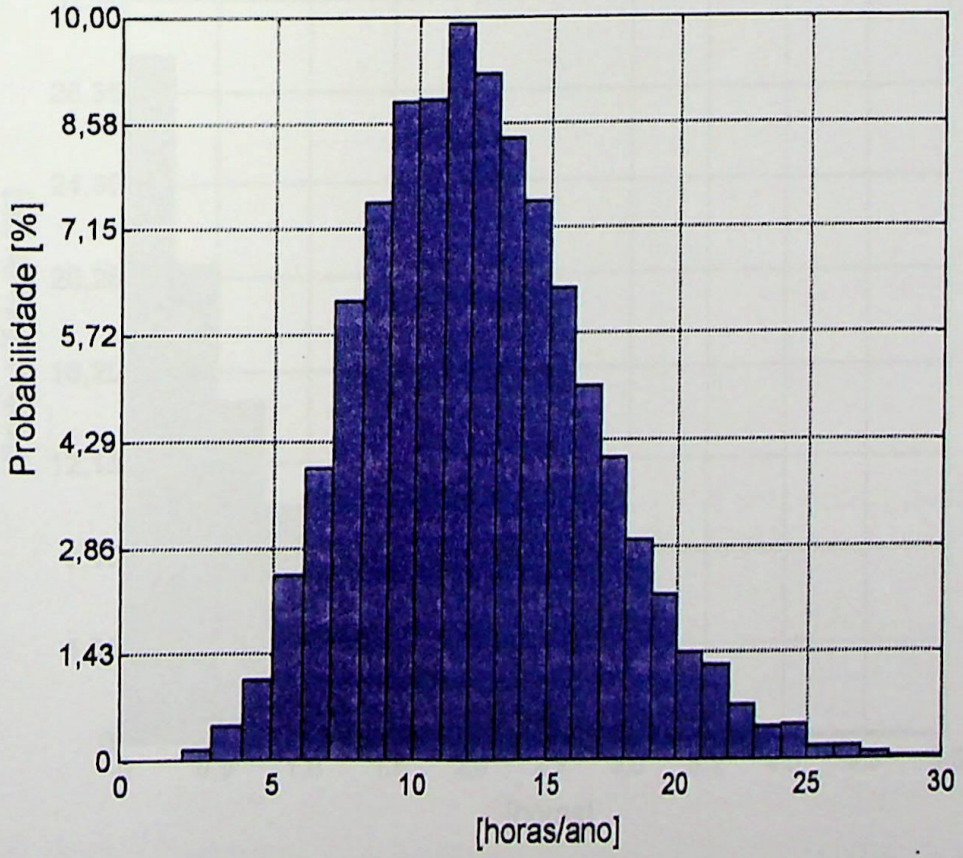


Figura 5.8 – Distribuição de Probabilidade do índice DIC para o Ponto de Carga 3

Na Resolução 024 da ANEEL, foi estabelecido um novo índice, denominado DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), que foi definido com o intuito de impedir que uma concessionária deixe o usuário sem energia durante um período muito longo. O índice DMIC, por se tratar de um valor máximo, em princípio somente poderá ser avaliado quando se utiliza a SMC cronológica. Este novo índice está sendo apontado pelas empresas de distribuição de energia, como o principal responsável pelas penalidades por violações de metas.

A distribuição de probabilidade da duração das interrupções do ponto de carga LP3 do sistema de Papagaios, pode ser visualizada na Figura 5.9. Neste caso, a probabilidade de uma interrupção ultrapassar:

- 15 minutos é de: 70,2%
- 30 minutos é de: 49,4%
- 1 hora é de: 24,3%
- 2 horas é de: 5,79%
- 3 horas é de: 1,40%
- 4 horas é de: 0,36%

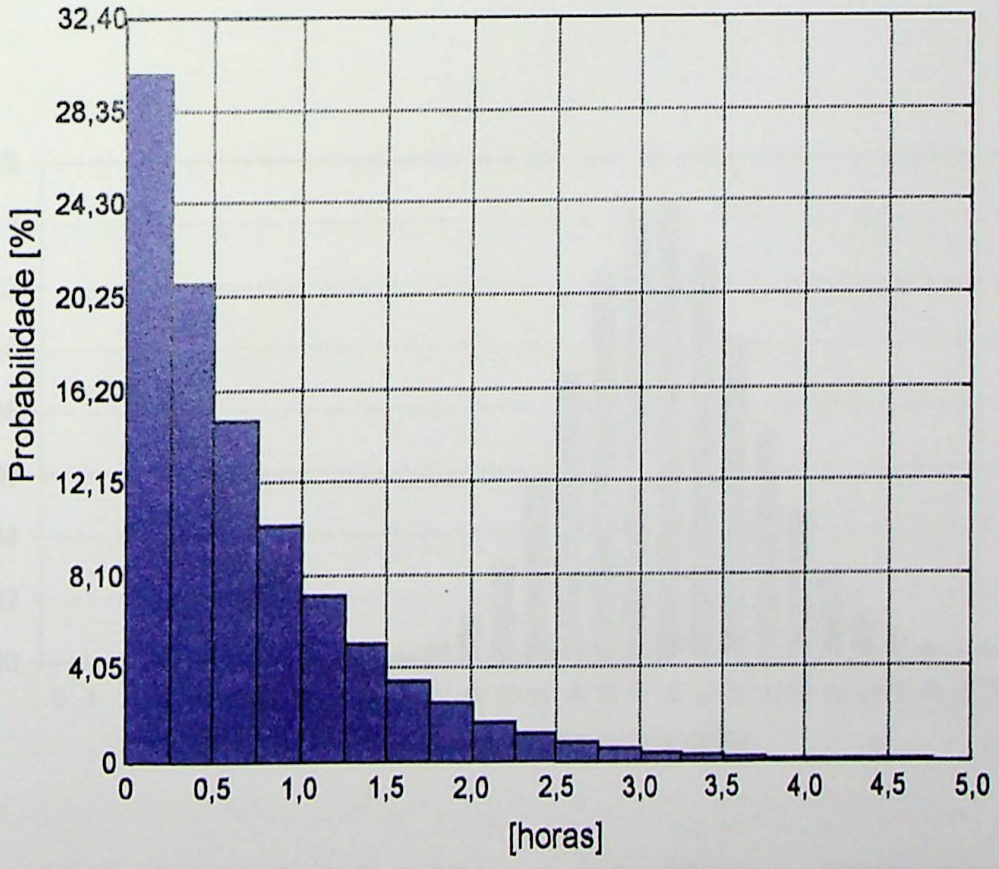


Figura 5.9 – Distribuição de Probabilidade da duração das interrupções

As Figuras 5.10 e 5.11 apresentam as distribuições de probabilidades para os índices FEC e DEC, respectivamente. Para obter estas distribuições foi utilizada a metodologia apresentada na seção 4.5.

