

TESE

1192

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO:  
METODOLOGIAS CRONOLÓGICA E ANALÍTICA

WILLIAM FREDERIC SCHMITT

ITAJUBÁ, OUTUBRO DE 2002

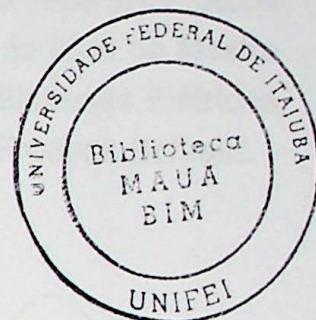
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO:  
METODOLOGIAS CRONOLÓGICA E ANALÍTICA**

**WILLIAM FREDERIC SCHMITT**



**Dissertação Submetida ao  
Instituto de Engenharia Elétrica da UNIFEI  
como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

**ORIENTADOR: PROF. ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA**

**ITAJUBÁ - MG**

**OUTUBRO DE 2002**

CLASS. 621.315.004.15 (043-2)  
CUTTER. 23552  
TOMBO. 1192

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

METODOLOGIAS CRONOLÓGICA E ANALÍTICA  
CONFIAABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO:



WILLIAM FREDERIC SCHMITZ

Dissertação submetida ao  
Instituto de Engenharia Elétrica da UNJN  
como requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: PROF. ARMANDO MARTINS LEITE DA SILVA

JUAZEIRO - RN  
OUTUBRO DE 2002



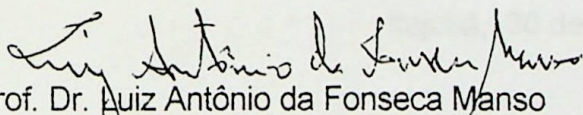
Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

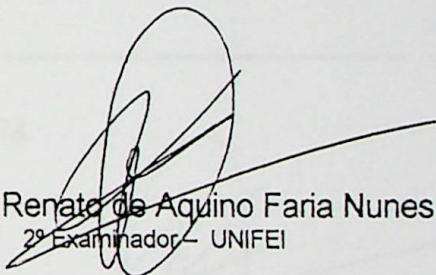
## **A N E X O I**

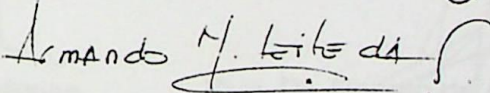
### **PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 347 de 30/10/2002, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Metodologias Cronológica e Analítica”** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador dos Cursos de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **William Frederic Schmitt**.

Itajubá, 30 de outubro de 2002.

  
Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso  
1º Examinador - UFSJ

  
Prof. Dr. Renato de Aquino Faria Nunes  
2º Examinador - UNIFEI

  
Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva  
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI



## A N E X O II

### FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: "Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Metodologias Cronológica e Analítica"

Autor: **William Frederic Schmitt**

#### JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, Aprovado

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 30 de outubro de 2002.

Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso  
1º Examinador - UFSJ

Prof. Dr. Renato de Aquino Faria Nunes  
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva  
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

# AGRADECIMENTOS

A Deus que sempre sustenta e abençoa minha caminhada.

A minha família (pai e mãe) que ao longo dos anos me deu apoio e incentivo a fazer este curso.

A minha avó Ivoa pela compreensão, apoio e por acreditar.

À professora Araceli pela ajuda, apoio e orientação no desenvolvimento das atividades.

A minha amiga Carolina pelo apoio desta longa jornada, em especial a realização das pesquisas e reflexões em geral.

Às amigas, em especial a Carolina que me ajudou em alguns pontos durante este curso.

A todos que me apoiaram e incentivaram.

Dedico esta dissertação aos meus pais  
Ademar e Roseli  
e à minha noiva Joyce.

# AGRADECIMENTOS

A Deus que sempre iluminou e abençoou meus caminhos.

A minha família (pais e irmãos) que ao longo dos anos vem dando apoio e ajudando a formar meu caráter.

A minha noiva Joyce pela compreensão, apoio e por acreditar.

Ao professor Armando pela lisura, apoio e seriedade na orientação e direcionamento dos estudos.

A Agnelo Marotta Cassula pelo apoio dado nesta dissertação, em relação a disponibilização de programas e auxílios em geral.

Aos amigos, colegas e professores que me ajudaram de alguma forma durante este período.

A CAPES pelo suporte financeiro.

## RESUMO

A análise da confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição ganhou importância nas últimas décadas. Os métodos de avaliação da confiabilidade destes sistemas podem ser enquadrados em três categorias: metodologias analíticas, simulações Monte Carlo e técnicas mistas que combinam as anteriores. De um modo geral, as metodologias analíticas não possibilitam a obtenção das distribuições de probabilidade associadas aos índices de confiabilidade e pouco esforço tem sido feito neste sentido. Por outro lado, a simulação Monte Carlo Cronológica e as técnicas mistas possibilitam de maneira relativamente simples o acesso a tais distribuições, embora com um esforço computacional relativamente elevado.

Novas regulamentações estão sendo discutidas e implementadas em vários países de modo a garantir um nível mínimo de qualidade a seus consumidores. No Brasil, foi estabelecido um índice novo denominado DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora), com intuito de impedir que uma concessionária deixe o usuário sem energia durante um período muito longo. Este índice está sendo apontado pelas empresas de distribuição de energia como um dos principais responsáveis pelas penalidades por violações de metas. Por se tratar de um valor máximo, tal índice não pode ser avaliado através das metodologias analíticas convencionais.

O objetivo desta dissertação é apresentar alguns métodos já utilizados para avaliação da confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição e compará-los com uma nova metodologia analítica baseada em técnicas de Markov e em conjuntos mínimos de corte. Esta técnica utiliza conceitos de estados absorventes e resolução de equações diferenciais através do cálculo da exponencial de uma matriz. É possível obter a distribuição de probabilidades dos tempos de interrupção e conseqüentemente uma maior flexibilidade em relação ao método analítico convencional. Para a verificação dos conceitos propostos serão utilizados o sistema teste IEEE-RBTS e um sistema real.

# ABSTRACT

The reliability analysis of distribution systems has received considerably attention in the last decade. The methods used for distribution reliability assessment can be divided into three categories: analytical methods, Monte Carlo simulation and techniques that combine both previous ones. In general, analytical methodologies are unable to provide the probability distribution functions associated with the reliability indices, and very little effort has been done regarding to this aspect. Conversely, the Chronological Monte Carlo simulation and combined techniques allow the evaluation of these functions, despite the higher computational effort.

New regulations have been discussed and implemented in many countries around the world, in order to ensure adequate quality levels to customers. In Brazil, it has been established a new index, named DMIC (Maximum Continuous Interruption Duration per Customer Unit), and it is aimed at preventing that customers are interrupted for a long period of time. This index is being considered by the Brazilian utilities as the main responsible for penalties caused by violating the new regulatory standards. The DMIC index is a maximum value and, therefore, it can not be evaluated through conventional analytical methods.

The main objective of this dissertation is to review the established approaches for assessing distribution systems reliability, and to compare with a new analytical methodology based on Markov techniques and *Minimal Cut Sets*. The proposed technique uses *absorbing state* concepts and the solution of differential equations involving the exponential of matrices. The probability distribution functions associated with interruption duration will be obtained to provide a higher flexible technique in comparison with the conventional analytical method. To verify the proposed concepts, the IEEE-RBTS and a real system are used.

# ÍNDICE

<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS.....</b>	<b>XII</b>
<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1    Considerações Gerais .....	1
1.2    Desenvolvimento Histórico .....	7
1.3    Estrutura da Dissertação .....	14
<b>CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: CONCEITOS BÁSICOS .....</b>	<b>15</b>
2.1    Introdução .....	15
2.2    Terminologias e Conceitos Utilizados .....	17
2.3    Método dos Conjuntos Mínimos de Corte .....	21
2.3.1    Conceitos .....	21
2.3.2    Dedução dos Caminhos Mínimos .....	23
2.3.3    Dedução dos Conjuntos Mínimos de Corte .....	27
2.4    Metodologia do Programa Computacional .....	30
2.5    Considerações e Restrições do Programa.....	31
2.6    Índices de Desempenho dos Sistemas Elétricos .....	32
2.6.1    Índices de Confiabilidade para Pontos de Carga.....	32
2.6.2    Índices de Desempenho do Sistema.....	40
2.6.3    Determinação do Custo da Interrupção.....	42
2.7    Aspectos Adicionais .....	46
2.7.1    Sistemas Série .....	46
2.7.2    Política de Restauração de Componentes Falhados .....	47
2.8    Conclusão .....	50

<b>METODOLOGIAS CRONOLÓGICAS.....</b>	<b>51</b>
3.1 Introdução .....	51
3.2 Simulação Monte Carlo Sequencial.....	53
3.3 Simulação Sequencial Aplicada em Sistemas de Distribuição .....	54
3.3.1 Parâmetros e Modelos dos Componentes .....	54
3.3.2 Determinação das Falhas nos Pontos de Carga.....	55
3.3.3 Convergência da Simulação MCC.....	57
3.4 Metodologia Cronológica I.....	59
3.4.1 Algoritmo Simplificado .....	59
3.4.2 Resultados Obtidos Para o Sistema IEEE-RBTS .....	61
3.4.3 Resultados Obtidos CEMIG-Papagaios .....	64
3.5 Metodologia Cronológica II .....	66
3.5.1 Algoritmo Simplificado .....	66
3.5.2 Resultados Obtidos IEEE-RBTS Barra 2.....	68
3.5.3 Resultados Obtidos CEMIG-Papagaios .....	70
3.6 Conclusão .....	72
 <b>METODOLOGIAS ANALÍTICAS.....</b>	 <b>73</b>
4.1 Introdução .....	73
4.2 Técnicas de Frequência e Duração .....	75
4.2.1 Sistema Série .....	75
4.2.2 Sistema Paralelo.....	76
4.3 Método Analítico Convencional.....	78
4.3.1 Algoritmo Simplificado .....	78
4.3.2 Resultados Obtidos IEEE-RBTS Barra 2.....	79
4.3.3 Resultados Obtidos CEMIG-Papagaios .....	80
4.4 Método Analítico Proposto.....	81
4.4.1 Cálculo da Distribuição dos Tempos de Restauração.....	81
4.4.2 Montagem da Matriz de Coeficientes Modificada .....	85
4.4.3 Considerações a Respeito de $e^{At}$ .....	92

4.4.4	Cálculo de Parâmetros Associados ao DMIC .....	95
4.4.5	Resultados Obtidos IEEE-RBTS Barra 2.....	100
4.4.6	Resultados Obtidos CEMIG-Papagaios .....	107
4.5	Conclusões.....	111
<b>CONCLUSÕES.....</b>		<b>112</b>
<b>APÊNDICE A.....</b>		<b>115</b>
A.1	Introdução .....	115
A.2	Dados de Confiabilidade .....	115
A.3	Diagrama Unifilar .....	117
<b>APÊNDICE B.....</b>		<b>120</b>
B.1	Introdução .....	120
B.2	Dados de Confiabilidade .....	120
B.3	Diagrama Unifilar .....	129
<b>REFERÊNCIAS.....</b>		<b>131</b>

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Estatísticas Típicas de Indisponibilidade: Consumidores Ingleses .....	2
Tabela 2.1 - Dados para o Sistema Exemplo .....	24
Tabela 2.2 - Lista do Número Novo dos Ramos para o Ponto de Carga C1.....	25
Tabela 2.3 - Lista de Predecessores para o Ponto de Carga C1.....	26
Tabela 2.4 - Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1.....	26
Tabela 2.5 - Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1.....	27
Tabela 2.6 - Representação da Matriz C .....	28
Tabela 2.7 - Conjuntos Mínimos de Corte em Relação aos Ramos .....	29
Tabela 2.8 - Conjuntos Mínimos de Corte em Relação aos Componentes.....	29
Tabela 2.9 - Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro (Canadá).....	43
Tabela 2.10 - Custo Unitário de Interrupção para o Sistema Brasileiro .....	43
Tabela 3.1 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica I (RBTS) .....	62
Tabela 3.2 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica I (RBTS).....	62
Tabela 3.3 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica I (RBTS) .....	63
Tabela 3.4 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica I (PAPG).....	65
Tabela 3.5 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica I (PAPG).....	65
Tabela 3.6 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica II (RBTS).....	69
Tabela 3.7 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica II (RBTS).....	69
Tabela 3.8 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica II (RBTS).....	70
Tabela 3.9 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica II (PAPG).....	70
Tabela 3.10 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica II (PAPG) .....	71
Tabela 3.11 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica II (PAPG).....	71
Tabela 4.1 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica I (RBTS) .....	79
Tabela 4.2 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica I (RBTS).....	79

Tabela 4.3 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica I (PAPG).....	80
Tabela 4.4 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica I (PAPG).....	80
Tabela 4.5 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica Proposta (RBTS)	100
Tabela 4.6 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica Proposta (RBTS) .....	101
Tabela 4.7 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Analítica Proposta (RBTS).....	101
Tabela 4.8 - Comparação entre Metodologias: Ponto de Carga 1 (RBTS).....	102
Tabela 4.9 - Comparação entre Metodologias: Ponto de Carga 9 (RBTS).....	102
Tabela 4.10 - Comparação entre Metodologias: FIC (RBTS).....	106
Tabela 4.11 - Comparação entre Metodologias: DIC (RBTS) .....	106
Tabela 4.12 - Comparação entre Metodologias: Índices do Sistema (RBTS) .....	106
Tabela 4.12 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Proposta (PAPG).....	107
Tabela 4.13 - Índices do Sistema: Metodologia Proposta (PAPG).....	107
Tabela 4.14 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Proposta (PAPG).....	108
Tabela 4.15 - Comparação entre Metodologias: FIC (PAPG) .....	109
Tabela 4.16 - Comparação entre Metodologias: DIC (PAPG).....	110
Tabela 4.17 - Comparação entre Metodologias: Índices do Sistema (PAPG) .....	110
Tabela A.1 - Tipos de Alimentadores .....	115
Tabela A.2 - Dados dos Consumidores .....	116
Tabela A.3 - Dados por Ramal.....	116
Tabela A.4 - Dados de Confiabilidade para os Componentes.....	116
Tabela A.5 - Configuração do Sistema IEEE-RBTS Barra 2.....	118
Tabela A.6 - Denominação dos Componentes do Sistema IEEE-RBTS Barra 2.....	119
Tabela B.1 - Dados dos Pontos de Carga do Sistema PAPAGAIOS .....	121
Tabela B.2 - Ramos do Sistema PAPAGAIOS .....	123
Tabela B.3 - Dados dos Componentes Sistema PAPAGAIOS .....	127

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Fontes Típicas de Indisponibilidade: Consumidores Ingleses .....	3
Figura 1.2 - Distribuição dos Tempos de Restauração .....	5
Figura 2.1 - Esquema Equivalente de Confiabilidade.....	22
Figura 2.2 - Sistema Elétrico de Distribuição.....	23
Figura 2.3 - Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro.....	43
Figura 2.4 - Gráfico do Custo Unitário de Interrupção do Sistema Brasileiro.....	44
Figura 2.5 - Causas de Falha em um Conjunto de Alimentadores .....	46
Figura 3.1 - Diagrama do Espaço de Estados de um Componente.....	54
Figura 3.2 - Histórico de Operação/Reparo de um Componente .....	55
Figura 3.3 - Histórico de Funcionamento-Interrupção de um Ponto de Carga .....	56
Figura 3.4 - Topologia do Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2 .....	61
Figura 3.5 - Topologia do Sistema CEMIG PAPAGAIOS.....	64
Figura 4.1 - Sistema com Dois Componentes Conectados em Série.....	75
Figura 4.2 - Sistema com Dois Componentes Conectados em Paralelo .....	76
Figura 4.3 - Sistema Série com Três Componentes.....	85
Figura 4.4 - Espaço de Estados de um Sistema Série Três Componentes .....	86
Figura 4.5 - Espaço de Estados do Sistema da Figura 4.3 Simplificado. ....	89
Figura 4.6 - Função Probabilidade Acumulada para Ilustrar o Cálculo do Risco.....	96
Figura 4.7 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 1 (RBTS).....	103
Figura 4.8 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 9 (RBTS).....	103
Figura 4.9 - Probabilidade Acumulada dos Tempos de Restauração: PC 1 (RBTS) ...	104
Figura 4.10 - Probabilidade Acumulada dos Tempos de Restauração: PC 9 (RBTS) .	104
Figura 4.11 - Análise de Sensibilidade Associada ao Índice DMIC (RBTS) .....	105
Figura 4.12 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 17 (PAPG).....	108



# LISTA DE ABREVIATURAS

AENS	: <i>Average Energy Not Supplied</i>
ANEEL	: Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	: <i>Average System Availability Index</i>
ASUI	: <i>Average System Unavailability Index</i>
$\beta$	: Coeficiente de Incerteza
CAIDI	: <i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CEMIG	: Companhia Energética de Minas Gerais
DEC	: Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
DIC	: Duração de interrupção Individual por unidade Consumidora
DICD	: Duração de interrupção Individual que excede o DMIC por consumidor
DMIC	: Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade Consumidora
ECC	: Esquema Equivalente de Confiabilidade
EENS	: <i>Expected Energy Not Supplied</i>
ENS	: <i>Energy Not Supplied</i>
EES	: <i>Expected Energy Supplied</i>
FEC	: Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
FIC	: Frequência de interrupção Individual por unidade Consumidora
FICD	: Frequência de interrupção Individual que excede o DMIC por consumidor
IT	: <i>Interruption Time</i>
$\lambda$	: Taxa de Falha de um Componente
LOLC	: <i>Loss Of Load Cost</i>
MCC	: Monte Carlo Cronológica
$\mu$	: Taxa de Reparo de um Componente
MTTF	: <i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	: <i>Mean Time To Restoration</i>
MTTS	: <i>Mean Time To Switch</i>
PC	: Ponto de Carga

PAPG	: Sistema Papagaios
r	: Duração Média de Interrupção
RD	: Média da diferença entre o $DMIC_V$ e o $DMIC_P$
RBTS	: <i>Roy Billinton Test System</i>
SAIDI	: <i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	: <i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SED	: Sistemas Elétricos de Distribuição
TPP	: Tempo da Primeira Passagem
TTF	: <i>Time To Failure</i>
TTI	: <i>Time To Interruption</i>
TTR	: <i>Time To Restoration</i>
TTS	: <i>Time To Switch</i>
U	: <i>Unavailability</i>
UC	: <i>Unit Interruption Cost</i>
UCS	: Unidade Consumidora

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os Sistemas Elétricos de Potência são formados por um conjunto de equipamentos (cabos, estruturas metálicas e concreto, geradores, transformadores, disjuntores, fusíveis, etc.) que desempenham um papel importante na sociedade moderna por serem um meio de conversão, transporte e distribuição da energia elétrica em larga escala. O sistema ideal seria aquele inteiramente confiável, porém não é factível, devido à aleatoriedade das falhas do sistema. Para se obter um sistema extremamente confiável, são necessários grandes investimentos e altos custos de operação. Portanto, em sistemas elétricos, as restrições econômicas e de confiabilidade são conflitantes e isso pode levar a dificuldades na tomada de decisões tanto no planejamento (expansão e operação), quanto na operação e manutenção do sistema. Atualmente, a política de gerenciamento e administração dos sistemas elétricos baseia-se em filosofias onde o objetivo básico é suprir energia elétrica para seus consumidores, com um nível aceitável de qualidade e continuidade de serviço, ao menor custo.