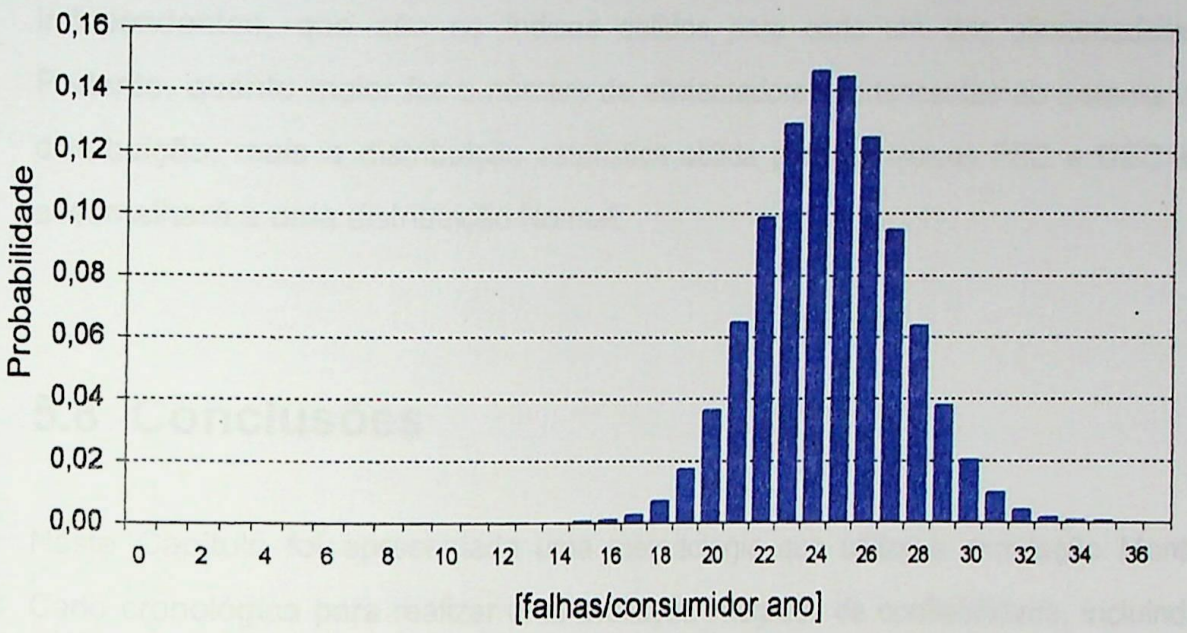


Figura 5.10 – Distribuição de Probabilidade do Índice FEC para o Sistema de Papagaios

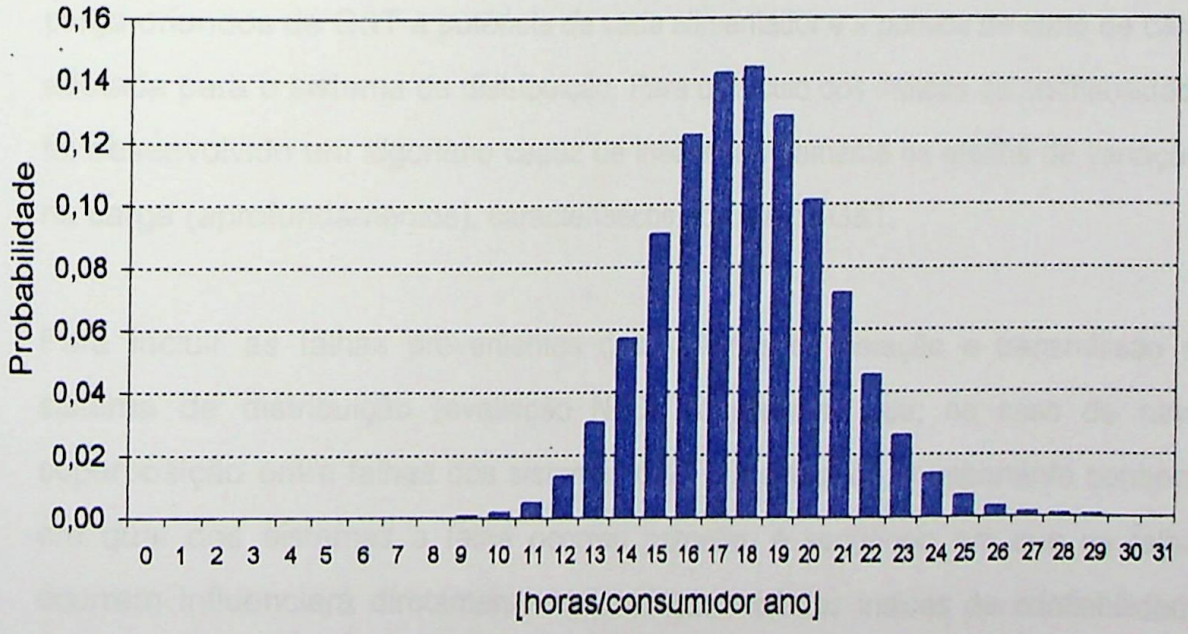


Figura 5.11 – Distribuição de Probabilidade do Índice DEC para o Sistema de Papagaios

Observando as Figuras 5.10 e 5.11, verifica-se que as distribuições destas curvas se assemelham a uma distribuição Normal (Gaussiana). Este fato se deve ao *Teorema do Limite Central* [P91], pelo qual se demonstra que a soma de infinitas variáveis aleatórias independentes resulta em uma distribuição Normal. Como já discutido na seção 4.5, os índices FEC e DEC são somas (ponderadas) de variáveis aleatórias independentes, que são os índices obtidos para cada um dos alimentadores. Portanto, quanto maior for o número de alimentadores pertencentes ao sistema de distribuição, mais a distribuição estatística obtida para os índices FEC e DEC se assemelhará a uma distribuição Normal.

5.8 Conclusões

Neste Capítulo foi apresentada uma metodologia que utiliza a simulação Monte Carlo cronológica para realizar uma avaliação integrada da confiabilidade, incluindo geração, transmissão e distribuição. Para obter uma avaliação NH3 cronológica, inicialmente é necessário obter um histórico cronológico das falhas de G&T na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição a ser analisado. Este histórico G&T cronológico deve ser manipulado para que se possa adequar os cortes de carga oriundos de G&T à potência de cada alimentador e a política de corte de carga adotada para o sistema de distribuição. Para o cálculo dos índices de confiabilidade, foi desenvolvido um algoritmo capaz de inserir corretamente os efeitos de variações na carga (aprofundamentos), característicos do sistema G&T.

Para incluir as falhas provenientes dos sistemas de geração e transmissão no sistema de distribuição (avaliação NH3), constatou-se que, no caso de haver superposição entre falhas dos sistemas G&T e Distribuição, é importante conhecer em qual dos sistemas a falha ocorreu primeiro. A seqüência em que as falhas ocorrem influenciará diretamente na avaliação final dos índices de confiabilidade, pois a estimação correta da duração da interrupção percebida pelos consumidores depende desta informação.

Neste Capítulo foi realizada uma comparação entre os resultados obtidos através de uma avaliação NH3 analítica e os resultados obtidos através de uma avaliação NH3 utilizando SMC cronológica. A avaliação analítica não é capaz de capturar aspetos cronológicos e, portanto, não é possível identificar a superposição entre falhas dos sistemas G&T e Distribuição. Com isso, nesta análise os sistemas G&T e Distribuição são considerados independentes, e os resultados obtidos são sempre maiores aos obtidos em uma avaliação NH3 que utilize SMC cronológica. Pode-se concluir que a avaliação NH3 da confiabilidade obtida através de SMC cronológica apresenta valores mais precisos, mesmo ao se considerar somente valores médios. Além de apresentar resultados mais precisos, com a avaliação cronológica é possível obter a distribuição de probabilidade, que fornecem informações adicionais importantes sobre a variação dos possíveis valores dos índices.