De maneira geral, os sistemas elétricos de potência são divididos em quatro grandes grupos, também denominados zonas funcionais [LPS89]. São elas: sistema energético, geração, transmissão e distribuição.

- Sistema Energético: a principal preocupação deste grupo é balancear a disponibilidade de energia com a demanda total do sistema elétrico;
- Geração: transforma a energia primária (hídrica, térmica, etc.) em energia elétrica;
- Transmissão: transporta a energia elétrica das fontes de geração até os centros de consumo;
- Distribuição: distribui a energia elétrica recebida para os consumidores.

A diferença entre as zonas funcionais não está somente relacionada à função desempenhada. Os equipamentos são diferentes, assim como a quantidade de energia que passa em cada componente. Normalmente falhas em equipamentos de Distribuição implicam em uma pequena quantidade de consumidores atingidos, entretanto se ocorrer uma falha na Geração ou Transmissão a quantidade de consumidores atingidos pode ser muito grande. Isso pode ser uns dos motivos pelos quais os primeiros estudos de confiabilidade foram realizados na Geração e Transmissão. Porém, apesar do número de consumidores atingidos pela falha de um componente da Distribuição ser menor, ela é a maior responsável pela indisponibilidade no fornecimento de energia. A Tabela 1.1 ilustra o quanto cada classe contribui para a indisponibilidade no fornecimento de energia (caso consumidor inglês) [BA84]. A Figura 1.1 mostra na forma gráfica esta mesma tabela. Um gráfico semelhante pode ser encontrado em [RHA97].

Tabela 1.1 - Estatísticas Típicas de Indisponibilidade: Consumidores Ingleses

Local da Falha	Minutos/Ano	%
Geração e Transmissão	0,25	0,26%
132 kV	2,30	2,38%
66 kV e 33 kV	8,00	8,29%
11 kV e 6,6 kV	58,80	60,90%
Baixa Tensão	11,50	11,91%
Saídas Programadas	15,70	16,26%
<b>TOTAIS</b>	<b>96,55</b>	<b>100,00%</b>

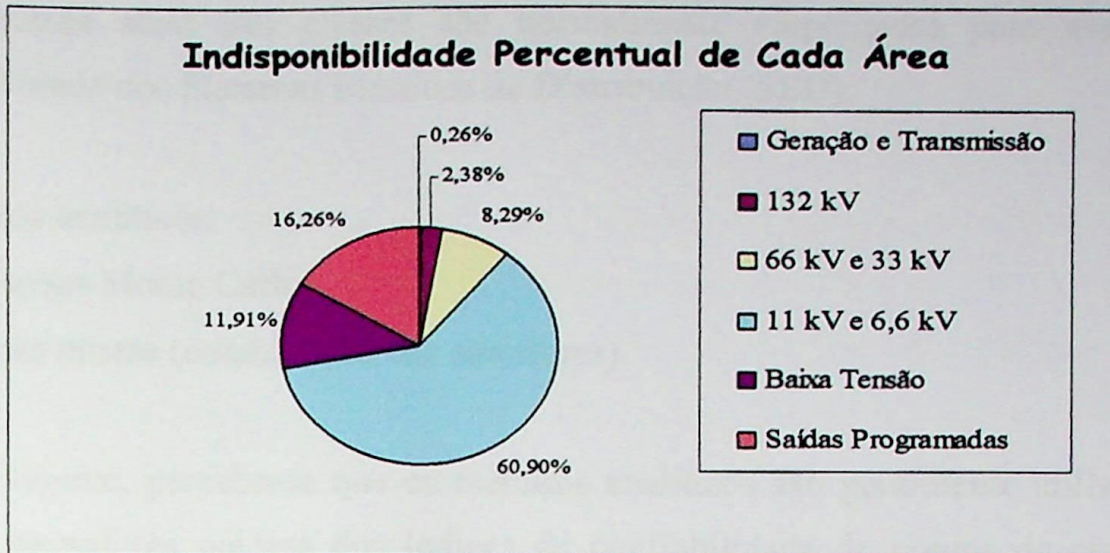


Figura 1.1 - Fontes Típicas de Indisponibilidade: Consumidores Ingleses



Apesar das diferenças entre o sistema elétrico brasileiro e o inglês, no caso brasileiro a Distribuição também é apontada como principal causadora de indisponibilidade nos sistemas elétricos. Esta estatística vem reforçar a necessidade da análise de confiabilidade nos sistemas de distribuição. Outros autores já ressaltaram esta importância [BA84, KRD90, AS95, T96, RHA97, T01].

Quando há interesse em avaliar um Sistema Elétrico de Distribuição surgem algumas perguntas que devem ser respondidas. São elas: “o sistema é/será suficientemente confiável?”, “qual esquema irá falhar menos?”, “quais os índices mais críticos em relação às multas?” e “onde se deve investir de forma a obter o maior retorno?” [BGCVF96]. As respostas estão intimamente ligadas aos índices de confiabilidade do sistema, contudo a análise de situações futuras, ainda que baseada em dados históricos representativos, tem sempre um cunho de subjetividade, que na medida do possível, é sempre desejável eliminar. Por isso é importante utilizar métodos que, embora reconhecendo as características de incertezas associadas a certas condições e grandezas, possam satisfatoriamente ser traduzidos em valores ou índices, de modo a eliminar possíveis ambigüidades [N96].

Na literatura atual três classes são normalmente empregadas para avaliação da confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Distribuição (SED):

- Métodos analíticos;
- Simulações Monte Carlo;
- Técnicas mistas (combinação das anteriores).

Historicamente, percebe-se que os métodos analíticos são geralmente utilizados para cálculo de valores médios dos índices de confiabilidade de pontos de carga ou do sistema. Entretanto, estes valores médios não provêm informação alguma acerca da variabilidade de um índice em torno da média [BW99a]. Os métodos analíticos convencionais, com poucas exceções [BG86, D88], não utilizam o cálculo da distribuição de probabilidades dos índices. Deve-se ressaltar que existe a possibilidade deste cálculo, porém normalmente não é utilizado devido às dificuldades envolvidas no processo.

Nos últimos anos, a simulação Monte Carlo Cronológica vem sendo muito aplicada na avaliação da confiabilidade dos SED [BW98, BW99a, BW99b, WBG00, BW01, WB01, C02, WB02]. As distribuições de probabilidade da maioria dos índices de desempenho do sistema podem ser obtidas, para qualquer ponto de carga ou sistema, independente da topologia, inclusive para os casos em que as distribuições não são exponenciais. Entretanto, apesar desta maior flexibilidade, metodologias que utilizam simulação Monte Carlo levam desvantagem em relação ao tempo computacional [BGCVF96, BW98].

Técnicas mistas que utilizam uma combinação de métodos analíticos e simulação Monte Carlo também possibilitam o cálculo das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. Um exemplo da aplicação de tal método em SED pode ser visto em [AS95, C02]. A simulação Monte Carlo Cronológica é aplicada nos conjuntos mínimos de corte para cada ponto de carga separadamente. Para encontrar a

distribuição de probabilidades dos índices de confiabilidade, as distribuições dos tempos de restauração e funcionamento dos componentes são respeitadas.

Para ilustrar melhor a importância das distribuições, a Figura 1.2 apresenta um gráfico da função densidade de restauração<sup>1</sup> (componente qualquer). O exemplo se aplica ao índice de continuidade brasileiro DMIC<sup>2</sup>. Não é possível via métodos analíticos convencionais, calcular o risco de uma restauração, neste componente, exceder 10 horas (área *hachurada*). Se uma interrupção violar o DMIC padrão (DMIC<sub>P</sub>), ela será denominada DMIC<sub>V</sub> (verificada)<sup>3</sup>. No exemplo da Figura 1.2, o DMIC<sub>V</sub> é ligeiramente inferior a 15 horas. A multa é calculada em relação a seguinte diferença (DMIC<sub>V</sub> - DMIC<sub>P</sub>).

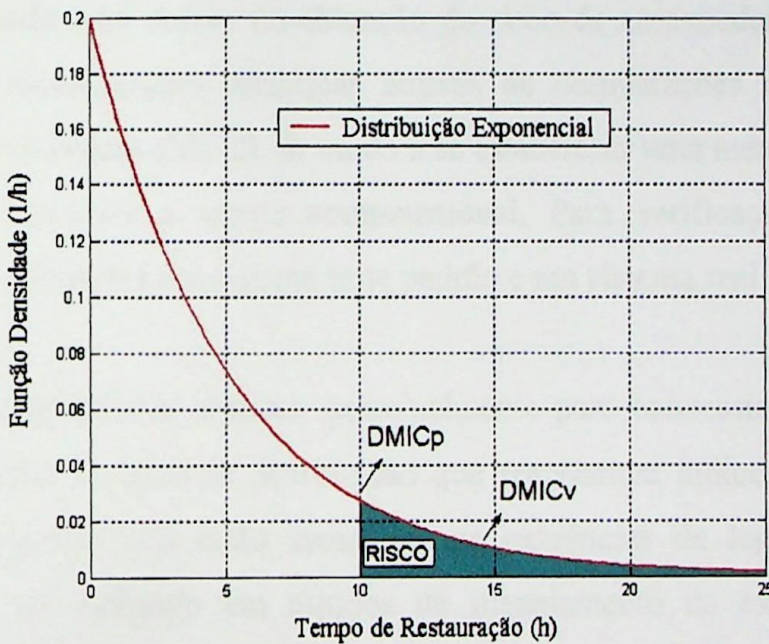


Figura 1.2 - Distribuição dos Tempos de Restauração

<sup>1</sup> A análise e avaliação de dados coletados empiricamente podem ser realizadas utilizando as funções densidade de probabilidade e probabilidade acumulada.

<sup>2</sup> O DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora) é um indicador de continuidade individual que está regulamentado em [ANEEL00].

<sup>3</sup> Estes índices podem vir acrescidos de uma notação P (Padrão da Legislação) ou V (Verificada no Período de Medição) e são normalmente empregados para calcular possíveis multas. A notação "Verificada" transmite a idéia de *situação passada*, entretanto nesta dissertação a notação terá o significado "A Ser Verificada".

Pode-se perceber que os valores médios representam apenas parte da informação de uma distribuição. Além do exemplo citado, pode ser necessário calcular o número de interrupções superiores a 10 horas em um ano, o número de consumidores não restaurados dentro de um certo período de tempo, etc. As distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade podem ser aplicadas, também, na análise do custo/benefício para o caso de consumidores industriais que apresentem processos críticos ou no caso de consumidores comerciais que apresentem funções de custo não lineares [BW99a].

O objetivo desta dissertação é apresentar as metodologias mais usuais para o cálculo da confiabilidade e compará-las com um algoritmo novo baseado em técnicas de Markov e na teoria dos conjuntos mínimos de corte. A avaliação da confiabilidade dos SED será realizada com ênfase na obtenção do risco de se exceder o valor  $DMIC_p$ . Serão testadas aproximações analíticas através de comparações com a simulação Monte Carlo Cronológica (MCC), de modo a se estabelecer uma metodologia eficiente em termos de precisão e tempo computacional. Para verificação dos conceitos propostos serão utilizados um sistema teste padrão e um sistema real.

Este estudo tem aplicações práticas, principalmente para concessionárias de energia que podem avaliar sistemas de distribuição que apresentem índices de continuidade insatisfatórios ou que não estão atendendo as exigências da legislação vigente<sup>4</sup>. Também pode ser utilizado em estudos de planejamento da expansão, além de possibilitar o cálculo de possíveis multas e riscos associados ao índice de continuidade DMIC.

---

<sup>4</sup> No Brasil, a ANEEL regulamenta estes índices através da referência [ANEEL00].

## 1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Um exame da bibliografia atual a respeito do cálculo da confiabilidade dos sistemas de potência mostra um equilíbrio, entre as zonas funcionais, em relação ao número de publicações. Entretanto, há anos atrás, era notório o maior volume de publicações relacionadas à avaliação da capacidade estática de geração, sendo que a primeira publicação sobre este assunto surgiu há quase setenta anos.

A seqüência de artigos [I72, I78, ABL84, ABSS88, ABBG94, ABBG99, BFB01] fornece uma ampla referência no assunto. Cita os artigos mais significativos de cada área: capacidade estática de geração, sistemas multi-área, confiabilidade composta geração-transmissão, sistemas de transmissão e distribuição, dados de falha de equipamentos e análise do custo/benefício. Para esta dissertação, a maioria dos artigos foi selecionada na área sistemas de transmissão e distribuição.

Não se pode precisar exatamente quando iniciou o interesse por análises quantitativas na área da Distribuição, porém as primeiras publicações mais significativas foram em 1964 [GMP64 e T64]. Apesar de serem completamente diferentes, apresentaram importantes conceitos. A referência [GMP64] introduziu o conceito de *tempestade* no sentido de caracterizar as mudanças de tempo. A palavra *tempestade* foi posteriormente substituída pela palavra *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 frequência de falha e duração média de falha. Estes dois índices fornecem uma percepção prática para a avaliação da confiabilidade na distribuição. Uma aplicação real desta técnica foi apresentada em [MT68].

A incorporação da ação de chaveamento na avaliação de circuitos 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 básica utilizada em [GB74], que exhibe um procedimento para a avaliação da confiabilidade em subestações e uma comparação quantitativa da confiabilidade considerando a configuração fundamental de uma subestação em relação a uma subestação 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 aprimorados sob condições mais gerais em [ABO76a].

As vantagens 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] aperfeiçoou os conceitos de conjuntos mínimos de corte e incluiu as equações que consideram o efeito das falhas de modo comum em sistemas paralelos e malhados. Muitos dos conceitos citados nas referências anteriores e também de outras publicações, podem ser resumidos e ilustrados por meio de exemplos numéricos [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.

Uma técnica analítica para determinar as distribuições de probabilidade, referentes ao número de falhas por ano e a duração das falhas para um ponto de carga, foi proposta em [P79]. Contudo, esta metodologia é aproximada e não apresenta uma expressão analítica para calcular a distribuição de probabilidades dos tempos de interrupção.

Na década de 80, outros artigos importantes foram publicados [ABL84, ABSS88]. Em [BG86] outro método é proposto para a determinação, de forma aproximada, das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. Esta técnica analítica é

válida somente para sistemas radiais. Além disso, quando o sistema é mais complexo e os parâmetros dos componentes se encontram muito dispersos, às vezes não é possível calcular estas distribuições.

A referência [ABBG94] compilou e publicou os artigos mais significativos entre o período de 1987 e 1991. Em 1988 surge outra proposta para o cálculo das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade para os pontos de carga [D88]. Este método vem a estender a aplicação do método proposto por [BG86], porém empregando uma técnica computacional que permite a análise de qualquer sistema de distribuição, além de considerar outros fatores como *tempo adverso*.

Em [KRD90] são apresentados aspectos econômicos da confiabilidade no planejamento de um sistema de distribuição. Um procedimento de otimização é descrito considerando a confiabilidade não somente como parte importante da análise, mas como parte integrante no problema da minimização dos custos.

As publicações mais significativas do período de 1992 a 1996 estão em [ABBG99]. Em 1993, surge o primeiro artigo voltado à área de distribuição, onde é empregada a simulação Monte Carlo Cronológica para obtenção das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade [BL93]. Depois de calculados, os índices são comparados com os índices obtidos utilizando metodologia analítica. A aplicação é feita em uma subestação de pequeno porte (11 componentes).

Em [AS95] outra técnica é apresentada para calcular as distribuições de probabilidade associadas aos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição. Esta técnica é válida tanto para sistemas radiais quanto para sistemas malhados. A proposta baseia-se em um método misto onde são combinadas técnicas analíticas (conjuntos mínimos de corte) e simulação Monte Carlo. Esta metodologia foi implementada computacionalmente e será utilizada para comparações com a metodologia proposta.

Em 1996, um método analítico novo, intitulado Modelagem Markoviana Hierárquica, é apresentado com objetivo de possibilitar uma avaliação preditiva da confiabilidade dos sistemas de distribuição [BGCVF96]. Este método inclui os efeitos dos modos múltiplos de falha, isolamento da falha e restabelecimento de carga, entretanto não permite o cálculo das distribuições de probabilidade. Haque, em [H96], propõe um método novo para resolver o problema do fluxo de carga em sistemas de distribuição. O método é aplicável tanto para sistemas radiais como para sistemas malhados.

Entre 1996 e 1999 os artigos mais importantes se encontram em [BFB01]. Em 1997, Asgarporr e Mathine apresentam dois métodos para determinar os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição: um analítico (não Markoviano) e outro através de simulação Monte Carlo [AM97]. A principal novidade é a utilização de tempos de restauração não exponenciais (distribuição lognormal é utilizada). Vale lembrar que a maioria dos métodos analíticos utiliza tempos de restauração exponenciais, o que possibilita o uso das técnicas de Markov. Em [RHA97] é realizado um estudo para investigar o impacto causado na disponibilidade do sistema devido às alterações nos tempos de restauração (análise de sensibilidade). Um estudo sobre avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição considerando falhas momentâneas (instantâneas) e tempo adverso foi apresentado em [BGCVF97].

A referência [C98] emprega as técnicas analíticas convencionais<sup>5</sup> para calcular os índices de confiabilidade dos SED incluindo os efeitos de falhas na transmissão e geração. Em 1998, Billinton e Wang comparam dois métodos (analítico e Monte Carlo Cronológico) em relação a alguns índices de desempenho considerando sistemas de distribuição radiais [BW98]. A análise dos resultados é satisfatória e o método analítico se apresenta mais rápido computacionalmente. Em [BW99a] os autores comparam novamente os métodos, porém evidenciam a deficiência do método analítico em relação ao cálculo das distribuições de probabilidade. Vale ressaltar que

---

<sup>5</sup> Nesta dissertação denominam-se técnicas analíticas convencionais aquelas que permitem apenas o cálculo dos valores esperados ou médios dos índices.

um método analítico capaz de calcular as distribuições de probabilidade e que forneça respostas mais rápidas que a simulação Monte Carlo Cronológica de maneira precisa torna-se atraente.

A referência [BW99b] estende a metodologia que utiliza simulação Monte Carlo Cronológica considerando variações da carga e do modelo de custos no tempo. Em 1999 surge o primeiro artigo que cita a importância da manutenção preventiva associada à confiabilidade dos sistemas de distribuição [BAA99]. O objetivo é analisar um sistema, identificar os componentes críticos, estudar cada componente crítico (separadamente) e identificar os benefícios obtidos na confiabilidade decorrentes da manutenção preventiva.