Com a reestruturação do setor elétrico, as empresas se tornaram mais competitivas, e buscam métodos de avaliações mais eficazes, que permitem estimar com precisão os riscos ao se utilizar uma determinada configuração do sistema. Ferramentas computacionais que são capazes de executar esta função, e ainda auxiliar na escolha da melhor alternativa de ampliação, se tornaram essenciais neste novo contexto, pois otimizam os investimentos necessários para atender as novas exigências. Estas análises se tornaram mais evidentes com a entrada em vigor da Resolução 024 da ANEEL, que estabeleceu metas de continuidade a serem cumpridas e as empresas passaram a receber penalidades pelo não-cumprimento destas metas.

Com a metodologia apresentada, que realiza uma avaliação NH3 da confiabilidade através de SMC cronológica, pode-se obter uma informação mais detalhada sobre a causa das falhas experimentadas pelos consumidores e, assim, atribuir responsabilidades entre as zonas funcionais. Também é possível monitorar com mais precisão o desempenho dos índices de confiabilidade, para evitar que um nível fora de padrão seja percebido de forma tardia, causando inconvenientes para os consumidores e levando as empresas a sofrerem multas por parte do órgão regulador.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1 Principais Contribuições

O mercado de trabalho exige cada vez mais aperfeiçoamento e atualização continuados. Para suprir os anseios da sociedade, as instituições de ensino devem estar sempre em sintonia com as novas tendências e, até mesmo, se antecipando as necessidades. Com este intuito, é fundamental o desenvolvimento de pesquisas que buscam novas tecnologias com vocação para facilitar e melhorar a convivência humana. A eletricidade se tornou, sem dúvida, indispensável e de importância vital nesta nova concepção da sociedade moderna, pois fornece um meio de larga escala na conversão, transporte e distribuição da energia elétrica.

Os sistemas de potência estão passando por modificações importantes geradas pela reestruturação do setor elétrico. Neste novo cenário, as companhias têm sido privatizadas e o mercado está deixando de ser monopolista para se tornar mais competitivo. Os serviços fornecidos aos consumidores sofreram mudanças em sua regulamentação, onde as exigências no atendimento foram definidas por parâmetros mais rígidos. Os sistemas de distribuição representam o elo final do fornecimento de energia, portanto, estabelecem um contato direto com os consumidores, colocando as empresas responsáveis por este setor sob intensa fiscalização. Para se adequar a esta nova realidade, os sistemas de distribuição deverão ser monitorados, através de ferramentas computacionais, com o intuito de avaliar de forma *preditiva* o desempenho das redes.

A finalidade das ferramentas computacionais é recriar situações próximas da realidade operativa dos sistemas, incluindo com precisão os aspectos mais relevantes dos sistemas de proteção e do comportamento das possíveis falhas dos equipamentos envolvidos. No desenvolvimento desta Tese foram apresentados metodologias, modelos e algoritmos com o intuito de aprimorar a avaliação preditiva da confiabilidade. As principais contribuições podem ser resumidas a seguir:

- Uma metodologia analítica para avaliar a confiabilidade nos sistemas de distribuição e capaz de incluir os efeitos das falhas de geração e transmissão, foi apresentada no Capítulo 2. Esta metodologia utiliza uma avaliação NH2 não-cronológica para determinar os parâmetros que representam as falhas de G&T na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição. Como aplicação prática desta metodologia, foi desenvolvido um algoritmo que identifica a melhor política de corte de carga a ser empregada nos sistemas de distribuição, para o déficit de energia originado por falhas decorrentes dos sistemas de geração e transmissão. Diferentes políticas de corte de carga resultam em uma grande variação nos índices de confiabilidade. Ao selecionar a política a ser adotada deve-se considerar a solução que apresenta o menor custo de interrupção, sem que os critérios estabelecidos para os índices de confiabilidade sejam violados.

- O desenvolvimento de um programa computacional capaz de avaliar índices de confiabilidade de sistemas de distribuição, utilizando o método de simulação Monte Carlo cronológico. O algoritmo apresentado considera toda a dinâmica e complexidade implícita na operação dos sistemas de distribuição e pode ser utilizado para sistemas radiais ou interligados (malhados). Também é possível a utilização de equipamentos de proteção e fontes alternativas conectadas através de chaves normalmente abertas. Outro aspecto importante é que o sistema de distribuição pode ser alimentado por diferentes fontes de energia. A avaliação da confiabilidade obtida através da metodologia desenvolvida apresenta, além dos valores médios, a distribuição de probabilidade associada a cada índice. Com a disponibilidade das distribuições estatísticas dos índices é possível obter informações adicionais importantes, que permitem calcular o risco de exceder determinados limites, e assim estimar com maior precisão o custo referente a uma situação específica.

- Um algoritmo que permite variação horária da carga é inserido no programa computacional que avalia a confiabilidade de sistemas de distribuição, através de curvas de carga. Com esta implementação, é possível obter uma representação mais realista do comportamento das cargas. Outro aspecto importante é que na simulação Monte Carlo cronológica é possível conhecer os exatos instantes da ocorrência de uma determinada falha. Com isso, pode-se calcular com maior precisão a energia que deixou de ser fornecida devido a uma contingência, o que melhora sensivelmente o cálculo dos índices de confiabilidade.

- Com o aumento da disponibilidade de computadores de alto desempenho, a simulação Monte Carlo tornou-se uma técnica viável para muitas aplicações em confiabilidade de sistemas elétricos. O método de simulação Monte Carlo cronológico está recebendo uma considerável atenção nos últimos anos. Esta metodologia é completamente genérica, não possuindo restrições quanto a taxas de transição ou tempos de permanência nos estados. Além do valor médio, através deste método também é possível obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. Com isso, esta metodologia é capaz de representar todas as peculiaridades implícitas na dinâmica de um sistema real. Por exemplo, é possível obter a probabilidade do sistema falhar um número específico de vezes em um dado período, determinar a probabilidade do índice DMIC exceder o valor máximo permitido na legislação etc.

- Um conceito importante para o cálculo da confiabilidade e que vem sendo amplamente utilizado em aplicações práticas é a possibilidade de chaveamentos que reduzam o tempo da interrupção. Ao ocorrer uma falha em um equipamento do sistema podem ser realizados chaveamentos que reduzam a duração da interrupção percebida pelos consumidores. Entretanto, este conceito vinha sendo utilizado desprezando algumas características importantes. Ao se verificar a possibilidade do chaveamento, era considerado que esta manobra seria sempre executada, computando o tempo médio de chaveamento para a estimativa dos índices de confiabilidade. Contudo, ao se adotar a opção do chaveamento sempre como condição operativa, está se desprezando a possibilidade de um tempo de reparo ser menor que o tempo de chaveamento. Na simulação Monte Carlo cronológica esta situação pode ser facilmente representada: ao gerar os

tempos de reparo e chaveamento deve-se adotar como duração da interrupção o menor dentre os dois. Para a avaliação analítica, foi desenvolvido um modelo que representa esta situação, onde a duração da interrupção é calculada por uma fórmula que *combina* o tempo de reparo do componente falhado e o tempo de chaveamento. Verificou-se que ao desprezar a condição de se obter um tempo de reparo menor que um tempo de chaveamento pode-se incorrer em um erro considerável no resultado final dos índices de confiabilidade.