Outras publicações importantes são apresentadas a seguir. Um método novo para resolver o problema do fluxo de carga em sistemas de distribuição malhados é proposto em [CLCT00]. O fluxo de carga é uma ferramenta importante em sistemas de distribuição e pode ser utilizado para otimização de níveis de tensão e reativo, reconfigurações da rede e simulação da operação. Também em 2000, outro artigo é publicado no qual os autores apresentam o cálculo das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição [WBG00]. O método utilizado foi uma técnica de simulação cronológica contendo alguns refinamentos como modelos de carga e de custo variando no tempo.

Em 2001, a referência [T01] apresenta alguns aspectos da simulação da confiabilidade em termos gerais. Sugere e expõe idéias a respeito da validação e desenvolvimento de modelos e *softwares* para simulação da confiabilidade. Coloca em discussão a necessidade de se conhecer as causas das falhas dos SED. Em 2001, [BW01] apresenta uma análise preditiva de confiabilidade dos SED considerando tempo extremamente adverso. A principal novidade foi a mudança do modelo de tempo com dois estados para um modelo com três estados incorporando condições de tempo: normal, adversa e extremamente adversa. São consideradas condições extremamente adversas: as fortes

tempestades, os tornados, etc.

O impacto, em sistemas de distribuição, da restauração do serviço em dois estágios é analisado em [BH01]. O primeiro estágio restaura um conjunto limitado de consumidores por meio de chaveamento automático. Um segundo estágio restaura mais um conjunto de consumidores utilizando chaveamento manual. Testes são feitos para provar que a restauração em dois estágios pode reduzir significativamente o tempo de interrupção dos consumidores. O artigo compara a restauração em dois estágios com a restauração em um estágio (mais usual).

Uma técnica baseada em simulação cronológica é proposta para o cálculo do custo/benefício da confiabilidade dos SED incluindo co-geração [WB01]. Um modelo de três estados é utilizado para modelar a geração eólica. No exemplo considerado, o impacto da adição de geração eólica na confiabilidade do sistema foi relativamente pequeno.

Em 2002, a referência [WB02] apresenta uma técnica para avaliação do custo/benefício da confiabilidade dos SED considerando as taxas de falha e tempos de restauração do sistema variando no tempo. As taxas de falha variam de acordo com as condições climáticas. Os tempos de restauração (reparo) do sistema são influenciados por condições climáticas e disponibilidade de meios de reparo. Ao invés de utilizar probabilidades de tempo normal e adverso, a metodologia faz uso de conceitos de taxa de falha e tempo de restauração variando no tempo. Também neste ano, a referência [C02] apresenta uma metodologia cronológica para avaliar a confiabilidade dos SED incluindo os efeitos de falhas na transmissão e geração. O método utilizado é bem flexível e possibilita, inclusive, encontrar as distribuições de probabilidade de diversos índices de confiabilidade dos pontos de carga e sistema. São utilizadas as teorias dos conjuntos mínimos de corte e simulação Monte Carlo Cronológica sendo que o método é aplicável em sistemas reais.

Como pôde ser visto, poucos foram os autores que propuseram metodologias analíticas para calcular as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade. Estas metodologias normalmente apresentam restrições, algumas com relação à topologia e outras com relação à dimensão do sistema. Além disso, não foram encontradas na literatura expressões analíticas que possibilitem calcular a duração das falhas.

A proposta de uma metodologia analítica que forneça distribuições de probabilidade de maneira rápida e precisa, para sistemas com topologia qualquer, pode ser uma alternativa interessante para a avaliação da confiabilidade dos SED. Também deve ser considerada a viabilidade de sua aplicação na resolução de sistemas reais. Esta viabilidade se traduz em um baixo tempo computacional e precisão nos cálculos.

### 1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação foi dividida em cinco capítulos:

- Capítulo 1:** É apresentada uma introdução contendo o objetivo, as possíveis aplicações práticas e cita cronologicamente as principais publicações que abordaram o tema.
- Capítulo 2:** São apresentados conceitos básicos relativos à confiabilidade dos sistemas de distribuição, e.g. caminhos mínimos, conjuntos de corte de 1ª e 2ª ordem, chaveamento, etc.
- Capítulo 3:** São apresentadas duas metodologias que utilizam simulação cronológica para a solução do problema, e os resultados são analisados.
- Capítulo 4:** São apresentadas duas metodologias analíticas para a solução do problema e os resultados são comparados com aqueles obtidos no capítulo anterior.
- Capítulo 5:** É apresentado um resumo dos estudos e as conclusões. Sugestões para trabalhos futuros são propostas.

## CAPÍTULO 2

# CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: CONCEITOS BÁSICOS

### 2.1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) podem se apresentar, topologicamente, de várias formas. Normalmente são representados por uma rede de componentes conectados em série, paralelo, malhado ou por uma combinação destas conexões. Se os componentes estiverem conectados simplesmente em série e/ou paralelo, o cálculo da confiabilidade se torna mais simples. Caso contrário, técnicas de cálculo e modelos adicionais podem ser utilizados para simplificar o sistema.

Dentre estas técnicas pode-se citar: método da probabilidade condicional, análise dos conjuntos de corte, diagramas em árvore, diagramas lógicos e técnicas da matriz de conexão. Comparando-as, pode-se concluir que a análise dos conjuntos de corte é aquela que se aplica melhor em sistemas de distribuição, por duas razões: pode ser facilmente programado para uma solução rápida e eficiente para qualquer rede e os conjuntos de corte estão diretamente relacionados aos modos de falha do sistema [BA83].

Depois de obtidos os conjuntos mínimos de corte para todos os pontos de carga, várias metodologias podem ser empregadas para calcular os índices de confiabilidade. Entre elas estão: técnicas baseadas em enumeração de estados juntamente com modelos Markovianos (metodologia analítica convencional), simulação Monte Carlo Cronológica aplicada no Esquema Equivalente de Confiabilidade para cada ponto de carga (metodologia mista), etc. Porém, estas técnicas serão expostas e discutidas nos capítulos seguintes.

Este capítulo tem por objetivo expor os conceitos básicos utilizados no cálculo da confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Distribuição, enfocando a técnica dos conjuntos mínimos de corte e os principais índices de desempenho dos sistemas elétricos. Também serão feitas algumas considerações a respeito de particularidades inerentes ao cálculo da confiabilidade em SED.

## 2.2 TERMINOLOGIAS E CONCEITOS UTILIZADOS

A seguir serão apresentadas algumas definições que auxiliarão no entendimento das metodologias e teorias analisadas.

- *Caminho*: é o conjunto de ramos que possibilitam conectar uma entrada (fonte) e a saída (ponto de carga).
- *Caminho Mínimo*: um caminho entre entrada e saída é mínimo se, neste caminho, nenhum nó entre ramos for atravessado mais de uma vez [BA83].
- *Caminho Normalmente Fechado*: é um caminho mínimo onde todos os componentes se encontram ativados (energizados). São utilizados para identificar os eventos de falha que conduzem a uma perda de energia no ponto de carga de interesse.
- *Caminho Normalmente Aberto*: é um caminho mínimo onde existe pelo menos um componente desativado (desenergizado), geralmente um disjuntor ou chave. São utilizados para verificar as várias alternativas existentes no sentido de restabelecer a energia no ponto de carga de interesse.
- *Conjunto de Corte*: é o conjunto de ramos ou componentes do sistema que quando indisponíveis (fora de operação) provocam falha no sistema. Em termos de confiabilidade de redes, esta definição pode ser interpretada como sendo o conjunto de componentes que devem falhar para ocasionar a abertura de todos os caminhos que conduzem a energia para o ponto de carga em análise. Esta definição é válida quando a avaliação for realizada através do critério perda total de continuidade do serviço;

- *Conjunto Mínimo de Corte*: é um conjunto de ramos ou componentes do sistema que, quando se encontram simultaneamente fora de operação, causam falha do sistema. Contudo, se um dos componentes do conjunto volta a operar, o sistema também retorna à operação<sup>6</sup>. Esta definição significa que todos os ramos ou componentes de um conjunto mínimo de corte podem ser representados através de elementos conectados em paralelo.
- *Cortes de 1ª Ordem*: é considerado corte de 1ª ordem um componente ou ramo que se estiver fora de operação, acarreta perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse.
- *Cortes de 2ª Ordem*: é considerado corte de 2ª ordem dois componentes ou ramos que, se estiverem simultaneamente fora de operação, acarretam perda de continuidade de serviço para o ponto de carga de interesse.
- *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)*: Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [ANEEL00].
- *Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)*: Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.
- *Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)*: Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

---

<sup>6</sup> Isso é válido quando não há restrição, por parte do componente, em suportar a volta do sistema à operação.

- *Esquema Equivalente de Confiabilidade*: consiste em uma seqüência de conjuntos mínimos de corte conectados em série, sendo que os componentes de cada conjunto mínimo de corte estão conectados em paralelo.
- *Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)*: Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.
- *Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)*: Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.
- *Modo de Falha*: é o conjunto de componentes cuja falha simultânea, durante um certo intervalo de tempo, provoca a interrupção dos caminhos entre todas as fontes de alimentação e o ponto de carga.
- *Ponto de Carga*: barra ou ponto do sistema onde se encontram consumidores conectados, e onde normalmente são realizadas as análises de confiabilidade.
- *Ramo*: conjunto de componentes que se encontram conectados em série e são delimitados pelas barras de entrada e saída. Esta definição significa que se apenas um componente pertencente ao ramo estiver falhado, o ramo também se apresentará falhado.
- *Ramo Bidirecional*: o ramo na qual a potência flui nas duas direções.
- *Ramo Unidirecional*: o ramo na qual a potência flui somente em uma direção.
- *Tempo de Chaveamento*: é definido como o tempo decorrido entre a ocorrência de uma falha na qual o componente falhado é isolado e todos os componentes não

danificados são recolocados em serviço. Este tempo compreende à detecção da falha, isolamento do componente falhado e a execução de chaveamentos destinados a recolocação em serviço dos componentes sãos.

- *Tempo de Restauração*<sup>7</sup>: é definido como o tempo necessário para que um determinado componente seja substituído ou reparado e recolocado em operação.

---

<sup>7</sup> Algumas bibliografias denominam como tempo de reparo.

## 2.3 MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

### 2.3.1 CONCEITOS

Uma das principais vantagens de se utilizar o método dos Conjuntos Mínimos de Corte é a capacidade que este apresenta em identificar e analisar os diferentes modos de falha do sistema. É essencial determinar a contribuição de cada modo de falha do sistema, pois desta forma podem ser identificados os componentes que exercem uma influência maior na confiabilidade. Assim, investimentos podem ser direcionados para as áreas críticas.

Pela definição de conjuntos mínimos de corte, já exposta anteriormente, é evidente que todos os componentes de cada conjunto devem se encontrar simultaneamente falhados para ocasionar falha no sistema. Portanto, os componentes de um conjunto de corte estão conectados em paralelo e as probabilidades de falha podem ser combinadas utilizando-se o mesmo princípio de sistemas paralelos [BA83]. Além disso, o sistema falha se qualquer um dos conjuntos de corte falhar. Conseqüentemente cada conjunto de corte está em série com os outros conjuntos de corte. Apesar desta característica o conceito de sistemas série não pode ser utilizado, pois um mesmo componente pode aparecer em vários conjuntos de corte. Para solucionar este problema pode-se, em alguns casos, utilizar um cálculo aproximado [BA83].

Ao realizarem-se as conexões expostas anteriormente, obtém-se o Esquema Equivalente de Confiabilidade, que consiste em uma seqüência de conjuntos mínimos de corte conectados em série, sendo que os componentes de cada conjunto mínimo de corte estão conectados em paralelo.

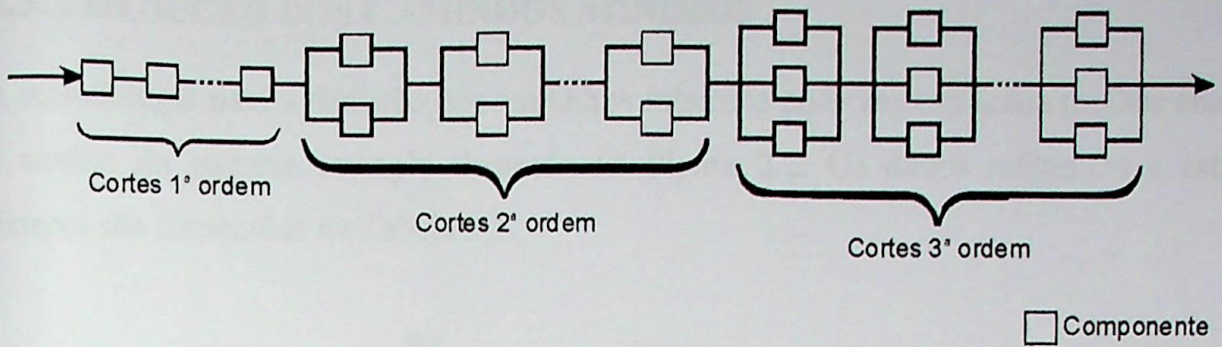


Figura 2.1 - Esquema Equivalente de Confiabilidade

O Esquema Equivalente de Confiabilidade pode ser resolvido de diversas maneiras, uma delas é utilizando as equações do sistema paralelo para que sejam calculados os índices equivalentes de cada conjunto mínimo de corte. Em seguida, combinam-se estes índices equivalentes usando as equações do sistema série, para enfim obter os índices de confiabilidade do sistema todo.<sup>8</sup>

Entretanto, encontrar os conjuntos mínimos de corte nem sempre é simples e o problema torna-se mais complexo em sistemas grandes. Vários métodos para dedução dos conjuntos mínimos de corte são baseados no conhecimento dos caminhos mínimos entre a fonte e o ponto analisado, inclusive o método empregado nesta dissertação.

Se na lista de caminhos mínimos existir algum caminho que, em condições normais de operação, inclua um componente normalmente aberto, este caminho não será computado para a dedução dos conjuntos mínimos de corte. Entretanto, este caminho será incluído em uma lista de alternativas para tentar minimizar a indisponibilidade através de chaveamentos.

<sup>8</sup> Essas equações serão apresentadas no Capítulo 4.

### 2.3.2 DEDUÇÃO DOS CAMINHOS MÍNIMOS

A metodologia para a dedução dos caminhos mínimos pode ser explicada melhor com o auxílio do sistema exemplo ilustrado na Figura 2.2. Os dados referentes a este sistema são fornecidos na Tabela 2.1.

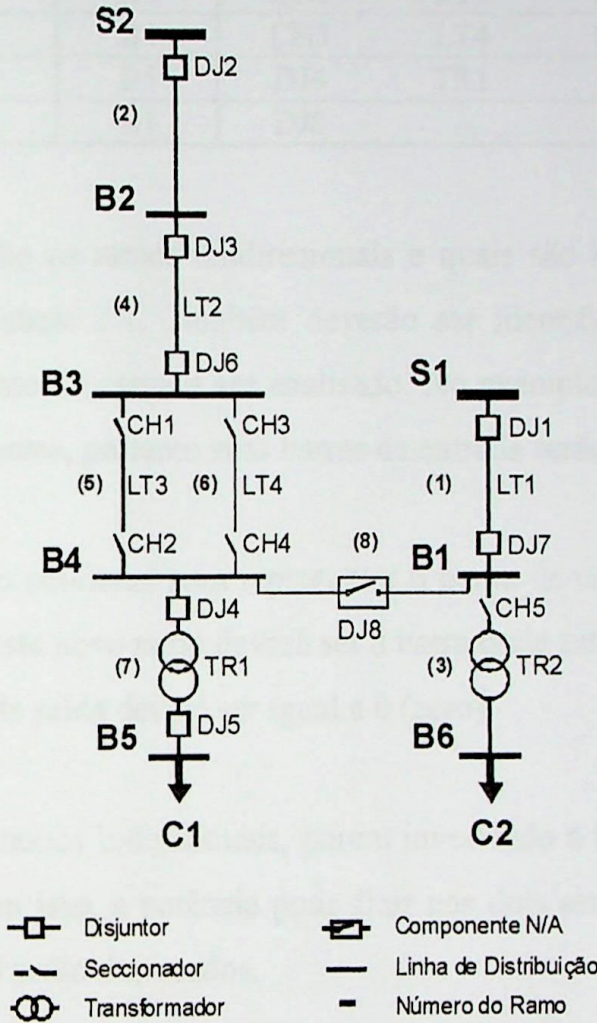


Figura 2.2 - Sistema Elétrico de Distribuição

Considere a barra B5, onde são conectados os consumidores C1, como ponto a ser analisado. Fazendo uma inspeção visual conclui-se que existem dois caminhos normalmente fechados (N/F), ambos partindo da fonte S2 e um caminho normalmente aberto (N/A), partindo da fonte S1. A seguir será apresentado um algoritmo genérico extraído de [C98] através do qual podem ser obtidos estes caminhos. A referência [C98] baseou-se em [ABO76b, S93] para formular o algoritmo.

Tabela 2.1 - Dados para o Sistema Exemplo

Nº do Ramo	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes		
1	S1	B1	DJ1	LT1	DJ7
2	S2	B2	DJ2		
3	B1	B6	CH5	TR2	
4	B2	B3	DJ3	LT2	DJ6
5	B3	B4	CH1	LT3	CH2
6	B3	B4	CH3	LT4	CH4
7	B4	B5	DJ4	TR1	DJ5
8	B4	B1	DJ8		

- 1º) Identificar quais são os ramos unidirecionais e quais são bidirecionais, daqueles apresentados na Tabela 2.1. Também deverão ser identificados quais os ramos fontes e qual o ponto de carga a ser analisado. No exemplo dado, os ramos 1 e 2 são conectados a fontes, portanto suas barras de entrada serão alteradas para -1.
- 2º) Introduzir um ramo adicional para representar o ponto de carga a ser analisado. A barra de entrada deste novo ramo deverá ser a barra onde está conectado este ponto de carga e a barra de saída deverá ser igual a 0 (zero).
- 3º) Duplicar todos os ramos bidirecionais, porém invertendo a barra de entrada com a barra de saída. Com isso, a potência pode fluir nos dois sentidos. No exemplo, os ramos 3, 5, 6, 7 e 8 serão duplicados.
- 4º) Organizar os ramos na seguinte ordem:
  - a) Os ramos conectados a fontes;
  - b) Os ramos unidirecionais;
  - c) Os ramos bidirecionais;
  - d) O ramo adicional representando o ponto de carga de interesse;
  - e) Os ramos bidirecionais duplicados.

Seguindo os passos anteriores, será construída a Tabela 2.2. O número do ramo duplicado  $n_2$ , é obtido pela fórmula  $n_2 = 2n - n_1$ , onde:  $n$  = número do ramo criado para representar o ponto de carga;  $n_1$  = é o número novo do ramo bidirecional a ser duplicado; e  $n_2$  = número do ramo duplicado.

Para exemplificar será utilizado o sistema apresentado na Tabela 2.2, onde  $n=9$ . Considerando a duplicação do ramo bidirecional 6 ( $n_1 = 6$ ) e substituindo os valores na fórmula acima:  $n_2 = 2 \times (9) - 6 \therefore n_2 = 12$  (número do ramo duplicado).

Tabela 2.2 - Lista do Número Novo dos Ramos para o Ponto de Carga C1

Nº Novo do Ramo	Nº Original do Ramo	Barra de Entrada	Barra de Saída	Tipo do Ramo
1	1	-1	B1	Ramos conectados a fontes.
2	2	-1	B2	
3	4	B2	B3	Ramos unidirecionais.
4	5	B3	<b>B4</b>	Ramos bidirecionais.
5	6	B3	<b>B4</b>	
6	3	B1	B6	
7	7	<b>B4</b>	B5	
8	8	B4	B1	
9	X	B5	0	Ramo do ponto de carga.
10	8	B1	<b>B4</b>	Ramos duplicados.
11	7	B5	<b>B4</b>	
12	3	B6	B1	
13	6	B4	B3	
14	5	B4	B3	

5º) Construir a lista de predecessores. Um ramo é denominado predecessor<sup>9</sup> do ramo  $k$ , se a barra de saída deste ramo coincidir com a barra de entrada do ramo  $k$ . Um ramo  $n_2$ , duplicado a partir do ramo  $k$ , não poderá ser considerado predecessor. Com isso, previne-se que um ramo duplicado seja predecessor dele mesmo<sup>10</sup>. Repete-se este passo para todos os ramos obtidos na Tabela 2.2. A Tabela 2.3

<sup>9</sup> Verificar, na Tabela 2.2, um exemplo dos predecessores do ramo 7.

<sup>10</sup> Isso se aplica ao ramo 11 no exemplo citado. Este ramo não é considerado nos cálculos.

apresenta a lista de predecessores e também os ramos eliminados segundo os critérios utilizados neste passo.

Tabela 2.3 - Lista de Predecessores para o Ponto de Carga C1

Nº Novo do Ramo	Predecessores			Ramos Eliminados
1	-1			
2	-1			
3	2			
4	3	13	14	
5	3	13	14	
6	1	8	12	
7	4	5	10	11
8	4	5	11	10
9	7			
10	1	12		8
11	x			7
12	x			6
13	4	10	11	5
14	5	10	11	4

6º) Deduzir todos os caminhos mínimos utilizando a lista de predecessores da Tabela 2.3. Esta dedução se inicia com os ramos que estão conectados à barra que representa o ponto de carga de interesse (neste exemplo o ramo 9) e vai retrocedendo até chegar a uma fonte. Neste processo, é essencial a análise de todas as possibilidades excluindo aqueles caminhos que não apresentam predecessores ou formam algum tipo de "looping". A Tabela 2.4 mostra a lista de caminhos mínimos para a barra C1. Normalmente fechado (N/F) e aberto (N/A).

Tabela 2.4 - Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1

Caminho	Número Novo do Ramo						Tipo
I	9	7	4	3	2	-1	N/F
II	9	7	5	3	2	-1	N/F
III	9	7	10	1	-1		N/A

7º) Refazer a tabela anterior, convertendo os números novos dos ramos para os números originais dos ramos, como mostra a Tabela 2.5. Verifica-se que o

resultado é idêntico ao detectado visualmente. Contudo, este algoritmo se apresenta extremamente eficiente para redes radiais e malhadas, onde a inspeção visual pode se tornar difícil ou mesmo impossível.

Tabela 2.5 - Lista de Caminhos Mínimos para o Ponto de Carga C1

Caminho	Número Original do Ramo				Tipo
I	7	5	4	2	N/F
II	7	6	4	2	N/F
III	7	8	1		N/A

É importante ressaltar que o primeiro passo é identificar quais são os ramos unidirecionais e bidirecionais. O objetivo é economizar tempo e memória computacional, pois os ramos unidirecionais não são duplicados, evitando armazenamento desnecessário e criação de caminhos alternativos. Entretanto, o algoritmo funciona perfeitamente mesmo que todos os ramos sejam considerados bidirecionais.

### 2.3.3 DEDUÇÃO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

No início do processo são obtidos os conjuntos de corte em relação aos ramos, depois é que são realizadas as conversões para componentes. O método pode ser resumido através do algoritmo proposto em [BA83, N96, C98].

1º) Construir uma matriz  $C$ , onde as colunas representam os ramos do sistema e as linhas todos os caminhos mínimos, já previamente estabelecidos na seção anterior;

2º) Preencher os elementos da matriz conforme a metodologia:

$$C_{i,j} = 1 \text{ se o ramo } j \text{ pertence ao caminho } i;$$

$$C_{i,j} = 0 \text{ se o ramo } j \text{ não pertence ao caminho } i.$$

Esta matriz pode ser visualizada na Tabela 2.6 onde estão considerados somente os caminhos normalmente fechados. Esta matriz refere-se ao sistema da Figura 2.4, onde o ponto de carga C1 está sendo analisado.

Tabela 2.6 - Representação da Matriz C

Caminho	Ramo							
	1	2	3	4	5	6	7	8
I	0	1	0	1	1	0	1	0
II	0	1	0	1	0	1	1	0

- 3º) Realizar uma inspeção em todas as colunas desta matriz, uma a uma. O ramo cuja coluna possuir todos os elementos iguais a 1 denomina-se conjunto mínimo de corte de 1ª ordem e, conseqüentemente, todos seus componentes são conjuntos mínimos de corte de 1ª ordem.
- 4º) Determinar os conjuntos de corte de 2ª ordem combinando duas a duas, todas as colunas da matriz via álgebra Booleana (Operador OU). Se a coluna resultante da combinação de duas colunas possuir todos elementos iguais a 1, os ramos correspondentes constituem um conjunto de corte, que somente será mínimo se não contiver nenhum dos conjuntos mínimos de corte de ordem inferior. Com isso, combinando os componentes destes ramos dois a dois e eliminando aqueles componentes repetidos e de ordem inferior, tem-se os conjuntos mínimos de corte em relação aos componentes.
- 5º) Para se obter os conjuntos mínimos de corte de ordem igual ou superior à terceira, executa-se um processo idêntico ao que se encontra descrito no item anterior, condizente com a ordem desejada.

A Tabela 2.7 apresenta os conjuntos mínimos de corte em relação aos ramos, já a Tabela 2.8 apresenta este resultado considerando os componentes destes ramos.

Tabela 2.7 - Conjuntos Mínimos de Corte em Relação aos Ramos

Evento	Conjunto Mínimo de Corte	Ordem
1	2	1 <sup>a</sup>
2	4	1 <sup>a</sup>
3	7	1 <sup>a</sup>
4	5          6	2 <sup>a</sup>

Tabela 2.8 - Conjuntos Mínimos de Corte em Relação aos Componentes

Evento	Conjunto Mínimo de Corte	Ordem
1	S2	1 <sup>a</sup>
2	B2	1 <sup>a</sup>
3	DJ2	1 <sup>a</sup>
4	B3	1 <sup>a</sup>
5	DJ3	1 <sup>a</sup>
6	LT2	1 <sup>a</sup>
7	DJ6	1 <sup>a</sup>
8	B4	1 <sup>a</sup>
9	B5	1 <sup>a</sup>
10	DJ4	1 <sup>a</sup>
11	TR1	1 <sup>a</sup>
12	DJ5	1 <sup>a</sup>
13	CH1      CH3	2 <sup>a</sup>
14	CH1      LT4	2 <sup>a</sup>
15	CH1      CH4	2 <sup>a</sup>
16	LT3      CH3	2 <sup>a</sup>
17	LT3      LT4	2 <sup>a</sup>
18	LT3      CH4	2 <sup>a</sup>
19	CH2      CH3	2 <sup>a</sup>
20	CH2      LT4	2 <sup>a</sup>
21	CH2      CH4	2 <sup>a</sup>

## 2.4 METODOLOGIA DO PROGRAMA COMPUTACIONAL

Todos os cálculos apresentados consideram conjuntos de corte até 2ª ordem. A seguir será mostrada a seqüência realizada para o desenvolvimento do programa computacional:

- 1º) Leitura de Dados: a entrada de dados deverá conter, além da topologia do sistema, todas as informações a respeito dos ramos, componentes, equipamentos de proteção e pontos de carga.
- 2º) Identificação das proteções que serão atuadas na falta de qualquer ramo. Assim, para cada ramo, o programa terá conhecimento de quais os equipamentos que serão chaveados, para que se possa isolar a falta.
- 3º) Investigar se existe alguma chave manual (seccionador) que se encontre anterior à proteção que está sendo atuada, devido a ocorrência de uma falta no ramo a ser analisado. Verificar se com a abertura desta chave é possível restabelecer o serviço no ponto de carga desejado. Esta investigação e verificação deverá ser realizada para cada caminho mínimo que ligue uma fonte ao ponto de carga de interesse.
- 4º) Determinação dos Caminhos Mínimos considerando os caminhos normalmente fechados (N/F) e normalmente abertos (N/A), para cada ponto de carga.
- 5º) Determinação dos conjuntos mínimos de corte considerando os tipos de falhas: sujeitas ao tempo de restauração ou chaveamento de componentes.
- 6º) Calcular os índices de confiabilidade dos pontos de carga e do sistema. As metodologias empregadas neste cálculo serão discutidas nos capítulos III e IV.

## 2.5 CONSIDERAÇÕES E RESTRIÇÕES DO PROGRAMA

Para o funcionamento do programa computacional foram efetuadas algumas considerações e restrições. Entretanto, muitas destas restrições não afetam o bom desempenho para o cálculo dos índices. Outras considerações foram efetuadas no sentido de agilizar o cálculo.

- 1) Todos os disjuntores, chaves, fusíveis ou qualquer outro equipamento de proteção ou manobra são considerados 100% confiáveis em relação à atuação, ou seja, não está sendo considerada possibilidade de emperramento na atuação;
- 2) A proteção a ser acionada é aquela que se encontra mais próxima do ramo falhado, considerando cada caminho mínimo em separado;
- 3) O programa considera que as falhas que envolvem o fechamento de chaves N/A's e chaveamento de chaves manuais, ao mesmo tempo.

## 2.6 ÍNDICES DE DESEMPENHO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

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 e custo.

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 estas metas, e para que se possam 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. Estes índices serão descritos a seguir.

### 2.6.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE PARA PONTOS DE CARGA

Os índices apresentados a seguir referem-se a cada ponto de carga, distintamente:

- Taxa de falha -  $\lambda$  [falhas/ano]
- Duração Média da falha -  $r$  [horas/interrupção]
- Indisponibilidade do serviço -  $U$  [horas/ano]
- Energia não suprida -  $ENS$  [kWh/ano]
- Energia média não suprida -  $AENS$  [kWh/consumidor ano]

sendo,

$$ENS = L \times U \quad (2.1)$$

$$AENS = \frac{ENS}{N} \quad (2.2)$$

onde

- L : Carga média conectada no ponto de carga a ser analisado;  
N : Número total de consumidores conectados no ponto de carga analisado.

Todos estes índices representam valores médios de uma distribuição de probabilidade. Através deles pode-se quantificar o impacto de cada modo de falha em um determinado ponto de carga. Desta forma, é possível identificar as contribuições provenientes de cada modo de falha e indicar quais os componentes e quais as áreas que necessitam prioritariamente de um *reforço*. Também é possível designar qual a alternativa que fornece o resultado mais eficaz. Vale lembrar que dependendo da metodologia utilizada para calcular os índices (simulações Monte Carlo, técnicas analíticas, etc.), as distribuições de probabilidade destes índices podem ser obtidas.

É importante fazer uma correlação entre os índices de desempenho apresentados com os índices de continuidade da legislação brasileira. O índice indisponibilidade de serviço (U) é conhecido no Brasil, segundo [ANEEL00], como DIC. Outro índice pertinente à legislação brasileira FIC [falhas/ano] pode ser confundido com a taxa da falha ( $\lambda$ ), contudo, apesar de apresentarem mesma unidade [falhas/ano] são conceitualmente diferentes. A legislação brasileira possui mais um índice de continuidade denominado DMIC, o qual tem o intuito de impedir que uma concessionária deixe o usuário sem energia durante um período muito longo.

Caso haja a violação de algum indicador de continuidade individual (DIC, FIC e DMIC) em relação ao período de apuração do indicador, a concessionária estará sujeita a penalidades. A definição de penalidade, segundo [ANEEL00], é: “Pagamento de multa, pela concessionária, ao consumidor afetado, a ser creditado na fatura de energia no mês subsequente à apuração.” Para o cálculo do valor das multas as equações utilizadas estão ilustradas a seguir:

$$Penalidade_{DIC} = \left( \frac{DIC_V}{DIC_P} - 1 \right) DIC_P \frac{CM}{730} kei \quad [R\$/mês] \quad (2.3)$$

$$Penalidade_{DMIC} = \left( \frac{DMIC_V}{DMIC_P} - 1 \right) DMIC_P \frac{CM}{730} kei \quad [R\$/mês] \quad (2.4)$$

$$Penalidade_{FIC} = \left( \frac{FIC_V}{FIC_P} - 1 \right) DIC_P \frac{CM}{730} kei \quad [R\$/mês] \quad (2.5)$$

onde,

$DIC_V$  : Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, verificada no período em horas e centésimos de hora;

$DIC_P$  : Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Duração de Interrupção Individual em horas e centésimos de hora;

$DMIC_V$  : Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada, por interrupção, em horas e centésimos de hora;

$DMIC_P$  : Metas de continuidade estabelecidas para o indicador, por interrupção, em horas;

$FIC_V$  : Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada, em número de interrupções por período;

$FIC_P$  : Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, em número de interrupções por período;

$CM$  : Média aritmética do valor das faturas mensais do consumidor afetado, relativa às tarifas de uso, referentes aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência;

730 : Número médio de horas no mês;

$kei$  : Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão ordinária das tarifas.

Estas penalidades, assim como outros índices, podem servir de balizadores no planejamento e operação dos Sistemas Elétricos de Distribuição. Assim sendo, o cálculo destas multas torna-se importante. As equações para o cálculo das penalidades relativas aos indicadores de continuidade individuais são muito semelhantes em relação ao método de cálculo (equações 2.3, 2.4 e 2.5). A seguir, será mostrado o processo utilizado nesta dissertação para obter as penalidades referentes ao índice DMIC. Analisando a Equação 2.4 e os conceitos apresentados é possível concluir que o parâmetro CM pode ser calculado da seguinte forma:

$$CM = Tarifa \times \overline{Cons} \quad [R\$/mês] \quad (2.6)$$

onde,

Tarifa : é o custo médio de fornecimento em [R\$/kWh];

$\overline{Cons}$  : é o consumo médio de energia no ponto de carga em [kWh/mês].

Apesar das penalidades referentes aos índices de continuidade individuais serem aplicadas na prática em termos mensais, o programa irá fazê-la na base anual. Portanto, o consumo médio será obtido na base anual através do cálculo da EES (*Expected Energy Supplied*). É importante ressaltar que no cálculo da EES está sendo adotado um critério que não traduz a aleatoriedade da variação de carga, pois a carga média está sendo considerada como referência no cálculo da EES [kWh/ano]. A aproximação feita sugere que a Energia Suprida Esperada baseada na carga média é igual ao consumo médio de energia do ponto de carga. A Equação 2.6 pode ser escrita da seguinte forma.

$$CM = Tarifa \times EES \quad [R\$/ano] \quad (2.7)$$

Substituindo a Equação 2.7 em 2.4 obtém-se uma nova equação para o cálculo da penalidade em termos anuais

$$Penalidade_{DMIC} = (DMIC_V - DMIC_P) \frac{Tarifa\ EES}{730 \times 12} kei \quad [R\$/ano] \quad (2.8)$$

A constante 730 que representava o número de horas em um mês também foi passada para a base anual, sendo agora igual a  $730 \times 12 = 8760$  horas/ano. A Equação 2.8 será dividida em duas partes, sendo uma delas dada pela Equação 2.9:

$$Fator = \frac{Tarifa\ EES}{8760} kei \quad [R\$/hora] \quad (2.9)$$

Cada um dos pontos de carga terá um fator penalizador calculado conforme a Equação 2.9. É interessante verificar que este fator é o mesmo, independente da penalidade que se queira calcular (analisar equações 2.3, 2.4 e 2.5).

De forma a completar o processo de cálculo é necessário, ainda, obter o valor da parcela  $(DMIC_V - DMIC_P)$  em uma base anual. Dado que uma interrupção excedeu o índice  $DMIC_P$  o tempo desta interrupção será denominado  $DMIC_V$ . Entretanto, várias interrupções podem exceder o índice  $DMIC_P$ . Estas diferenças entre os  $DMIC_V$  e o  $DMIC_P$  também possuem uma média que terá a notação RD [Horas/Int.]. Esta média assemelha-se ao r (Duração Média das Falhas), entretanto é um valor médio obtido a partir da diferença entre os tempos que excedem o  $DMIC_P$  e o próprio  $DMIC_P$ . O RD será calculado conforme a Equação 2.10

$$RD = \frac{\sum_{i=1}^{NFED} (DMIC_{Vi} - DMIC_P)}{NFED} \quad (2.10)$$

onde

RD : Valor médio da diferença entre os valores  $DMIC_V$  e  $DMIC_P$ ;

NFED : Número de vezes que uma falha excedeu o índice  $DMIC_P$ .

Para calcular a penalidade é necessário saber com que frequência, na base anual, ocorrem interrupções que excedem o  $DMIC_P$ . A notação desta frequência é  $FICD$  e será calculada conforme a Equação 2.11

$$FICD = FIC_Y \times RISCO(DMIC_P) \quad (2.11)$$

onde,

$FICD$  : Frequência de interrupção individual que excede o índice  $DMIC_P$ , [Inter./ano];

$RISCO(DMIC_P)$  : Probabilidade de uma interrupção exceder o índice  $DMIC_P$ .

O cálculo do  $RISCO(DMIC_P)$  será mostrado nos capítulos seguintes e dependerá da metodologia utilizada. Partindo-se do princípio que já são conhecidas a frequência com que uma interrupção ultrapassa o  $DMIC_P$  em um ano e qual a média da diferença entre os tempos verificados do  $DMIC$  e o valor padrão, é possível obter o número médio de horas/ano que excederam o índice. Este parâmetro terá a notação  $DICD$  e será calculado conforme a Equação 2.12

$$DICD = FICD \times RD \quad (2.12)$$

onde,

$DICD$  : Duração de interrupção Individual que excede o  $DMIC$  por consumidor [Horas/ano];

O  $DICD$  é similar ao índice  $DIC$  (indisponibilidade), entretanto está associado somente ao número de horas que excedem o  $DMIC_P$  em um ano. A Equação 2.8 pode ser escrita da seguinte forma

$$Penalidade_{DMIC} = DICD \times Fator \quad (2.13)$$

Desta forma serão calculadas as penalidades para cada um dos pontos de carga analisados. As tabelas apresentadas nos capítulos seguintes referentes ao cálculo da penalidade associada ao índice DMIC seguem esta linha de cálculo.