- Durante o processo de implementação do algoritmo desenvolvido em aplicações envolvendo sistemas reais, deparou-se com algumas restrições devido a dimensão e complexidade da malha de conectividade dos sistemas de distribuição. O tempo computacional gasto nas avaliações torna-se muito elevado e, em muitos casos, a capacidade de memória dos computadores é insuficiente para realizar as análises. Para que o programa de confiabilidade possa também avaliar sistemas de grande porte, foi desenvolvida uma metodologia que decompõe o sistema de distribuição em vários outros subsistemas menores. Com isso, a avaliação é realizada nestas subseções do sistema original, sem que ocorra prejuízo para os resultados finais. O método consiste em identificar os alimentadores principais e substituir os pontos de interligação com os outros alimentadores por fontes alternativas conectadas a estes pontos por chaves normalmente abertas. Uma comparação entre o método desenvolvido e uma avaliação que considera o sistema completo foi realizada em um sistema real, e os resultados se apresentaram totalmente compatíveis.

- O método de decomposição dos sistemas de grande porte pode também ser aplicado em avaliações da confiabilidade através de simulação Monte Carlo cronológica. Com isso, é possível obter as distribuições de probabilidade dos índices para cada um dos pontos de carga. Entretanto, como o sistema foi separado por alimentadores, as análises individuais fornecem os índices de sistema (i.e. FEC e DEC), por alimentador. Para calcular os índices de sistema globais, foi desenvolvida uma técnica que realiza um processo de convolução das funções densidades de probabilidade dos índices de confiabilidade de cada alimentador. Com isso, é possível determinar as distribuições de probabilidade

para todos os índices de confiabilidade, tanto para pontos de carga quanto para o sistema como um todo e, assim, obter uma informação mais detalhada sobre a interrupção experimentada pelos consumidores.

- Uma característica muito comum encontrada na prática é a restrição de transferência de carga devido à capacidade dos equipamentos envolvidos. Na possibilidade de haver chaveamentos, através do fechamento de chaves N/A's, transfere-se as cargas interrompidas que estão fora da área isolada, para um outro alimentador do sistema. A maioria dos algoritmos que avaliam a confiabilidade de sistemas de distribuição, apenas utilizam o critério da continuidade, não considerando nenhuma restrição técnica, como carregamento e tensão. Entre os diversos aspectos técnicos a serem considerados, o que pode provocar os maiores e mais imediatos impactos é o limite de carregamento. Portanto, é imprescindível verificar a capacidade máxima de transferência visto que este limite interfere diretamente nos índices de confiabilidade. Um novo modelo para avaliar a confiabilidade considerando o efeito da restrição de transferência de carga nos sistemas de distribuição foi desenvolvido para ser aplicada em métodos analíticos. Uma outro algoritmo, que utiliza o mesmo princípio, foi desenvolvido para ser utilizado em avaliações que envolvam simulações cronológicas. Observou-se uma considerável diferença nos valores obtidos ao se utilizar o modelo desenvolvido em relação aos métodos tradicionais que baseiam-se apenas no critério da continuidade.

- O desenvolvimento de uma metodologia que utiliza a simulação Monte Carlo cronológica para realizar uma avaliação integrada da confiabilidade, incluindo geração, transmissão e distribuição. Inicialmente, é necessário obter um histórico cronológico das falhas de G&T na barra onde se encontra conectado o sistema de distribuição a ser analisado. Este histórico G&T cronológico deve ser manipulado para que se possa adequar os cortes de carga oriundos de G&T à potência de cada alimentador e a política de corte de carga adotada para o sistema de distribuição. Para o cálculo dos índices de confiabilidade, foi desenvolvido um algoritmo capaz de inserir os efeitos de variações na carga (aprofundamentos), característicos do sistema G&T. No procedimento para incluir as falhas de G&T no sistema de distribuição, constatou-se que, no caso de haver

superposição entre falhas destes dois sistemas, é importante conhecer em qual dos sistemas a falha ocorreu primeiro. A seqüência em que as falhas ocorrem influenciará diretamente na avaliação final dos índices de confiabilidade, pois uma melhor estimativa da duração da interrupção percebida pelos consumidores depende desta informação.

- Para se obter uma comparação mais condizente com os resultados obtidos na avaliação NH3 que utiliza SMC cronológica, foi desenvolvida uma metodologia que realiza uma avaliação NH3 analítica que considere SMC cronológica para contingências do NH2. Com isso, foi possível utilizar a mesma base de dados para as falhas oriundas do sistema G&T para ambas as avaliações NH3: analítica e através de SMC cronológica. Comparando os resultados obtidos para a avaliação NH3 através dos dois métodos, conclui-se que a avaliação analítica apresenta valores sempre superiores, pois considera os sistemas G&T e Distribuição independentes. Este fato se deve a incapacidade da avaliação analítica capturar aspetos cronológicos e, portanto, não é possível identificar a superposição entre falhas dos sistemas G&T e Distribuição. Portanto, é possível afirmar que a avaliação NH3 da confiabilidade obtida através de SMC cronológica apresenta valores mais precisos, mesmo ao se considerar somente os valores médios dos índices.

- Além de apresentar valores mais próximos com a realidade operativa dos sistemas, a avaliação NH3 obtida por SMC cronológica fornece informações adicionais. Estas informações permitem calcular com maior precisão o risco de exceder determinados limites, e assim estimar melhor o custo associado a uma situação específica. Com a entrada em vigência da Resolução 024 da ANEEL, foram estipuladas penalidades por violação das metas de continuidade, que serão avaliadas através dos índices FEC e DEC para o conjunto (sistema), e dos indicadores individuais FIC, DIC e DMIC. Com uma análise baseada em simulação Monte Carlo cronológica é possível monitorar o desempenho dos índices, para evitar que um nível fora de padrão seja percebido de forma tardia e, assim, causar inconvenientes para os consumidores e levar as empresas a sofrerem multas por parte do órgão regulador.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
Biblioteca
MAUÁ
BIM

6.2 Proposta de Trabalhos Futuros

Com o intuito de encontrar um modelo que representa cada vez mais a realidade dos sistemas elétricos, algumas sugestões para trabalhos futuros serão fornecidasr:

- Introduzir no programa computacional que descreve o funcionamento dos sistemas de potência, técnicas que representam os efeitos climáticos (Tempo Adverso e Tempo Normal), manutenção e falhas de modo comum. Entretanto, o principal obstáculo não é a implementação computacional destes efeitos, mas a disponibilidade de se obter os dados para se efetuar a análise. As companhias de eletricidade, principalmente no Brasil, apenas recentemente têm se preocupado em construir bancos de dados que caracterizam a ocorrência das falhas.

- Incluir na avaliação NH3 da confiabilidade uma análise de fluxo de potência, para verificar possíveis violações relacionadas com os limites estabelecidos para os níveis de tensão. Desta maneira é possível obter uma melhor avaliação do desempenho das redes, pois além dos efeitos produzidos pela restrição de transferência de carga, também serão incluídas as limitações referentes aos níveis de tensão.

- Todas as referências citadas utilizam índices anualizados na avaliação da confiabilidade. Entretanto, em uma avaliação baseada em simulação Monte Carlo cronológica, é possível calcular estes índices para qualquer período de tempo. Na Resolução 024 da ANEEL, são estabelecidos valores limites para os indicadores DIC e FIC para períodos anuais, trimestrais e mensais. Portanto, para se determinar os riscos de violar os valores estipulados pela legislação, é importante não apenas a estimativa de índices anuais, mas obter avaliações mensais e trimestrais para os índices. Também neste caso a maior dificuldade será a obtenção dos dados, pois o histórico de falhas de G&T e a curva de carga para o sistema de distribuição devem ser agrupados e analisados separadamente para cada mês, para que se possa incluir o efeito da sazonalidade.

- Para se realizar uma avaliação da confiabilidade que utilize simulação Monte Carlo cronológica, é necessário armazenar uma quantidade excessiva de dados. Com os computadores pessoais disponíveis atualmente, o tempo computacional gasto torna-se muito elevado e, em muitos casos, a capacidade de memória é insuficiente. Com novas técnicas de programação sendo aprimoradas constantemente (e.g. computação distribuída), será possível otimizar os algoritmos desenvolvidos para que estes consumam menos memória e tempo computacional.

- Todas as avaliações realizadas nesta Tese consideram distribuições exponenciais para os tempos de funcionamento, reparo e chaveamento. No entanto, a SMC cronológica permite a utilização de qualquer distribuição para estes tempos e, até mesmo, distribuições diferentes para cada um destes tempos. Uma comparação interessante é verificar a influência da utilização de várias distribuições estatísticas para os tempos de funcionamento, reparo e chaveamento, no resultado final dos índices de confiabilidade, principalmente em relação ao índice DMIC.

- No caso dos cortes de carga oriundos dos sistemas de geração e transmissão, estes se apresentam com valores diferentes dos cortes que realmente serão executados nos sistemas de distribuição, que dependem da potência de cada alimentador e da política de corte de carga adotada. Poderá ser desenvolvido um algoritmo que providencie um *intercâmbio* de informação entre os sistemas G&T e Distribuição, para que a sinalização de corte devido à G&T já considere a potência do alimentador (ou alimentadores) do sistema de distribuição que realmente será desconectado. Com isso, poderá haver alterações no *redespacho* do fluxo de potência executado na geração e transmissão e, conseqüentemente, modificações nos valores dos índices de confiabilidade.

- Para a avaliação NH3, inicialmente é necessário realizar uma avaliação NH2 na barra onde está conectado o sistema de distribuição. Esta avaliação NH2 pode ser realizada de duas maneiras: não-cronológica e considerando fluxo de potência AC ou cronológica com fluxo de potência DC. Na primeira alternativa não é possível capturar o efeito da superposição das falhas de G&T e distribuição, porém, considera restrições devido aos níveis de tensão, ao contrário da segunda. Deverá ser realizada uma análise de sensibilidade para verificar qual dos *fenômenos* influencia mais na avaliação dos índices de confiabilidade.

- Para realizar a simulação Monte Carlo cronológica, primeiramente obteve-se os conjuntos mínimos de corte, através da teoria dos conjuntos de cortes. Entretanto, pode-se realizar a SMC cronológica verificando a conectividade do sistema para cada falha de um componente e, assim, determinar os índices de confiabilidade, sem a necessidade dos conjuntos mínimos de corte. Deve ser feita uma comparação e verificar qual dos dois métodos apresenta os melhores resultados, principalmente em termos de ganho computacional.

Apêndice A

Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2

A.1- Introdução

O sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2 foi desenvolvido com o intuito de providenciar uma consistente fonte de referência para comparação de diferentes métodos e programas computacionais. Este sistema de distribuição contém os principais elementos encontrados em sistemas reais, mas é suficientemente *pequeno* para que possam ser facilmente analisado. Todos os detalhes deste sistema de distribuição podem ser obtidos na referência [ABSGS91]. Este apêndice somente apresenta os dados utilizados nesta Tese.

A.2- Dados de Confiabilidade

As Tabelas a seguir apresentam os dados de confiabilidade para os componentes que constituem o sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2.

Tabela A.1 - Tipos de Alimentador

Tipo do Alimentador	Comprimento [km]	Número do Ramo do Alimentador
1	0,60	2 6 10 14 17 21 25 28 30 34
2	0,75	1 4 7 9 12 16 19 22 24 27 29 32 35
3	0,80	3 5 8 11 13 15 18 20 23 26 31 33 36

Tabela A.2 - Dados do Consumidor

Pontos de Carga	Tipo de Consumidor	Potência por Ponto de Carga		N° Total de Consums.
		Média [MW]	Pico [MW]	
1-3, 10, 11	Residencial	0,535	0,8668	210
12, 17-19	Residencial	0,450	0,7291	200
8	Pequenas inds.	1,000	1,6279	1
9	Pequenas inds.	1,150	1,8721	1
4, 5, 13, 14, 20, 21	Govern./Instit.	0.566	0,9167	1
6, 7, 15, 16, 22	Comercial	0,454	0,7500	10
TOTAL		12,291	20,000	1908

Tabela A.3 - Dados por Ramal

Número do Ramal	Pontos de Carga	Carga Total do Ramal [MW]		Número de Consumidores
		Média	Pico	
R1	1 – 7	3,645	5,934	652
R2	8 – 9	2,150	3,500	2
R3	10 – 15	3,106	5,057	632
R4	16 – 22	3,390	5,509	622

Tabela A.4 - Dados de Confiabilidade para os Componentes

Componente	λ_P	λ_A	r	r_P	s
Trafo 11/0,415 kV	0,0150	0,0150	200	10	1,0
Disjuntor 33 kV	0,0020	0,0015	4		1,0
Disjuntor 11 kV	0,0060	0,0040	4		1,0
Barra 33 kV	0,0010	0,0010	2		1,0
Barra 11 kV	0,0010	0,0010	2		1,0
Linha Distr. 11 kV	0,0650	0,0650	5		1,0

Onde,

λ_P : taxa de falha passiva [falhas/ano] (para linha, [falhas/ano.km]).

λ_A : taxa de falha ativa [falhas/ano] (para linha, [falhas/ano.km]).

r : tempo de reparo [horas].

r_P : tempo de substituição por um reserva [horas].

s : tempo de chaveamento [horas].

A.3- Diagrama Unifilar

A seguir será reproduzido o diagrama unifilar que representa o sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2.