### Exemplo do cálculo da multa associada ao índice DMIC

De forma a ilustrar melhor este cálculo, será feito um exemplo baseado no ponto de carga 1 do sistema IEEE-RBTS Barra 2. Este cálculo está automatizado no programa e as tabelas utilizadas nos capítulos III e IV seguem esta metodologia. Dados:

$$FIC_V = 0,240 \quad [\text{Interrupções/ano}];$$

$$RISCO(DMIC_P) = 0,134$$

$$RD = 92,396 \quad [\text{Horas/interrupção}];$$

$$\text{Tarifa} = 0,20 \quad [\text{R\$/kWh}];$$

$$EES = 4,68 \times 10^6 \quad [\text{kWh/ano}];$$

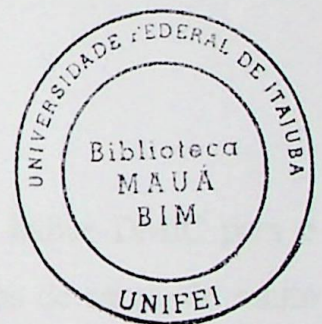
$$kei = 10$$

Fazendo uso da Equação 2.9 será encontrado o fator penalizador referente ao ponto de carga 1.

$$Fator = \frac{\text{Tarifa EES}}{730 \times 12} kei$$

$$Fator = \frac{0,20 \times 4,68 \times 10^6}{730 \times 12} \times 10$$

$$Fator = 1069,60 \quad [\text{R\$/hora}]$$



Em termos físicos este Fator Penalizador tem o seguinte significado: para cada hora de interrupção que excede o  $DMIC_P$ , a concessionária é multada em R\$ 1069,60. Este Fator é o mesmo independente de estar sendo calculado para penalizar infrações do DIC, FIC ou DMIC. A seguir será calculada com que frequência, em termos anuais, uma interrupção excede o  $DMIC_P$  no ponto de carga 1

$$FICD = FIC_V \times RISCO(DMIC_P)$$

$$FICD = 0,24 \times 0,134$$

$$FICD = 0,032 \quad [\text{Interrupções/ano}]$$

Pode-se perceber que o sistema apresenta poucas interrupções superiores ao DMIC padrão considerado (8 horas). A seguir serão calculadas quantas horas em média por ano excedem o DMIC padrão no ponto de carga 1. Apesar do número de falhas ser relativamente baixo, os tempos de restauração são muito elevados. Isso ocorre devido ao tempo de reparo dos transformadores ser 200 horas.

$$DICD = FICD \times RD$$

$$DICD = 0,032 \times 92,396$$

$$DICD = 2,97 \quad [\text{Horas/ano}]$$

utilizando a Equação 2.13

$$Penalidade_{DMIC} = DICD \times Fator$$

$$Penalidade_{DMIC} = 2,97 \times 1069,60$$

$$Penalidade_{DMIC} = 3176,60 \quad [\text{R\$/ano}]$$

Esta será a penalidade média anual causada pela violação do índice DMIC para o ponto de carga 1 do sistema IEEE-RBTS. Os índices dos pontos de carga são muito importantes, entretanto eles nem sempre fornecem uma representação completa do comportamento do sistema. No sentido de avaliar mais realisticamente a confiabilidade de um sistema e comparar melhor as alternativas de investimento, é necessário considerar um conjunto de índices adicionais. Este novo conjunto de índices é denominado Índices de Desempenho do Sistema, e serão apresentados na seção seguinte.

## 2.6.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO DO SISTEMA

Apesar do objetivo principal desta dissertação não estar focado nos índices de desempenho do sistema é importante que os mesmos sejam apresentados. Para o cálculo destes índices são necessários o conhecimento dos índices exibidos na seção anterior, o número de consumidores e a carga média conectada em cada ponto de carga do sistema. Os índices de desempenho mais utilizados são:

- SAIFI - System Average Interruption Frequency Index

Índice da frequência média de interrupção do sistema: define-se como sendo a razão entre o número total de interrupções nos consumidores e o número total de consumidores, no período de um ano.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ [Interrupções/consumidor.ano]} \quad (2.14)$$

- SAIDI - System Average Interruption Duration Index

Índice da duração média de interrupção do sistema: define-se como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de consumidores, no período de um ano.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \text{ [horas/consumidor.ano]} \quad (2.15)$$

- CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index

Índice da duração média da interrupção para o consumidor: define-se como sendo a razão entre somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de interrupções nos consumidores, no período de um ano.

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \text{ [horas/consumidor/interrup.]} \quad (2.16)$$

- ASAI - Average Service Availability Index

Índice de disponibilidade média de serviço: define-se como sendo a razão entre o somatório do número de horas disponíveis para os consumidores e o número total de horas demandada no sistema, no período de um ano.

$$ASAI = \frac{8760 \sum N_i - \sum U_i N_i}{8760 \sum N_i} \quad (2.17)$$

- ASUI - Average Service Unavailability Index

Índice de indisponibilidade média de serviço: define-se como sendo a razão entre o número de horas indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandada no sistema, no período de um ano.

$$ASUI = \frac{\sum U_i N_i}{8760 \sum N_i} \quad (2.18)$$

- ENS - Energy Not Supplied

Energia não suprida: define-se como sendo o total de energia (kWh) não suprida em um ano.

$$ENS = \sum L_i U_i \text{ [kWh/ano]} \quad (2.19)$$

- AENS - Average Energy Not Supplied

Energia média não suprida: define-se como sendo a razão entre o total de energia (kWh) não suprida e o número total de consumidores, no período de um ano.

$$AENS = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_i} \text{ [kWh/consumidor ano]} \quad (2.20)$$

Os índices SAIFI e SAIDI são conhecidos no Brasil, segundo [ANEEL00], como FEC e DEC, respectivamente. Atualmente, os cálculos do FEC e DEC são realizados

somente para condições operativas do sistema, ou seja, para *situações passadas*. Entretanto, pretende-se estimar índices futuros, baseado no histórico de ocorrência das falhas dos equipamentos que compõem o sistema.

O procedimento de coleta e armazenamento de dados, as interrupções a serem consideradas, as metas de continuidade, etc. podem ser encontradas em [ANEEL00].

### 2.6.3 DETERMINAÇÃO DO CUSTO DA INTERRUPÇÃO

O planejamento e a operação dos Sistemas Elétricos de Distribuição estão intimamente ligados a fatores econômicos. Dado que as análises de confiabilidade são normalmente baseadas em índices de desempenho do sistema e dos pontos de carga, é importante que estes índices também estejam associados a aspectos econômicos. No caso dos índices de continuidade brasileiros (FEC, DEC, DIC, FIC e DMIC) a legislação [ANEEL00] prevê penalidades às concessionárias que não atenderem suas metas. O índice ENS, apesar de não constar na legislação brasileira, é um dos mais importantes a ser controlado pelas concessionárias.

O impacto econômico de uma interrupção depende, dentre outros fatores, do índice citado acima (ENS em kWh/ano) e do custo unitário da interrupção (\$/kWh). Estes custos são obtidos através de um estudo econômico específico, que avalia o dano causado devido à interrupção de energia em cada classe consumidora: residencial, comercial, industrial, etc. O custo unitário da interrupção (*UC – Unit Interruption Cost*) depende de diversas características, tais como duração, frequência, período de ocorrência, profundidade do corte de carga e localização geográfica. Pesquisas anteriores indicam uma grande variação nos custos unitários de interrupção de cada classe, sendo desde US\$ 1/kWh para áreas residenciais até mais de US\$ 50/kWh para escritórios comerciais [E89]. A Tabela 2.9, retirada da Ontário Hydro [E89], ilustra a variação do *UC* em função da duração *r*. O mesmo tipo de função *UC(r)*, para o sistema brasileiro [MSH94], é mostrado na Tabela 2.10 [LPM97]. Estes dados podem, também, ser visualizados na forma gráfica: Figura 2.3 e Figura 2.4.

Tabela 2.9 - Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro (Canadá)

Nº	Duração [horas]	Residencial [\$/kWh]	Comercial [\$/kWh]	Industrial [\$/kWh]
1	0,0	0,8	6,4	15,1
2	1,0	0,4	3,1	7,8
3	4,0	0,3	7,7	4,3
4	8,0	0,2	8,7	3,2

Tabela 2.10 - Custo Unitário de Interrupção para o Sistema Brasileiro

Nº	Duração [horas]	Residencial [\$/kWh]	Comercial [\$/kWh]	Industrial [\$/kWh]
1	0,0	0,37	1,83	2,73
2	0,3	0,37	3,16	1,26
3	0,3	0,37	4,25	1,2
4	1,0	0,37	4,36	0,95
5	2,0	0,37	4,76	0,86
6	3,0	0,37	3,76	0,78

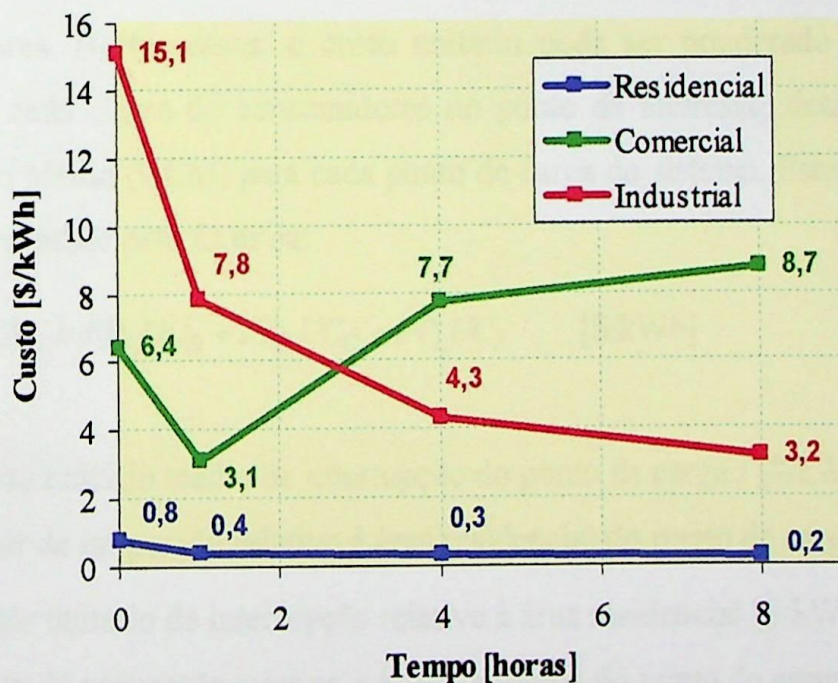


Figura 2.3 - Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro

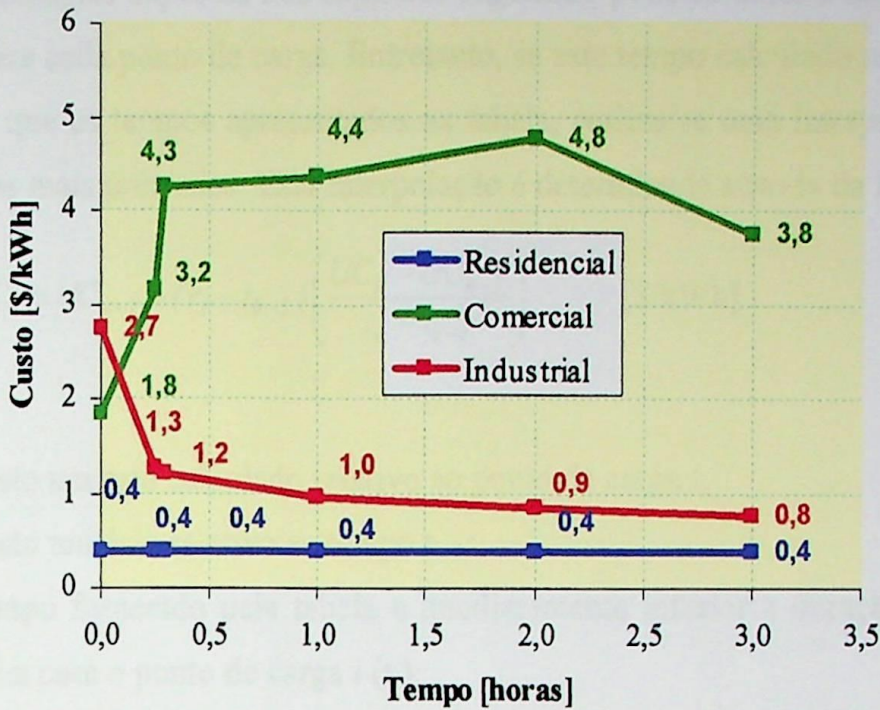


Figura 2.4 - Gráfico do Custo Unitário de Interrupção do Sistema Brasileiro

Entretanto, em sistemas reais, um ponto de carga pode alimentar mais de uma classe de consumidores. Nestes casos, o custo unitário pode ser ponderado pelo fator de proporção de cada classe de consumidores no ponto de interesse, determinando um Custo Unitário Médio (UCM) para cada ponto de carga do sistema. Este procedimento pode ser representado pela fórmula:

$$UCM_i = FP_{R_i}UC_R + FP_{C_i}UC_C + FP_{I_i}UC_I \quad [$/kWh] \quad (2.20)$$

onde,

$UCM_i$  : Custo unitário médio de interrupção do ponto de carga  $i$  [\$/kWh];

$FP_{R_i}$  : Fator de proporção relativo à área residencial do ponto de carga  $i$  [pu];

$UC_R$  : Custo unitário de interrupção relativo à área residencial [\$/kWh];

$FP_{C_i}$  : Fator de proporção relativo à área comercial do ponto de carga  $i$  [pu];

$UC_C$  : Custo unitário de interrupção relativo à área comercial [\$/kWh];

$FP_{I_i}$  : Fator de proporção relativo à área industrial do ponto de carga  $i$  [pu];

$UC_I$  : Custo unitário de interrupção relativo à área industrial [\$/kWh].

Com as metodologias expostas nos capítulos seguintes, pode-se obter a duração média da falha ( $r$ ) para cada ponto de carga. Entretanto, se este tempo calculado não possuir o mesmo valor que os tempos apresentados na tabela, realiza-se uma interpolação entre os dois tempos mais próximos. Esta interpolação é determinada através da fórmula:

$$UC_i = UC_{k-1} + (r_i - t_{k-1}) \left( \frac{UC_k - UC_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \right) \quad [$/kWh] \quad (2.21)$$

onde,

$UC_i$  : Custo unitário calculado relativo ao ponto de carga  $i$ ;

$UC_{k-1}$  : Custo unitário relativo ao tempo  $t_{k-1}$ ;

$t_{k-1}$  : Tempo fornecido pela tabela e imediatamente inferior a duração média de falha para o ponto de carga  $i$  ( $r_i$ );

$r_i$  : Duração média da falha relativa ao ponto de carga  $i$ ;

$UC_k$  : Custo unitário relativo ao tempo  $t_k$ ;

$t_k$  : tempo fornecido pela tabela e imediatamente superior a duração média de falha para o ponto de carga  $i$  ( $r_i$ ).

Multiplicando-se o custo médio unitário ( $UCM_i$ ) pela duração média de falha ( $r_i$ ), de um determinado ponto de carga, obtém-se o custo da interrupção de energia  $LOLC_i$  (Loss Of Load Cost) para este ponto de carga, ou seja

$$LOLC_i = UCM_i r_i \quad [US\$] \quad (2.22)$$

Ao somar o Custo da Interrupção de todos os pontos de carga, obtém-se o Custo da Interrupção do Sistema ( $LOLC_s$ ).

$$LOLC_s = \sum_{i=1}^{NPC} LOLC_i \quad [US\$] \quad (2.23)$$

onde,

$NPC$  : número total de Pontos de Carga.

## 2.7 ASPECTOS ADICIONAIS

### 2.7.1 SISTEMAS SÉRIE

Neste capítulo foi mostrado um método para encontrar o esquema equivalente de confiabilidade (contendo cortes de 1ª e 2ª ordem). Vale lembrar que é possível via técnicas de Frequência e Duração transformar cortes de ordem superior a 2ª em equivalentes de 1ª ordem, e assim obtendo em um sistema série<sup>11</sup>. A resolução deste sistema série resultante é o foco desta primeira discussão.

A grande maioria dos autores considera que quando ocorre uma falha em um sistema série, os outros componentes param de funcionar e o risco de ocorrer falha nestes componentes cessa até que o elemento falhado seja restaurado e o sistema retorne ao funcionamento [S00, BA83]. Entretanto, este fato deve ser analisado com cautela, pois se parte do princípio que só há possibilidade de falha quando os componentes estão energizados. Isso é válido para a maioria dos sistemas, contudo, conforme [BA83], não existem modelos matemáticos, nem devem existir, que eliminem a necessidade de um julgamento e entendimento da operação lógica e física do sistema analisado. No caso dos SED, o gráfico apresentado em [T01] (Figura 2.5) ilustra as principais causas de interrupção no fornecimento de energia em um conjunto particular de alimentadores.

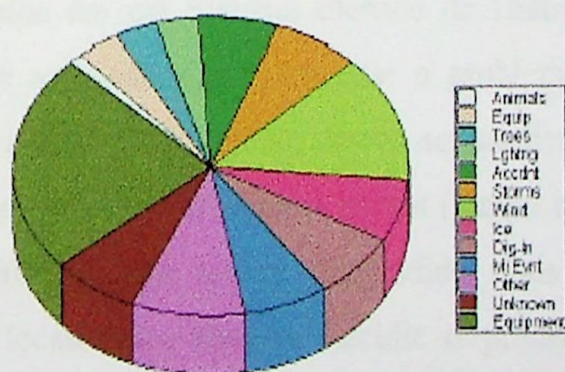


Figura 2.5 - Causas de Falha em um Conjunto de Alimentadores

<sup>11</sup> Essa metodologia só é válida se os componentes obedecem a distribuições exponenciais.

É possível perceber que existem diversos motivos que levam a interrupção no fornecimento de energia. Afirmar, no caso dos SED, que a ocorrência de uma falha cessa a possibilidade de outros componentes falharem, devido ao fato de não estarem mais energizados, não é correto. Provavelmente, a taxa de falha de um componente que está desenergizado seja menor do que a taxa de falha do mesmo componente energizado, mas ela não é nula. As metodologias apresentadas nesta dissertação não contemplam uma possível variação na taxa de falha dos componentes, dada à existência de um componente falhado em um sistema série. Também se considera que dois ou mais componentes, em um sistema série, podem se encontrar simultaneamente falhados.

### 2.7.2 POLÍTICA DE RESTAURAÇÃO DE COMPONENTES FALHADOS

A influência que o chaveamento causa em alguns índices de confiabilidade, e.g. DEC e DIC, já foi estudada por alguns autores em [BH01, C02]. Dois tipos de chaveamento geralmente podem ser realizados: manual e automático. Caso sejam realizados manualmente, o tempo necessário para efetuar uma restauração dependerá dentre outros fatores da política de manutenção adotada. A incorporação destas políticas ao modelo pode tornar mais precisa a avaliação da confiabilidade e também mais próxima à realidade.