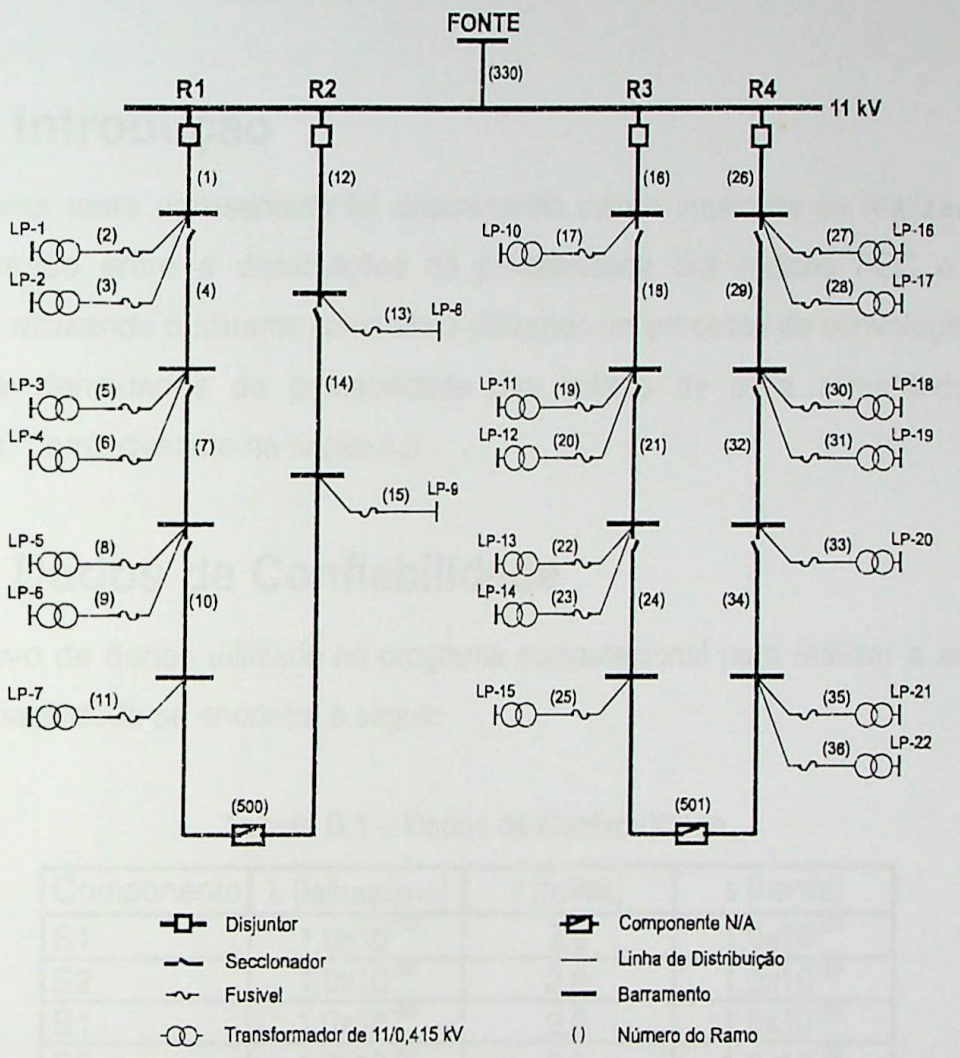


Figura A.1 - Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2

Apêndice B

Sistema Teste para Convolução

B.1- Introdução

O sistema teste apresentado foi desenvolvido com o intuito de se realizar uma comparação entre a distribuições de probabilidade dos índices FEC e DEC obtidas utilizando o sistema completo e utilizando um processo de convolução das funções densidades de probabilidade dos índices de cada alimentador do sistema, como descrito na seção 4.5.

B.2- Dados de Confiabilidade

O arquivo de dados utilizado no programa computacional para realizar a análise de confiabilidade se encontra a seguir:

Tabela B.1 – Dados de Confiabilidade

Componente	λ [falhas/ano]	r [horas]	s [horas]
S1	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
S2	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B1	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B2	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B3	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B4	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B5	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B6	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
B7	$1,0x10^{-30}$	2,0	$1,0x10^{-30}$
TR1	0,150	6,0	1,0
TR2	0,300	5,5	1,0
DJ1	0,006	4,0	1,0
DJ2	0,006	4,0	1,0
DJ3	0,006	4,0	1,0
LT1	2,000	5,0	1,0
LT2	6,500	5,0	1,0
LT3	5,000	5,0	1,0

Tabela B.2 – Dados de Carga

Ponto de Carga	Potência [kW]	Nº de Consumidores
PC1	535,0	210
PC2	1.125,0	95

Onde,

λ : taxa média de falha [falhas/ano]

r : tempo médio de reparo [horas]

s : tempo médio de chaveamento [horas]

B.3- Diagrama Unifilar

A seguir será reproduzido o diagrama unifilar que representa o sistema utilizado para realizar o processo de convolução.

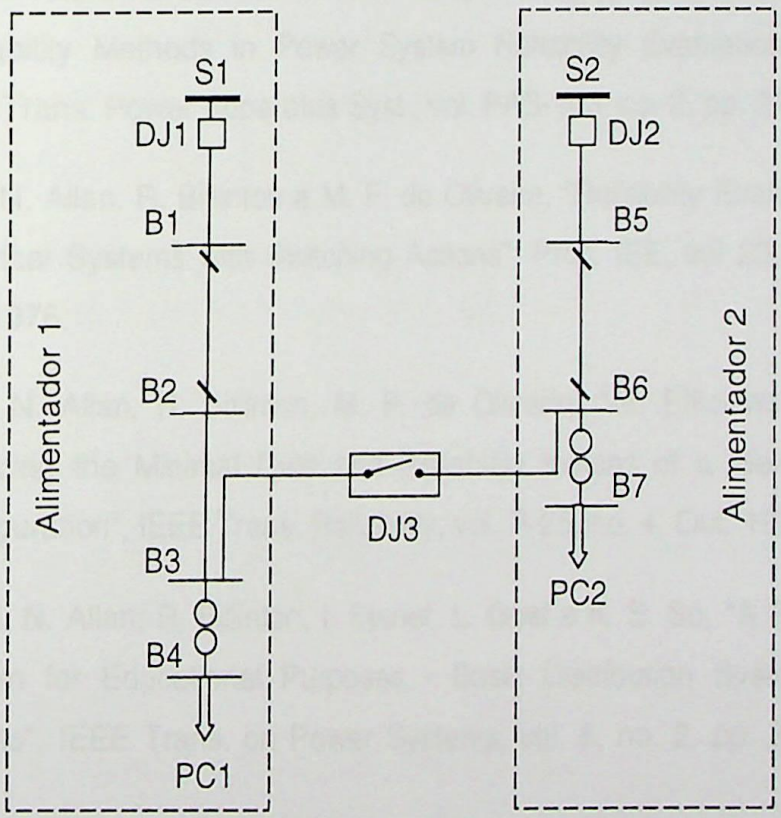


Figura B.1 - Sistema Teste para Convolução

Referências

[AB88] R. N. Allan, R. Billinton e outros, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-103, no. 2, pp. 275-282, 1988.

[ABBG94] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl e C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 41-49, Feb. 1994.

[ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl e C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 51-57, Feb. 1999.

[ABL84] R. N. Allan, R. Billinton e S. H. Lee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1977-1982", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-103, no. 2, pp. 275-282, 1984.

[ABO76a] R. N. Allan, R. Billinton e M. F. de Oliveira, "Reliability Evaluation of the Electrical Systems with Switching Actions", Proc. IEE, vol 23, pp. 325-330, Abr. 1976.

[ABO76b] R. N. Allan, R. Billinton, M. F. de Oliveira, "An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration", IEEE Trans. Reliability, vol. R-25, no. 4, Out. 1976.

[ABSGS91] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel e K. S. So, "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, Maio 1991.

[ADH79a] R. N. Allan, E. N. Dialynas e I. R. Homer, "Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-09, no. 6, pp. 2181-2189, Nov./Dec. 1979.

[ADH79b] R. N. Allan, E. N. Dialynas e I. R. Homer, "Modelling Common Mode Failures in the Reliability Evaluation of Power System Networks", IEEE Winter Power Meeting, paper A79 040-7, 1979.

[AM95] S. Asgarpoor e M. J. Mathine, "Distribution System Reliability Evaluation with Aging Equipment", Electric Power System Research, vol. 33, pp. 133-137, 1995.

[AM97] S. Asgarpoor e M. J. Mathine, "Reliability Evaluation of Distribution System with Non-Exponencial Down Time", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 579-584, May 1997.

[ANEEL00] Resolução no. 24 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, publicada no Diário Oficial da União em 28 de janeiro de 2000.

[AOB77] R. N. Allan, M. F. de Oliveira e R. Billinton, "Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-96, no. 5, pp. 1441-1449, Set./Out. 1977.

[AS95] R. N. Allan e M. G. da Silva, "Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 413-419, Feb. 1995.

[AT88] M.M. Adibi and D.K. Thorne, "Local Load Shedding", IEEE Trans. on Power System, Vol. 3, No. 3, pp. 1220-1226, 1988.

[B34] P. E. Benner, "The Use of Theory of Probability to Determine Spare Capacity", General Electric Review, vol. 37, no. 7, pp. 345-348, Jul. 34.

[BA84] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, N.Y., 1984.

[BA88] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Academic Pub., Boston, 1988.

[BA92] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems", 2nd Edition, Plenum Press, N.Y.,1992.

[BA94] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 2nd Edition, Plenum Press, N.Y., 1994.

[BAS] R. Billinton, R. Allan e L. Salvaderi, "Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems", The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York.

[BB68] R. Billinton e K. E. Bollinger, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-87, no. 2, pp. 538-547, Feb. 1968.

[BG75a] R. Billinton e M. S. Grover, " Reliability Assessment of Transmission and Distribution System", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-94, no. 3, pp. 724-732, May/Jun. 1975.

[BG75b] R. Billinton e M. S. Grover, "Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-94, no. 3, pp. 733-741, Maio/Jun. 1975.

[BG86] R. Billinton e R. Goel, "An Analytical Approach to Evaluate Probability Distribution Associated with the Reliability Indices of Electrical Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, PWRD-1, no. 3, pp. 245-251, 1986.

[BG90] S. Burns e G. Gross, "Value of Service Reliability", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 5, no. 3, pp. 825-834, Aug. 1990.

[BGCVF96] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata, R. Fletcher, "Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 4, May 1996.

[BL94] R. Billinton e W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, N.Y., 1994.

[BP75] R. E. Barlow e F. Proschan, "Statistical Theory of Reliability and Life Testing Probability Models", Holt, 1975.

[BS96a] R. Billinton e J. Satish, "A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment", IEEE Trans. Power System, vol. 11, no. 4, pp. 1670-1676, Nov. 1996.

[BS96b] R. Billinton e J. Satish, "Effect of Rotational Load Shedding on Overall Power System Adequacy Indices", IEE Proc.- GTD, vol. 143, no. 2, pp. 181-187, Mar. 1996.

[BW98] R. Billinton e P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 13, no. 4, pp. 1245-1250, Nov. 1998.

[BW99] R. Billinton e P. Wang, "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 397-403, May 1999.

[C98] Cassula A. M., "Avaliação da Confiabilidade em Sistemas de Distribuição Considerando Falhas da Geração e Transmissão", Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Nov. 1998.

[CC93] C. Chen, J. Chen, "A Neural Network Approach for Evaluating Distribution System Reliability", Electric Power System Research, 1993.

[CK98] A. A. Chowdhury e D. O. Koval, "Value-Based Distribution System Reliability Planning", IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 34, no. 1, pp. 23-29, Jan./Feb. 1998.

[CLBM02] A.M. Cassula, A.M. Leite da Silva, R. Billinton e L.A.F. Manso, "Otimização da Política de Corte de Carga em Sistemas de Distribuição", *VIII SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Brasília - Brasil, Maio de 2002.

[CLS02] A.M. Cassula, A.M. Leite da Silva, C.E. Sacramento, "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Restrições de Transferência de Carga". Submetido e aceito ao *XIV CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Natal - Brasil, Setembro, 2002.

[CRW69] V. M. Cook, R. J. Ringlee e A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part IV - Models for Multiple Boiler-Turbine and for Partial Outage States", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-88, no. 8, pp. 1224-1232, Ago. 1969.

[CS79] S.M. Chan and F.C. Schweppe, "A Generation Rellocation and Load Shedding Algorithm", IEEE Trans., PAS-98, No. 1, pp. 26-34, 1979.

[DNAEE78] Portaria no. 046 do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, datada de 17 de abril de 1978.

[DRW68] J. D. Hall, R. J. Ringlee e A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part I - Generation System Model", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-87, no. 9, pp. 1787-1796, Set. 1968.

[E71] J. Endrenyi, "Three State Models in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-90, no. 4, pp. 1909-1916, Jul./Ago. 1971.

[E78] J. Endrenyi, "Reliability Modeling in Electric Power Systems", John Wiley and Sons., 1978.

[E89] EPRI, "Customer Demand for Service Reliability", Report RP-2810, 1989.

[E90] EPRI, "Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability: Determination of Interruption Costs", Electric Power Research Institute – EPRI, Research Project 2878-1, Final Report EL-6791, vols. 1-3, April 1990.

[G47] G. Calabrese, "Generating reserve capacity determined by the probability method", AIEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. 66, pp. 1439-1450, 1947.

[GB74] M. S. Grover e R. Billinton, "A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-93, no. 5, pp. 1488-1497, Set./Out. 1974.

[GB93] L. Goel e R. Billinton, "Utilization of Interruption Energy Assessment Rates to Evaluate Reliability Worth in Electrical Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 3, pp. 929-936, Aug. 1993.

[GB94] L. Goel e R. Billinton, "Monte Carlo Simulation Applied to Distribution Feeder Reliability Evaluation", Electric Power Systems Research, vol. 29, pp. 193-202, 1994.

[GB97] L. Goel e R. Billinton, "Impacts of Pertinent Factors on Reliability Worth Indices in na Electric Power System", Electric Power System Research, vol. 41, pp. 151-158, 1997.

[GBW99] J. Gates, R. Billinton, G. Walker, "Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government, Institutions and Office Buildings", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 43-50, Feb. 1999.

[GGR69] C. D. Galloway, L: L: Garver, R. J. Ringlee e A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part III - Generation System Planning", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-88, no. 8, pp. 1216-1223, Ago. 1969.

[GMP64] D. P. Gaver, F. E. Montmeat e A. D. Patton, "Power System Reliability: I - Measures and Methods of Calculation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. 83, no. 7, pp. 727-737, Jul. 1964.

[HPTP68] L.P. Hajdu, J. Peschon, W.F. Tinney and D.S. Piercy, "Optimum Load-shedding Policy for Power Systems", IEEE Trans, PAS-87, No. 3, pp. 784-794, 1968.

[I72] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., 1972.

[I78] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., 1978.

[I79] IEEE Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee, "IEEE Reliability Test System", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-99, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.

[L33] W. J. Lyman, "Fundamental Consideration in Preparing Master System Plan", Electrical World, vol. 101, no. 24, pp. 788-792, Jun., 1933.