Quando ocorre uma falha em um Sistema Elétrico de Distribuição, normalmente a equipe mais próxima é acionada para solucionar o problema. Outros fatores como condições climáticas e manutenção também devem ser analisadas. A primeira etapa é detectar a falha, ou seja, saber que o sistema falhou (tempo de detecção). A segunda etapa é localizar a falha e para isso é despendido mais um tempo (tempo de localização). Após a localização, deve-se decidir o procedimento a ser adotado (chaveamento ou restauração). Caso a restauração do componente seja difícil e relativamente demorada, normalmente efetua-se, se possível, o chaveamento para isolar a falha e reenergizar os componentes *sadios*. Entretanto, em alguns casos a restauração é relativamente simples e o tempo não muito longo, conseqüentemente a

equipe não necessita efetuar chaveamentos. Portanto, existe uma probabilidade associada à execução de restauração (sem chaveamentos) e outra associada à execução de chaveamento (depois se efetua a restauração).

$$P_s = \frac{n_s}{n} \quad (2.24)$$

$$P_r = \frac{n_r}{n} \quad (2.25)$$

$$n = n_r + n_s \quad (2.26)$$

onde,

- n : Número total de vezes que a equipe foi acionada;
- $n_r$  : Número de vezes que a equipe efetuou restaurações (sem chaveamentos);
- $n_s$  : Número de vezes que a equipe efetuou chaveamentos;
- $P_r$  : Probabilidade da equipe efetuar restaurações sem realizar chaveamentos;
- $P_s$  : Probabilidade da equipe efetuar chaveamentos antes de restaurar o serviço.

A implementação deste modelo nas metodologias correntes não se apresenta muito complicada. O principal fator complicador está nas estatísticas que não são facilmente obtidas nem em concessionárias, nem em literaturas. Esta é uma questão delicada e deve-se ter consciência que estas estatísticas mudam de sistema para sistema, pois outros aspectos relevantes devem ser considerados como: grau de automação dos alimentadores, tipo de consumidores conectados, etc. Entretanto, apesar da grande variação associada a estas probabilidades, pretende-se utilizar uma metodologia que modele esta característica de forma natural. Duas abordagens podem ser realizadas dependendo do método empregado para calcular os índices de confiabilidade, sendo que estas abordagens já foram utilizadas em [C02]. Parte-se das seguintes premissas: todos os conjuntos mínimos de corte de todos os pontos de carga já foram obtidos; e quando um componente falha, este pode ocasionar tempo de restauração em alguns pontos de carga e tempo de chaveamento em outros pontos de carga.

### SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA:

Para os pontos de carga que estão sujeitos ao tempo de restauração, gera-se um número pseudo-aleatório e converte-o em TTR<sup>12</sup> (Time To Restoration) obedecendo à respectiva distribuição de probabilidade do componente.

Para os pontos de carga que estão sujeitos ao tempo de chaveamento, são gerados dois números pseudo-aleatórios e convertidos em tempo de chaveamento<sup>13</sup> e tempo de restauração. A duração da interrupção nestes pontos de carga é dada pelo menor dos tempos.

### TÉCNICAS ANALÍTICAS:

Para os pontos de carga que estão sujeitos ao tempo de restauração, a duração da interrupção é obtida através do tempo médio de restauração do componente (TTR).

Para os pontos de carga que estão sujeitos ao tempo de chaveamento, calcula-se um tempo equivalente entre a restauração e o chaveamento através da seguinte equação

$$T_{eq} = \frac{r_i s_i}{r_i + s_i} \quad (2.27)$$

onde,

- $T_{eq}$  : Tempo equivalente da interrupção;
- $r_i$  : Tempo médio de restauração do componente  $i$ ;
- $s_i$  : Tempo médio de chaveamento do componente  $i$ .

No caso particular em que  $s_i \ll r_i$ , os tempos de chaveamento são geralmente menores que os tempos de restauração. É importante ressaltar que a metodologia apresentada engloba esta característica de forma natural.

---

<sup>12</sup> Este tempo é obtido através de sorteio e engloba a detecção, localização e restauração.

<sup>13</sup> Este tempo é obtido através de sorteio e engloba a detecção, localização e chaveamento.

## 2.8 CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada uma metodologia que modela a dinâmica de um sistema de distribuição (chaveamentos, atuação de proteções, etc.). A técnica e os conceitos relativos aos conjuntos mínimos de corte foram ilustrados e servirão como base para todos os métodos de cálculo da confiabilidade utilizados nesta dissertação. Os índices de desempenho mais importantes para avaliação da confiabilidade foram apresentados, tanto para os pontos de carga como para o sistema. O capítulo foi encerrado com algumas considerações a respeito do funcionamento e operação dos SED.

Nos capítulos seguintes serão apresentados alguns métodos para avaliar a confiabilidade dos SED. No Capítulo 3, duas metodologias que utilizam simulação Monte Carlo Cronológica serão analisadas em termos de índices de desempenho.

## CAPÍTULO 3

### METODOLOGIAS CRONOLÓGICAS

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Recentemente, metodologias cronológicas têm sido utilizadas para calcular a confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) [BW98, BW99a, BW99b, WBG00, BW01, WB01, C02, WB02]. Estas técnicas possibilitam a simulação da operação dos SED através da geração do histórico de funcionamento de seus componentes. Por meio destes históricos podem ser calculados diversos parâmetros de confiabilidade relativos aos pontos de carga e/ou sistema. Estes históricos são dependentes da topologia do sistema e dados dos componentes (taxas de falha, tempos de restauração, etc.).

Neste capítulo serão apresentadas duas metodologias (mistas) que utilizam simulação Monte Carlo Cronológica (MCC) para calcular os índices de desempenho dos pontos de carga e sistema. Ambos os métodos permitem o cálculo das distribuições de probabilidade de vários parâmetros de confiabilidade e fazem uso dos conceitos e técnicas dos conjuntos mínimos de corte.

Por empregarem simulação (MCC) são mais flexíveis e podem utilizar qualquer distribuição de probabilidades para os tempos de funcionamento, restauração e chaveamento. Entretanto, nesta dissertação, as distribuições de probabilidade utilizadas para os componentes serão exponenciais.

Os índices de confiabilidade obtidos através das metodologias presentes neste capítulo serão comparados com os calculados pela metodologia analítica proposta (Capítulo 4). Para esta verificação serão utilizados os sistemas: IEEE-RBTS-barra2 (22 pontos de carga e 74 ramos) e um sistema real CEMIG-PAPAGAIOS (61 pontos de carga e 148 ramos). Os dados referentes a estes sistemas se encontram nos apêndices A e B.

## 3.2 SIMULAÇÃO MONTE CARLO SEQUENCIAL

Ao analisar o funcionamento de vários sistemas idênticos em tempo real, pode-se perceber que o comportamento destes difere em inúmeros aspectos, incluindo o número de falhas, tempo de restauração, etc. Isso ocorre devido à natureza aleatória dos processos. O comportamento de um sistema depende de muitas variáveis, e poderá se manifestar em uma gama muito grande de resultados. O processo de simulação Monte Carlo sequencial 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.

Em uma simulação sequencial no tempo, um histórico artificial que mostra os tempos TTF (*Time To Failure*) e TTR (*Time To Restoration*) dos componentes do sistema é gerado em ordem cronológica. Isso é possível fazendo uso de geradores de números pseudo-aleatórios e das distribuições de probabilidade dos parâmetros de falha e restauração dos componentes. Uma seqüência de ciclos de operação-reparo do sistema é obtida a partir do histórico do componente (gerado) usando a relação entre o estado do elemento e o estado do sistema. Os índices de confiabilidade do sistema e suas distribuições de probabilidade são obtidas por meio de um histórico artificial do sistema.

## 3.3 SIMULAÇÃO SEQÜENCIAL APLICADA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

### 3.3.1 PARÂMETROS E MODELOS DOS COMPONENTES

A principal característica da simulação seqüencial no tempo é gerar históricos artificiais de operação-restauração dos componentes. Estes históricos artificiais dependem dos modos de operação-restauração do sistema e dos parâmetros de confiabilidade dos componentes.

Os elementos mais comuns encontrados em sistemas de distribuição são linhas de distribuição, transformadores, chaves seccionadoras, etc. Estes componentes podem ser representados por modelos de dois estados, conforme Figura 3.1, onde o estado *sucesso* identifica a operação do componente e o estado *falha* identifica que o componente está inoperante.

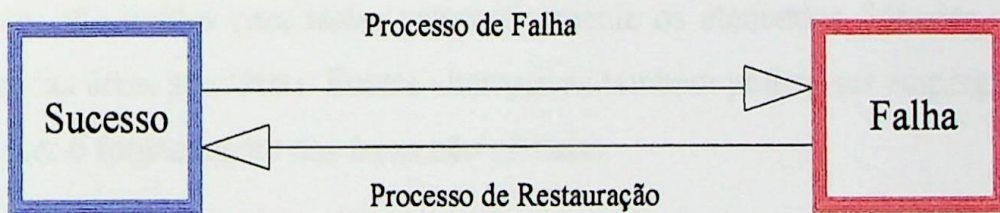


Figura 3.1 - Diagrama do Espaço de Estados de um Componente

O tempo em que o componente permanece no estado *sucesso* é chamado de tempo até a falha (TTF - *Time To Failure*) ou tempo de funcionamento. O tempo em que o componente permanece no estado *falha* é conhecido como tempo de restauração e pode ser tanto o tempo de reparo (TTR - *Time To Repair*) quanto o tempo de substituição (TTR - *Time To Replace*) do componente. O processo de transição do

estado *sucesso* para o estado *falha* é denominado processo de falha. A transição do estado *sucesso* para o estado *falha* pode ser ocasionada pela falha de um elemento ou pela remoção de um componente para manutenção. A Figura 3.2 mostra a simulação de um histórico de operação-reparo de um componente.

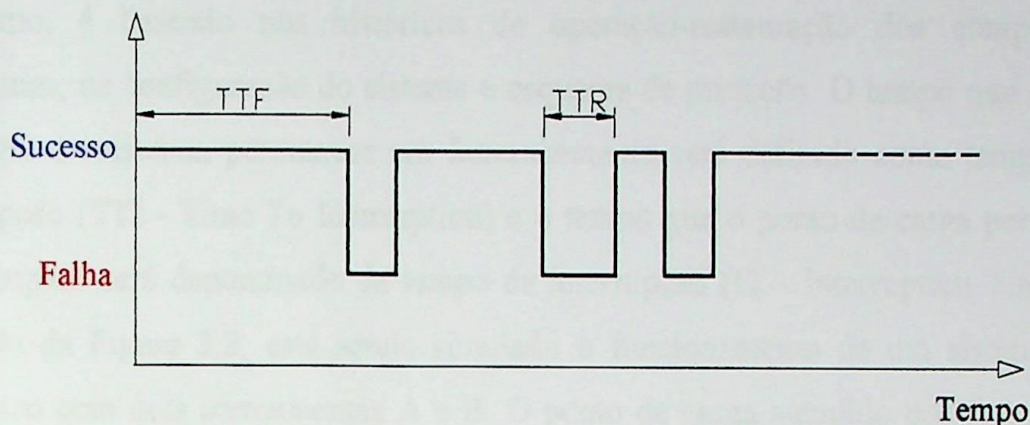


Figura 3.2 - Histórico de Operação/Reparo de um Componente

Os parâmetros TTF e TTR são variáveis aleatórias e podem ter distribuições de probabilidade diferentes. As distribuições mais utilizadas para simular estes tempos são Exponencial, Gama, Normal, Lognormal e Weibull [BW99a]. 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.

### 3.3.2 DETERMINAÇÃO DAS FALHAS NOS PONTOS DE CARGA

A função de um Sistema Elétrico de Distribuição (SED) é suprir energia elétrica aos consumidores. Falhas nos componentes podem afetar um ou mais pontos de carga. Segundo a referência [BW99a], um dos problemas mais difíceis referente à simulação é encontrar os pontos de carga afetados pela falha de um componente e determinar seu histórico de operação-restauração. Estes históricos dependem da configuração da rede, do sistema de proteção e da filosofia de manutenção. Nesta dissertação foram

utilizados os conjuntos mínimos de corte para encontrar os pontos de carga afetados por falha de componentes, da mesma forma que as referências [C98, C02].

O histórico de operação-restauração de um ponto de carga pode ser visto na Figura 3.3 e é conceitualmente similar ao histórico do componente da Figura 3.2. Neste caso, entretanto, é baseado nos históricos de operação-restauração dos componentes pertinentes, na configuração do sistema e esquema de proteção. O tempo que o ponto de carga, ou sistema, permanece em funcionamento será definido como 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). No exemplo da Figura 3.3, está sendo simulado o funcionamento de um sistema série hipotético com dois componentes A e B. O ponto de carga atendido por este sistema sofre interrupções quando um ou os dois componentes estão falhados.

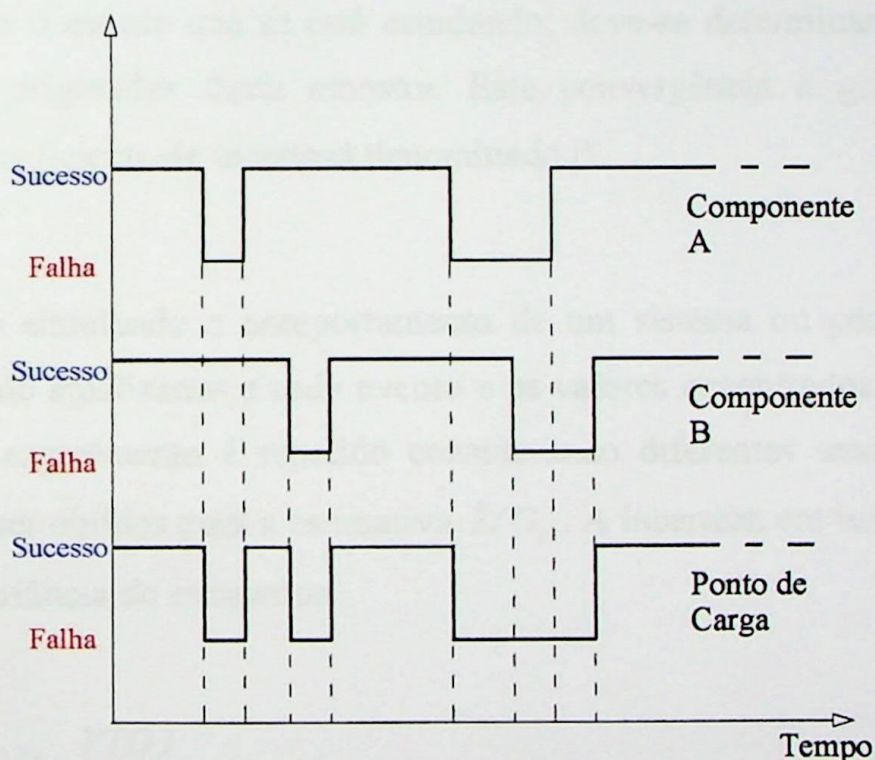


Figura 3.3 - Histórico de Funcionamento-Interrupção de um Ponto de Carga

### 3.3.3 CONVERGÊNCIA DA SIMULAÇÃO MCC

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

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

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,  $G(t) = 0$ .

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. Esta convergência é geralmente obtida através de um coeficiente de incerteza denominado  $\beta$ .

Quando se está simulando o comportamento de um sistema ou ponto de carga, os índices vão sendo atualizados a cada evento e os valores encontrados são estimativas. Portanto, se o experimento é repetido considerando diferentes amostras, diferentes valores podem ser obtidos para a estimativa  $\tilde{E}(G)$ . A incerteza em torno da estimativa é obtida pela variância do estimador

$$V[\tilde{E}(G)] = \frac{V(G)}{NS} \quad (3.2)$$

onde,

$V(G)$  : É a variância da função teste;

$NS$  : É o número total de simulações.

A expressão (3.2) 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 ( $\beta$ )

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\tilde{E}(G)]}}{\tilde{E}(G)} \quad (3.3)$$

O coeficiente  $\beta$  exprime a tendência de uma distribuição convergir para um determinado valor, denominado de valor esperado ou médio. Quanto menor o valor de  $\beta$ , mais convergida estará a função.

### 3.4 METODOLOGIA CRONOLÓGICA I

A metodologia apresentada nesta seção foi extraída de [C02] sendo extremamente flexível se comparada aos outros métodos contidos nesta dissertação. Pode ser classificada como uma técnica mista, pois utiliza conjuntos mínimos de corte e simulação Monte Carlo Cronológica (MCC).

A análise é feita no sistema como um todo, simulando a operação de todos os componentes. Quando ocorre uma falha em algum elemento, verificam-se quais foram os pontos de carga afetados e se estes estão sujeitos ao tempo de restauração ou tempo de chaveamento do componente. Então, os índices de confiabilidade destes pontos de carga e do sistema são calculados e atualizados. A verificação dos índices dos pontos de carga e do sistema é realizada concomitantemente.

#### 3.4.1 ALGORITMO SIMPLIFICADO

A metodologia está descrita em [C02] e o algoritmo para avaliar os índices de confiabilidade de um sistema de distribuição consistiu dos seguintes passos:

- 1) Gerar um número pseudo-aleatório para cada componente 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.
- 2) Gerar mais dois números pseudo-aleatórios e converter estes números em tempo de restauração 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.
- 5) Verificar se o número de anos é maior que o especificado ou se o coeficiente de variação ( $\beta$ ) é menor que o exigido. Caso afirmativo finalizar o processo e emitir os resultados, senão retornar ao passo 2.

Algumas metodologias [AS95] 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.

A metodologia proposta em [C02] otimiza 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 os *clocks* 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. Outro aspecto apresentado neste modelo é a inexistência de restrição quanto a configuração do sistema de distribuição, pois o sistema não precisa ser necessariamente radial.

Algumas considerações devem ser expostas:

- O parâmetro  $\beta$  é calculado com base no índice tempo médio de duração das falhas ( $r$ ) dos pontos de carga;

- Esta metodologia não utiliza *filtros*<sup>14</sup> para excluir da avaliação componentes com taxas de falha desprezíveis.

### 3.4.2 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA IEEE-RBTS

O primeiro sistema a ser analisado será um sistema padrão para testes: IEEE-RBTS barra 2 [ABSGS91]. A topologia pode ser vista na Figura 3.4 e os dados dos componentes, carga, etc. se encontram no Apêndice A. Pode ser considerado um sistema relativamente pequeno e apresenta 22 pontos de carga e 74 ramos.