[LCBM01a] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula, R. Billinton e L.A.F. Manso, "Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems", IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 1, Janeiro, 2002.

[LCBM01b] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula, R. Billinton e L.A.F. Manso, "Optimum Load Shedding Strategies in Distribution Systems", IEEE Power Tech Conference, Porto, Portugal, August 29 - September 2, 2001.

[LCBM01c] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula, R. Billinton e L.A.F. Manso, "Otimização da Política de Corte de Carga em Sistemas de Distribuição", *VIII SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Natal - Brasil, Maio, 2002.

[LCS02a] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula e C.E. Sacramento, "Avaliação da Confiabilidade dos Sistemas de Distribuições da CEMIG", Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, Relatórios 1, 2 e 3, Outubro/2001 - Março/2002.

[LCS02b] A.M. Leite da Silva, A.M. Cassula e C.E. Sacramento, "Reliability Evaluation of Distribution Systems Under Load Transfer Restrictions". Submetido e aceito ao *PMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems,* Nápoles - Itália, Setembro, 2002.

[LG97] X. Liang e L. Goel, "Distribution System Reliability Evaluation Using the Monte Carlo Simulation Method", Electric Power System Research, vol. 40, pp. 75-83, 1997.

[LMC91] A. M. Leite da Silva, A. C. G. Melo e S. H. F. Cunha, "Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-Scale Hydrothermal Generating System" IEE Proc.- C, vol. 138, no 1, pp. 94-102, Jan. 1991.

[LMMB00] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. O. Mello, R. Billinton, "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.

[LPMM97] A. M. Leite da Silva, G. Perez A., J. W. Marangon Lima e J. C. O. Mello, "Loss of Load Costs in Generating Capacity Reliability Evaluation", Electric Power System Research, vol 41, pp. 109-116, 1997.

[LPS89] A. M. Leite da Silva, M. V. F. Pereira, M. Th. Schilling, "Power System Analysis under Uncertainties - Concepts and Techniques", II Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning (SEPOPE), São Paulo-Brasil, Aug. 1989.

[LW47] E. S. Loane e C. W. Watchorn, "Probability Methods Applied to Generating Capacity Problems of a Combined Hydro and Steam System", AIEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. 66, pp. 1645-16570, 1947.

[MLM99] L. A. F. Manso, A. M. Leite da Silva, e J. C. O. Mello, "Comparison of Alternative Methods for Evaluating Loss of Load Costs in Generation and Transmission System", Electric Power Systems Research, vol. 50, Issue 2, pp. 107-114, May 1999.

[MLP97] J. C. O. Mello, A. M. Leite da Silva e M. V. F. Pereira, "Efficient Loss of Load Cost Evaluation by Combined Pseudo-Sequential and State Transition Simulation", IEE Proc. C, vol. 144, no. 2, pp.147-154, Mar 1997.

[MPL93a] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 3, pp. 1118-1125, Aug. 1993.

[MPL93b] A. C. G. Melo, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "Avaliação de Índices de Freqüência e Duração em Confiabilidade Composta Usando Conceitos de Probabilidade Condicional", IX CBA (Congresso Brasileiro de Automática), Vitória/ES – Brasil, 1993.

[MPL94] J. C. O. Mello, M. V. F. Pereira, A. M. Leite da Silva, "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1318-1326, Aug. 1994.

[MSH94] A. G. Massaud, M. Th. Schilling e J. H. Hernandez, "Electricity Restriction Costs", IEE Proc. C, vol. 141, pp. 299-304, 1994.

[MT68] A. Mallard e V. C. Thomas, "A Method for Calculating Transmission System Reliability", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-87, no. 3, pp. 824-834, Mar. 1964.

[N96] R. A. F. Nunes, "Confiabilidade dos Sistemas Elétricos", Apostila da Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, Maio 1996.

[OG99] Y. Ou e L. Goel, "Using Monte Carlo Simulation for Overall Distribution System Reliability Worth Assessment", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 146, no. 5, pp. 535-540, Sep. 1999.

[P91] A. Papoulis, "Probability, Random Variables, and Stochastic Processes", 3rd Edition, McGraw-Hill Inc., 1991.

[REAL01] REAL – Reliability Analysis and Maintenance for Large Power Networks, Manual Program, 2001.

[RG70] R. J. Ringlee e S. D. Goode, "On Procedures for Reliability Evaluation of Transmission Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-89, no. 4, pp. 527-537, Abr. 1970.

[RW69] R. J. Ringlee e A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part II - Demand Model and Capacity Reserve Model", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-88, no. 4, pp. 375-388, Abr. 1969.

[RW71] R. J. Ringlee e A. J. Wood, "Frequency and Duration Methods for Power System Reliability Calculations: Part V - Models for Delays in Unit Installations and Two Interconnected Systems", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. PAS-90, no. 1, pp. 79-88, Jan./Feb. 1971.

[S34a] S. A. Smith, Jr., "Spare Capacity Fixed by Probabilities of Outage", Electrical World, vol. 103, pp. 222-225, Feb., 1934.

[S34b] S. A. Smith, Jr., "Service Reliability Measured by Probabilities of Outage", Electrical World, vol. 103, pp. 371-374, Mar., 1934.

[S34c] S. A. Smith, Jr., "Probability Theory and Spare Equipment", Boletim, Edison Electrical Institute (Nova York, N. Y.), Mar., 1934.

[S71] D.K. Subramanian, ""Optimum Load Shedding Through Programming Techniques", ", *IEEE Trans*, PAS-90, No. 1, pp. 89-94, 1971.

[S93] M. G. da Silva, "Reliability Assessment of Meshed Distribution Systems", Tese de Doutorado, Universidade de Manchester - UMIST, 1993.

[SB77] C. Singh, R. Billinton, "System Reliability Modelling and Evaluation", Hutchinson, London, 1977.

[SPF93] C. Singh, T. Pravin Chander. J. Feng, "Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconected Power Systems", Electric Power Systems Research, vol. 28, no. 1, pp. 1-8, 1993.

[SS89] S. Shah and S.M. Shahidehpour, "A Heuristic Approach to Load Shedding Scheme", IEEE Trans, on Power System, Vol. 4, No. 4, pp. 1421-1429, 1989.

[SVSV96] M. J. Sullivan, T. Vardell, B. N. Suddeth e A. Vojdani, "Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 989-995, May 1996.

[T64] Z. G. Todd, "A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., vol. 83, no. 7, pp. 696-701, Jul. 1964.

[TBW91] G. Tollefson, R. Billinton e G. Wacker, "Comprehensive Bibliography on Reliability Worth and Electrical Service Consumer Interruption Costs: 1980-1990", IEEE Trans. on Power Systems, vol. PWRS-6, no. 4. pp. 1508-1514, 1991.

[WB00] P. Wang e R. Billinton, "Optimum Load-Shedding Technique to Reduce the Total Customer Interruption Cost in a Distribution System", IEE Proc. – Gener. Transm. Distrib., vol. 147, no. 1, pp. 51-56, Jan. 2000.

[WB93] Li Wenyuan e R. Billinton, "A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no. 2, pp. 628-635, May 1993.

[WWB82] G. Wacker, E. Woczynski e R. Billinton, "Customer Damage Resulting from Electric Service Interruptions", Canadian Electrical Association R&D project 907, report U131, 1982.