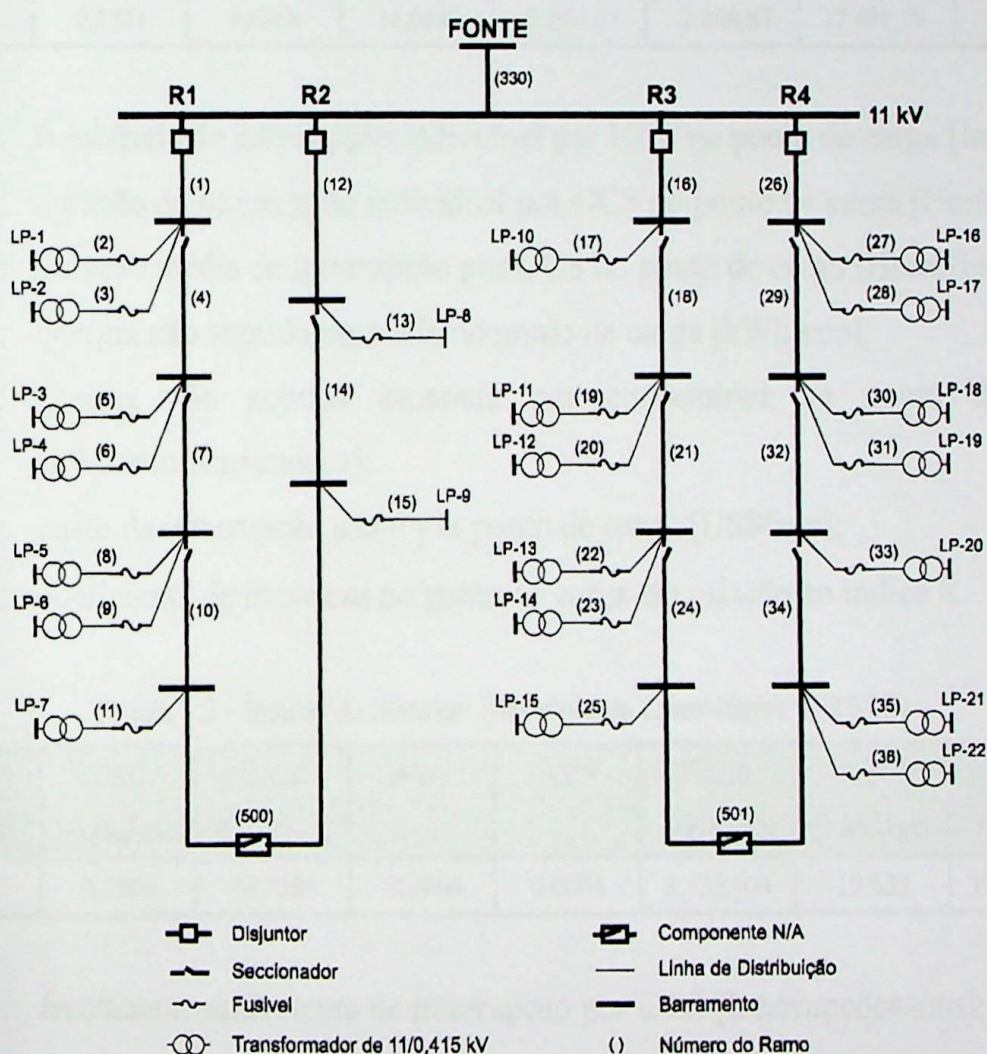


Figura 3.4 - Topologia do Sistema de Distribuição IEEE-RBTS Barra 2

<sup>14</sup> Estes *filtros* serão explicados na seção 3.5.

Na Tabela 3.1 se encontram os índices de confiabilidade calculados para 4 (quatro) pontos de carga. Entretanto, o programa disponibiliza, em arquivos de saída, os índices de confiabilidade de todos os pontos de carga. A Tabela 3.2 apresenta os índices de confiabilidade do sistema. Notação UCS = Unidade Consumidora.

Tabela 3.1 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica I (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]	$\beta$ [%]
LP01	0,2420	3,5723	14,7615	1.912,03	9,10	407,34	4,38
LP09	0,1376	0,4898	3,5610	563,31	563,31	2.403,98	1,95
LP12	0,2575	3,6898	14,3283	1.660,34	8,30	354,58	4,15
LP21	0,2534	3,6868	14,5482	2.086,87	2.086,87	17.681,74	4,37

- FIC : frequência de interrupção individual por UCS no ponto de carga [Int./ano];  
 DIC : duração de interrupção individual por UCS no ponto de carga [Horas/ano];  
 R : duração média de interrupção por UCS no ponto de carga [Horas/int.];  
 EENS : energia não suprida esperada no ponto de carga [kWh/ano];  
 AENS : energia não suprida esperada por consumidor no ponto de carga [kWh/ano.consumidor];  
 LOLC : custo da interrupção anual por ponto de carga [US\$/ano];  
 $\beta$  : coeficiente de incerteza no ponto de carga em relação ao índice R.

Tabela 3.2 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica I (RBTS)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/con.]	LOLC [US\$/ano]
0,2513	3,7016	14,7324	0,9996	0,0004	3,75E+04	19,652	178.969,54

- FEC : frequência equivalente de interrupção por UCS [Interrupções/ano];  
 DEC : duração equivalente de interrupção por UCS [Horas/ano];  
 CAIDI : duração média de interrupção por UCS no sistema [Horas/interrupção];  
 ASAI : probabilidade de encontrar o sistema funcionando;  
 ASUI : probabilidade de encontrar o sistema falhado;

EENS : energia não suprida esperada para o sistema [kWh/ano];

AENS : energia não suprida esperada por consumidor do sistema [kWh/ano.consumidor];

LOLC : custo de interrupção anual para o sistema [US\$/ano].

A Tabela 3.3 apresenta o cálculo das penalidades aplicadas à concessionária para 4 (quatro) pontos de carga devido à violação do índice DMIC, considerando  $DMIC_P = 8$  horas. Outros pontos de carga poderiam ser analisados. O número de anos simulados para o Sistema IEEE-RBTS foi 50.000 e o coeficiente  $\beta$  ficou em torno de 4 e 5 % para a maioria dos pontos de carga.

Tabela 3.3 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica I (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	Risco	FICD [Int./ano]	RD [Horas/int.]	DICD [Horas/ano]	Fator [R\$/hora]	Penalidade [R\$/ano]
LP01	0,2420	0,1336	0,0323	92,262	2,983	1.069,60	3.190,54
LP09	0,1376	0,1331	0,0183	4,958	0,091	2.299,90	208,79
LP12	0,2575	0,1410	0,0363	83,159	3,020	899,63	2.716,47
LP21	0,2534	0,1269	0,0322	96,183	3,093	1.131,50	3.499,89

Risco : probabilidade de uma interrupção exceder o  $DMIC_P$  no ponto de carga;

FICD : frequência das interrupções individuais que excedem o  $DMIC_P$  no ponto de carga [Interrupções/ano];

RD : diferença média entre o  $DMIC_V$  e o  $DMIC_P$  [Horas/interrupção];

DICD : somatório das diferenças entre  $DMIC_V$  e o  $DMIC_P$  em um ano [Horas/ano];

Fator : fator penalizador baseado no consumo e tarifa [R\$/hora];

Penal. : multa anual devido à violação do  $DMIC_P$  no ponto de carga [R\$/ano].

Apesar de não serem apresentadas as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade, existe a possibilidade de obtê-las. As comparações entre os resultados obtidos serão realizadas somente no capítulo seguinte, juntamente com a técnica analítica proposta.

### 3.4.3 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA CEMIG-PAPAGAIOS

De forma a verificar a aplicação deste estudo em situações reais, mais um sistema foi escolhido para analisar as metodologias. Este sistema faz parte da malha de distribuição da CEMIG e é denominado Papagaios, possui 61 pontos de carga e 148 componentes. A Figura 3.5 ilustra a topologia e os dados pertinentes ao sistema se encontram no Apêndice B.

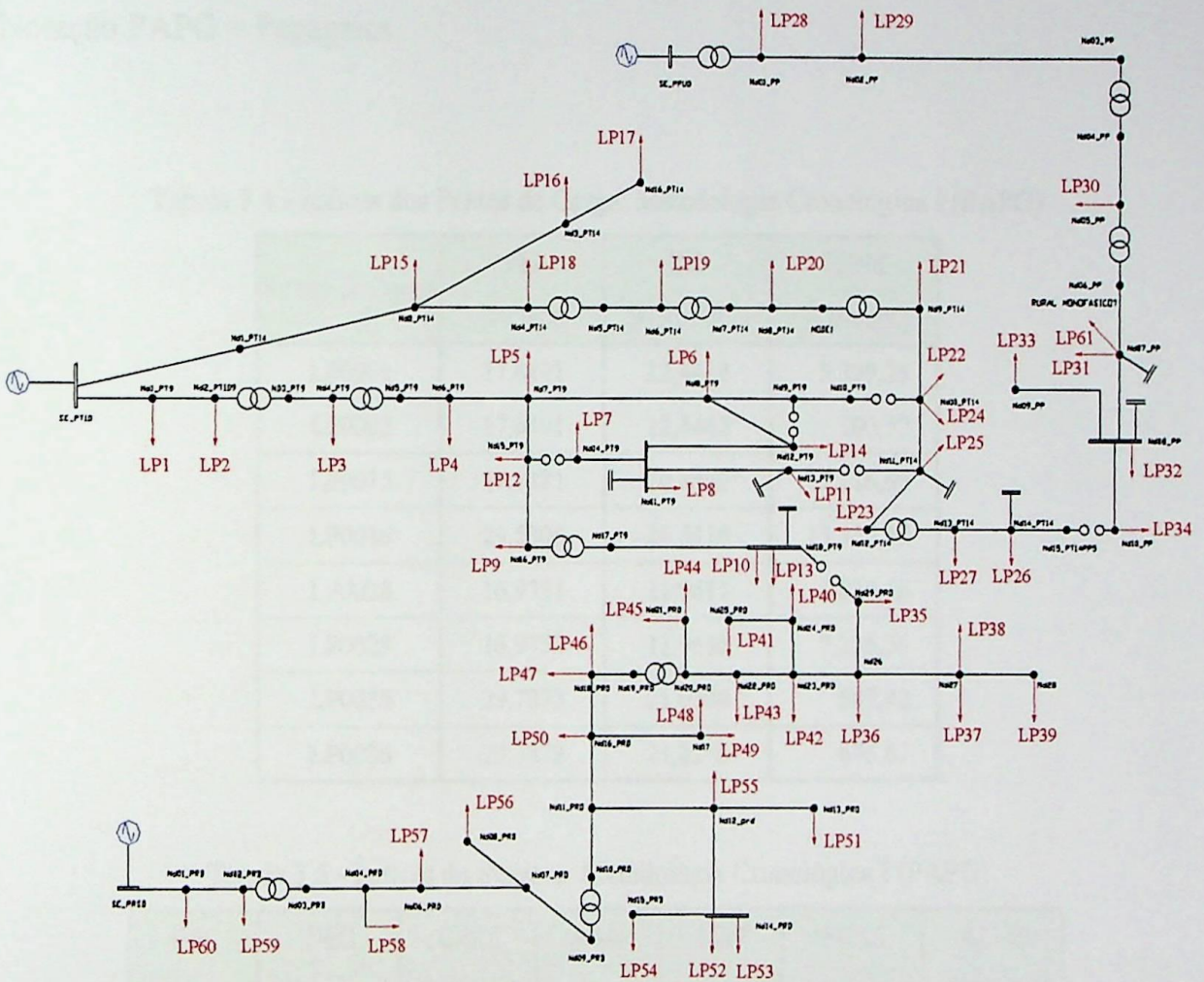


Figura 3.5 - Topologia do Sistema CEMIG PAPAGAIOS

Os índices de confiabilidade exibidos nesta seção foram obtidos em [LCS02], sendo que técnicas de decomposição de sistemas foram utilizadas. Segundo [LCS02], esta metodologia pode apresentar algumas diferenças em relação a uma avaliação do sistema como um todo, entretanto não foram verificadas diferenças significativas.

A Tabela 3.4 ilustra os índices DIC, FIC e EENS para alguns pontos de carga e a Tabela 3.5 ilustra os índices do sistema. Pode-se perceber que as tabelas a seguir não apresentam todos os índices calculados para o sistema IEEE-RBTS. Isso se deve ao fato dos índices apresentados nesta seção terem sido extraídos a partir de um artigo [LCS02], sendo que o artigo apresenta somente alguns índices. Dessa forma, certos índices não puderam ser apresentados, como por exemplo às multas referentes à violação do índice  $DMIC_p$ .

Notação PAPG = Papagaios.

Tabela 3.4 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica I (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	EENS [kWh/ano]
LP0001	17,6401	12,4414	5.329,25
LP0002	17,6401	12,4442	100,57
LP0015	29,5481	20,8560	17.116,65
LP0016	29,5306	26,5316	13.350,59
LP0028	16,9751	11,9611	4.820,46
LP0029	16,9751	11,9692	7.235,56
LP0035	29,7873	21,0258	507,42
LP0036	29,7873	21,0273	676,61

Tabela 3.5 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica I (PAPG)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/cons.]	AENS [kWh/con.]
24,6016	17,9265	0,7287	0,9980	0,0020	2,64E+05	19,89

## 3.5 METODOLOGIA CRONOLÓGICA II

Esta metodologia foi apresentada em [AS95] e também faz uso dos conjuntos mínimos de corte e simulação Monte Carlo Cronológica. Diferencia-se da técnica apresentada anteriormente [C02] pelo fato de não considerar o sistema como um todo e executar os cálculos para cada ponto de carga separadamente. Desta forma a simulação MCC é aplicada somente no esquema equivalente de confiabilidade de cada ponto de carga.

### 3.5.1 ALGORITMO SIMPLIFICADO

A metodologia proposta nesta seção segue os seguintes passos para calcular os índices de confiabilidade dos pontos de carga e sistema:

- 1) São gerados números pseudo-aleatórios para cada componente pertencente ao esquema equivalente de confiabilidade do ponto de carga analisado. Estes números são convertidos nos tempos de funcionamento (TTF) correspondentes às distribuições de probabilidade de cada componente;
- 2) Determinar o elemento com o menor dos tempos e verificar o status do componente e do sistema;
- 3) Se o componente estiver no estado falha, gera-se um número pseudo-aleatório e o converte em tempo de funcionamento (TTF) para o componente (Ir ao passo 5). Caso o componente esteja no estado sucesso, deve-se verificar se a falha deste componente implica em tempo de chaveamento ou restauração no ponto de carga analisado (Ir ao passo 4).
- 4) Se o componente implica em restauração no ponto de carga, gera-se outro número pseudo-aleatório e este é convertido em TTR do componente. Por outro lado se o componente implica em chaveamento para o ponto de carga são gerados dois números pseudo-aleatórios (um é convertido em tempo para o chaveamento (TTS – Time To Switching) e o outro é convertido em TTR). O menor destes tempos é escolhido de forma a contemplar a filosofia descrita na Seção 2.7.2;

- 5) Este TTR, TTF ou TTS é somado ao tempo anterior do componente. Se necessário os índices de confiabilidade dos pontos de carga são atualizados e os resultados são armazenados anualmente. Se nenhum dos critérios de parada (coeficiente  $\beta$  ou número de anos) for atingido retorna-se ao passo 2;
- 6) Caso ainda existam pontos de carga a serem calculados, retornar ao passo 1 alterando somente o ponto de carga;
- 7) Após os índices de confiabilidade de todos os pontos de carga terem sido obtidos, calculam-se os índices de confiabilidade do sistema.

É importante lembrar que as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade do sistema também são importantes, e.g. SAIDI, CAIDI, entre outros. Este método gera históricos de falha-operação em relação a cada ponto de carga separadamente, entretanto a relação entre a falha de um ponto de carga e a falha do sistema pode não ser tão simples. Segundo [AS95] existe a possibilidade de obter estas distribuições de acordo com equações apresentadas em [HH64]. Entretanto, como o enfoque principal da dissertação está nos índices de confiabilidade dos pontos de carga, mais especificamente no DMIC, não foi implementado um programa computacional para possibilitar o cálculo destas distribuições de probabilidade. Os valores médios dos índices de confiabilidade do sistema são obtidos através das equações contidas na Seção 2.6.2.

Como o trabalho se desenvolve partindo-se da hipótese que todos os tempos obedecem a distribuições exponenciais, podem ser aplicadas técnicas de frequência e duração. Assim, caso existam conjuntos de corte de ordem igual ou superior à 2ª, calculam-se os respectivos equivalentes. O resultado é um sistema série onde podem coexistir elementos de 1ª ordem e equivalentes de ordem superior<sup>15</sup>.

---

<sup>15</sup> Quando se calcula o equivalente de cortes de ordem superior à 2ª, a distribuição resultante não é mais exponencial. Contudo, estes cortes podem ser desprezados e geralmente não alteram significativamente os resultados. Uma maneira de excluir estes elementos é aplicando um *filtro*.

### Filtro

De forma a melhorar a eficiência (tempo de CPU) do programa implementado, foi utilizado um *filtro* no sistema série resultante. Este filtro tem objetivo de excluir do cálculo componentes com taxas de falha desprezíveis e funciona da seguinte forma:

- 1) Somam-se as taxas de falha de todos os elementos do sistema série ( $\Sigma\lambda$ );
- 2) Verifica-se a relação entre cada uma das taxas dos componentes e o somatório das taxas

$$REL_i = \lambda_i / \Sigma\lambda \quad (3.3)$$

onde,

$REL_i$  : relação obtida entre a taxa do componente  $i$  e o somatório das taxas;

- 3) Caso  $REL_i$  seja inferior a uma determinada tolerância (geralmente  $1e-6$ ), desconsidera-se o componente dos cálculos.

Este *filtro* não apresentou deficiência em termos de precisão nos sistemas simulados. No caso da metodologia cronológica II o ganho em termos de tempo computacional não foi muito elevado. Contudo, este *filtro* será muito importante para a eficiência da metodologia analítica proposta. A implementação do *filtro* na metodologia cronológica II se deu por uma razão. Quando as metodologias MCC II e analítica proposta forem comparadas, em termos de tempo computacional, o número de componentes do sistema série resultante deve ser o mesmo. Caso o *filtro* seja utilizado somente em uma das metodologias, a comparação entre os tempos de CPU pode ficar prejudicada.

### 3.5.2 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA IEEE-RBTS

Analogamente à Seção 3.4.2 os índices de confiabilidade dos pontos de carga e do sistema serão calculados para o sistema teste IEEE-RBTS barra 2. Os resultados dos índices de confiabilidade dos pontos de carga estão mostrados na Tabela 3.6 para os mesmos 4 pontos de carga e podem ser comparados. A Tabela 3.6 difere da Tabela 3.1

por apresentar uma coluna a mais onde se encontra o tempo computacional<sup>16</sup> gasto na simulação. Este tempo será objeto de comparação com o tempo obtido na metodologia analítica proposta. A Tabela 3.7 apresenta os índices de confiabilidade do sistema e a Tabela 3.8 mostra as multas ocasionadas pela violação do índice DMIC ( $DMIC_P = 8$  horas).

O número de anos simulados foi superior a 1.200.000 na maioria dos pontos de carga. O coeficiente de incerteza ( $\beta$ ) foi calculado em relação ao índice RD (Tabela 3.8), caso fosse calculado em relação à duração média das falhas o número de anos seria bem inferior. O tempo computacional total gasto na simulação foi de 64 segundos isso representa em média 3,2 segundos por ponto de carga. Vale enfatizar que a medição do tempo é feita entre a entrada e a saída da sub-rotina que emprega simulação MCC.

Tabela 3.6 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica II (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]	Tempo [s]	$\beta$ [%]
LP01	0,2404	3,5758	14,8740	1.913,10	9,11	382,61	2,96	1,00
LP09	0,1408	0,4975	3,5328	572,10	572,10	2.771,90	1,41	1,00
LP12	0,2564	3,5765	13,9500	1.609,40	8,05	321,88	3,12	1,00
LP21	0,2532	3,5567	14,0480	2.013,10	2.013,10	17.514,00	3,09	1,00

Tabela 3.7 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica II (RBTS)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]
0,2490	3,5962	14,4410	0,9996	0,0004	3,75E+04	19,670	185.160,00

<sup>16</sup> Todas as simulações foram executadas em um Pentium III - 1,0 GHz - 256 kB Memória RAM.



Tabela 3.8 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica II (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	Risco	FICD [Int./ano]	RD [Horas/int.]	DICD [Horas/ano]	Fator [R\$/hora]	Penalidade [R\$/ano]
LP01	0,2403	0,1345	0,0323	92,443	2,988	1.069,60	3.195,90
LP09	0,1409	0,1318	0,0186	5,017	0,093	2.299,90	214,23
LP12	0,2557	0,1382	0,0353	82,579	2,918	899,63	2.625,00
LP21	0,2524	0,1270	0,0321	93,845	3,008	1.131,50	3.403,50

### 3.5.3 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA CEMIG-PAPAGAIOS

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos para os índices de confiabilidade de alguns pontos de carga e do sistema. O DMIC padrão considerado nesta simulação foi de 6 horas e as penalidades contidas na Tabela 3.11 foram calculadas com base neste valor. O tempo de simulação foi aproximadamente 8 horas, isso representa em média pouco menos de 8 minutos por ponto de carga. O critério de medição do tempo foi o mesmo utilizado na Seção 3.5.2. Oito pontos de carga foram escolhidos para comparação de índices e estão na Tabela 3.9. Nesta tabela, também, pode-se observar o tempo de simulação de cada ponto de carga, em segundos.

Tabela 3.9 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Cronológica II (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]	Tempo [s]	$\beta$ [%]
LP0001	17,5820	12,4220	0,7065	5.266,70	12,42	19.811,00	465,59	2,00
LP0002	17,5820	12,4220	0,7065	99,37	12,42	373,79	507,43	1,99
LP0015	29,4800	20,8330	0,7067	17.000,00	20,83	63.935,00	771,11	1,54
LP0016	29,4360	26,4740	0,8994	13.237,00	26,47	42.515,00	39,81	1,00
LP0028	16,9300	11,9590	0,7064	4.783,70	11,96	17.995,00	423,57	2,02
LP0029	16,9300	11,9600	0,7064	7.175,70	11,96	26.993,00	423,58	2,02
LP0035	29,6990	20,9890	0,7068	503,75	20,99	1.894,50	845,64	1,52
LP0036	29,6990	20,9890	0,7067	671,64	20,99	2.525,90	847,26	1,53

A Tabela 3.10 apresenta os índices de confiabilidade do sistema. O cálculo das multas referentes ao índice DMIC se encontra na Tabela 3.11 para os oito pontos de carga. Analisando o valor das multas percebe-se que a influência do índice DMIC é pouco

significativa neste sistema. O coeficiente  $\beta$  foi calculado em relação ao índice RD (Tabela 3.11).

Tabela 3.10 - Índices do Sistema: Metodologia Cronológica II (PAPG)

FEC	DEC	CAIDI	ASAI	ASUI	EENS	AENS	LOLC
[Int./ano]	[Horas/ano]	[H/Con.int]			[kWh/cons.]	[kWh/con.]	[US\$/ano]
23,9130	17,4570	0,73003	0,9980	0,0020	2,62E+05	19,72	968.050,00

Tabela 3.11 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Cronológica II (PAPG)

Ponto de Carga	FIC	Risco	FICD	RD	DICD	Fator	Penalidade
	[Int./ano]		[Int./ano]	[Horas/int.]	[Horas/ano]	[R\$/hora]	[R\$/ano]
LP0001	17,5820	0,0002	0,0036	0,71	0,0026	846,80	2,18
LP0002	17,5820	0,0002	0,0036	0,71	0,0026	15,98	0,04
LP0015	29,4800	0,0002	0,0061	0,70	0,0042	1.628,10	6,91
LP0016	29,4360	0,0096	0,2811	2,35	0,6601	996,98	658,07
LP0028	16,9300	0,0002	0,0035	0,69	0,0024	798,91	1,95
LP0029	16,9300	0,0002	0,0035	0,69	0,0024	1.198,40	2,92
LP0035	29,6990	0,0002	0,0062	0,72	0,0044	47,89	0,21
LP0036	29,6990	0,0002	0,0062	0,72	0,0044	63,85	0,28

É interessante notar que o DMIC não é um índice crítico neste sistema, pois as restaurações são suficientemente rápidas (verificar tabelas 3.9 e 3.10). Desta forma, a simulação demorou um tempo relativamente grande para convergir, pois o coeficiente de incerteza  $\beta$  foi calculado em relação ao índice RD. Muitos pontos de carga necessitaram mais de 1.000.000 de anos de simulação para atingir níveis de convergência entre 1% e 2%. Caso o tempo médio de restauração dos componentes fosse maior ou o coeficiente de incerteza fosse calculado com base na duração média das interrupções (índice R), a convergência seria bem mais rápida. Outra característica deste sistema é uma frequência de falha (FIC) extremamente alta (verificar Tabela 3.9). Os dados dos componentes do sistema foram obtidos junto a CEMIG.

### 3.6 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou duas metodologias cronológicas que possibilitam o cálculo dos índices de confiabilidade. Podem ser consideradas técnicas mistas, pois utilizam os conceitos e técnicas dos conjuntos mínimos de corte. Apresentam-se flexíveis, pois não se restringem a distribuições exponenciais para tempos de funcionamento, restauração e chaveamento. Além disso, permitem o cálculo das distribuições de probabilidade de diversos parâmetros dos pontos de carga ou sistema, o que pode ser muito relevante em alguns casos.

A segunda metodologia apresenta facilidades maiores em relação à implementação computacional, pois cada ponto de carga é analisado separadamente. A primeira técnica avalia o sistema e os pontos de carga simultaneamente e isso a torna mais complexa em termos de implementação. Entretanto, o cálculo das distribuições de probabilidade dos índices do sistema, e.g. FEC e DEC, é obtido de forma direta.

Em termos de tempo computacional, a primeira metodologia tem se apresentado mais eficiente, pois é feita somente uma análise para o sistema e os pontos de carga. Na segunda metodologia, o número de análises é igual ao número de pontos de carga. Entretanto, nenhuma comparação entre as duas simulações foi ilustrada. Devido à maneira como foram implementados os programas, comparações em termos de tempo computacional não traduziriam a verdade. Os motivos mais relevantes estão na variável aleatória utilizada no critério de convergência, a introdução ou não de filtros para excluir componentes com taxas desprezíveis e a utilização ou não de sistemas decompostos para calcular os índices de confiabilidade.

Vários resultados foram apresentados, incluindo o cálculo de diversos parâmetros relacionados ao índice DMIC. No capítulo seguinte estes mesmos parâmetros serão calculados, porém utilizando a metodologia analítica proposta. Comparações e análises serão realizadas no sentido de avaliar a eficiência e precisão do método proposto.

## CAPÍTULO 4

### METODOLOGIAS ANALÍTICAS

#### 4.1 INTRODUÇÃO

As técnicas denominadas analíticas foram as primeiras metodologias utilizadas para calcular os índices de confiabilidade dos Sistemas Elétricos. São amplamente difundidas, contudo vem perdendo espaço nos últimos anos para metodologias que empregam simulação Monte Carlo, geralmente cronológica. A razão mais forte para esta nova tendência é a menor flexibilidade que as metodologias analíticas apresentam, tais como: impossibilidade do cálculo de distribuições de probabilidade, ficam geralmente restritas a componentes que apresentam tempos de restauração, funcionamento e chaveamento exponenciais.

Neste capítulo duas metodologias analíticas serão apresentadas. Inicialmente será exposto o método analítico convencional, o qual faz uso dos conjuntos mínimos de corte, técnicas de Markov e de Frequência e Duração. Este método já foi objeto de comparações com a simulação Monte Carlo Sequencial em [BW99a, C02] e destaca-se pela rapidez em termos computacionais. O segundo método é uma nova proposta analítica para encontrar a função densidade de restauração dos pontos de carga. Este método pretende aliar a rapidez dos métodos analíticos com a maior flexibilidade das simulações cronológicas.

Parâmetros associados ao índice de continuidade brasileiro DMIC poderão ser avaliados, tal como a frequência com que um ponto de carga sofre interrupções superiores a um determinado número de horas. Os valores calculados serão comparados com as metodologias cronológicas apresentadas no capítulo anterior.

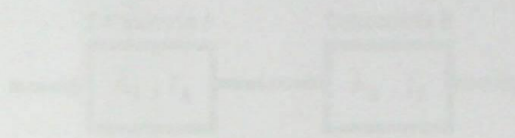


Figura 4.1 - Sistema de dois Componentes em Série

Um sistema de dois componentes em série é composto por dois componentes em série, onde, se um dos componentes falhar, todo o sistema ficará indisponível para os usuários. Para analisar sistemas de dois componentes A e B em série, veja a Figura 4.1. Caracterizaremos os tipos de falha como sendo  $\lambda_A$  e  $\lambda_B$  e os tempos de reparo (respectivamente) como  $\tau_A$  e  $\tau_B$  respectivamente. Assim, de acordo com [14], concluímos que o tempo de falha equivalente para este sistema ( $\lambda_{eq}$ ) é dado por:

$$\lambda_{eq} = \lambda_A + \lambda_B \tag{4.1}$$

o tempo de reparo equivalente ( $\tau_{eq}$ ) é:

$$\tau_{eq} = \frac{\lambda_A \tau_A + \lambda_B \tau_B}{\lambda_A + \lambda_B} \tag{4.2}$$

Analogamente, podemos calcular o tempo de falha e o tempo médio de reparo para um sistema série de n componentes, e obtemos por:

$$\lambda_{eq} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \tag{4.3}$$

## 4.2 TÉCNICAS DE FREQUÊNCIA E DURAÇÃO

A seguir será realizada uma revisão didática, apresentando os conceitos básicos para avaliação da confiabilidade em sistemas de distribuição utilizando metodologia analítica. O detalhamento destes conceitos se encontra na referência [BA83].

### 4.2.1 SISTEMA SÉRIE

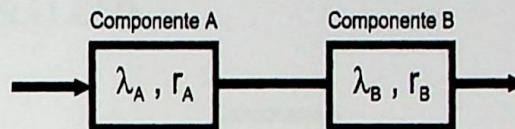


Figura 4.1 - Sistema com Dois Componentes Conectados em Série

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema série, se para o mesmo funcionar, todos os componentes devem obrigatoriamente estar em funcionamento. Como exemplo adotam-se dois componentes A e B em série, como mostrado na Figura 4.1. Consideram-se as taxas de falha como sendo  $\lambda_A$  e  $\lambda_B$  e os tempos de reparo (restauração) como  $r_A$  e  $r_B$ , respectivamente. Através da referência [BA83], demonstra-se que a taxa de falha equivalente para este sistema ( $\lambda_S$ ), é dada por

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \quad (4.1)$$

e o tempo de reparo equivalente ( $r_S$ ), é:

$$r_S = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_S} \quad (4.2)$$

Analogamente, pode-se deduzir que a taxa de falha e o tempo médio de reparo para um sistema série de  $n$  componentes, é expresso por:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (4.3)$$

$$r_S = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_S} \quad (4.4)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração estabelecidos em [BA83], a indisponibilidade ( $U_S$ ) pode ser calculada como:

$$U_S \cong \lambda_S r_S \quad (4.5)$$

### 4.2.2 SISTEMA PARALELO

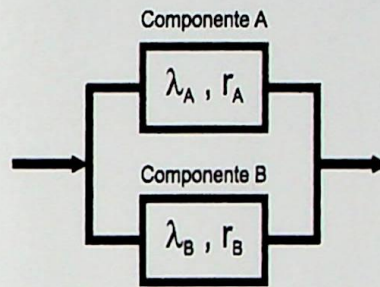


Figura 4.2 - Sistema com Dois Componentes Conectados em Paralelo

Do ponto de vista da confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema paralelo, se para o mesmo funcionar, é necessário que apenas um dos componentes esteja em funcionamento. Considere-se agora o caso de um sistema contendo dois componentes A e B em paralelo, como mostrado na Figura 4.2. Na referência [BA83], demonstra-se que a taxa de falha equivalente ( $\lambda_P$ ) é dada por:

$$\lambda_P = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \quad (4.6)$$

e o tempo de reparo equivalente ( $r_P$ ) é:

$$r_P = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \quad (4.7)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração estabelecidos em [BA83], a indisponibilidade ( $U_P$ ) pode ser calculada como:

$$U_P = \lambda_P r_P \quad (4.8)$$

As equações para o cálculo com três componentes, contidas em [BA83], são:

$$\lambda_P = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 (r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3) \quad (4.9)$$

$$r_P = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_1 r_3 + r_2 r_3} \quad (4.10)$$

$$U_P = \lambda_P r_P \quad (4.11)$$

### 4.3 MÉTODO ANALÍTICO CONVENCIONAL

A metodologia analítica convencional (metodologia analítica I) fornece geralmente os valores médios dos índices de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição. Entretanto, apesar de apresentar esta restrição, é extremamente rápida computacionalmente como pôde ser verificado por [BGCVF96, BW98]. A seguir será apresentado um algoritmo simplificado para o cálculo da confiabilidade. O programa utilizado para o cálculo destes índices está descrito em [C98].

#### 4.3.1 ALGORITMO SIMPLIFICADO

Para se calcular os índices de confiabilidade dos pontos de carga e do sistema através do método analítico convencional pode-se proceder da seguinte maneira:

- 1) Encontram-se todos os conjuntos mínimos de corte (até 2ª ordem) para todos os pontos de carga do sistema;
- 2) Calculam-se os equivalentes (1ª ordem) dos conjuntos mínimos de corte de 2ª ordem do ponto de carga analisado, fazendo uso das equações contidas na Seção 4.2.2 (Sistema Paralelo). Deste passo resulta um sistema série equivalente;
- 3) Calcula-se o equivalente do sistema série resultante através das equações contidas na Seção 4.2.1 (Sistema Série). Calculam-se os índices de confiabilidade do ponto de carga;
- 4) Se ainda existirem pontos de carga, retornar ao passo 2. Caso contrário, calculam-se os índices de confiabilidade do sistema.

Um dos inconvenientes desta técnica é a impossibilidade do cálculo de parâmetros associados ao índice de continuidade brasileiro DMIC, pois a distribuição de probabilidades dos tempos de restauração não foi calculada. A seguir serão apresentados os índices de confiabilidade calculados a partir desta metodologia.

### 4.3.2 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA IEEE-RBTS

Os índices de confiabilidade calculados nas seções anteriores serão apresentados da mesma forma. Entretanto, uma tabela contendo as penalidades ocasionadas pela violação do  $DMIC_P$  não poderá ser apresentada, pois esta metodologia não permite o cálculo da função densidade dos tempos de restauração. A Tabela 4.1 apresenta os índices de confiabilidade de alguns pontos de carga do sistema IEEE-RBTS Barra2. Na Seção 4.4 os índices calculados através das quatro metodologias serão comparados. Não foram realizadas comparações em termos de tempo computacional em relação a esta metodologia.

Tabela 4.1 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica I (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]
LP01	0,2403	3,5545	14,7950	1.901,66	9,06	380,33
LP09	0,1408	0,4963	3,5260	570,77	570,77	2.769,94
LP12	0,2565	3,6345	14,1686	1.635,51	8,18	327,10
LP21	0,2533	3,5641	14,0716	2.017,27	2.017,27	17.550,25

FIC : frequência de interrupção individual por UCS no ponto de carga [Int./ano];

DIC : duração de interrupção individual por UCS no ponto de carga [Horas/ano];

R : duração média de interrupção por UCS no ponto de carga [Horas/int.];

EENS : energia não suprida esperada no ponto de carga [kWh/ano];

AENS : energia não suprida esperada por consumidor no ponto de carga [kWh/ano.consumidor];

LOLC : custo da interrupção anual por ponto de carga [US\$/ano].

Tabela 4.2 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica I (RBTS)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/con.]	LOLC [US\$/ano]
0,2492	3,5909	14,4087	0,9996	0,0004	3,75E+04	19,657	185.126,91

- FEC : frequência equivalente de interrupção por UCS [Interrupções/ano];
- DEC : duração equivalente de interrupção por UCS [Horas/ano];
- CAIDI : duração média de interrupção por UCS no sistema [Horas/interrupção];
- ASAI : probabilidade de encontrar o sistema funcionando;
- ASUI : probabilidade de encontrar o sistema falhado;
- EENS : energia não suprida esperada para o sistema [kWh/ano];
- AENS : energia não suprida esperada por consumidor do sistema [kWh/ano.consumidor];
- LOLC : custo de interrupção anual para o sistema [US\$/ano].

### 4.3.3 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA CEMIG-PAPAGAIOS

A Tabela 4.3 ilustra os resultados obtidos para os pontos de carga e a Tabela 4.4 os resultados obtidos para o sistema. Da mesma forma que para o Sistema IEEE-RBTS, a tabela contendo as multas relativas à violação do  $DMIC_p$  não pôde ser obtida.

Tabela 4.3 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica I (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]
LP0001	17,6072	12,4302	0,7060	5.270,41	12,43	19.832,42
LP0002	17,6145	12,4389	0,7062	99,51	12,44	374,40
LP0015	29,5717	20,8849	0,7062	17.042,07	20,88	64.115,68
LP0016	29,5717	26,5771	0,8987	13.288,56	26,58	42.704,21
LP0028	16,9510	11,9657	0,7059	4.786,28	11,97	18.011,64
LP0029	16,9674	11,9821	0,7062	7.189,26	11,98	27.048,69
LP0035	29,8202	21,0692	0,7065	505,66	21,07	1.901,97
LP0036	29,8246	21,0746	0,7066	674,39	21,07	2.536,46

Tabela 4.4 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica I (PAPG)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.Int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/cons.]	AENS [kWh/con.]	LOLC [US\$/ano]
23,9982	17,5108	0,72967	0,9980	0,0020	2,63E+05	19,78	971.230,13

$$P_{0 \rightarrow 1} = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3}$$

onde,

$P_{0 \rightarrow 1}$  : Probabilidade do sistema transitar do estado 0 para o estado 1;

$\lambda_1$  : Taxa de falha do componente 1.

Em termos mais gerais

$$P_{0 \rightarrow j} = \frac{\lambda_j}{\sum_{i=1}^{NC} \lambda_i} \quad (4.27)$$

onde,

$P_{0 \rightarrow j}$  : Probabilidade do sistema transitar do estado 0 para o estado j;

$\lambda_j$  : Taxa de falha do componente j;

No caso do exemplo acima existem três probabilidades associadas à transição do estado 0. A questão resume-se em responder a seguinte pergunta: Dado que o sistema falhou através de uma transição do estado 0 para o estado j, qual é a distribuição de probabilidade do tempo que o sistema permanece na região  $\alpha$ , i.e. duração das interrupções? Neste exemplo, o sistema pode falhar de três maneiras (transitando do estado 0 para os estados 1, 2 e 3) sendo que cada uma delas possui uma probabilidade associada. Portanto, o vetor de probabilidades iniciais é obtido da seguinte forma

$$P_0 = \begin{bmatrix} P_{0 \rightarrow 1} \\ P_{0 \rightarrow 2} \\ P_{0 \rightarrow 3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \therefore P_0 = \begin{bmatrix} \lambda_1 / \Sigma \lambda \\ \lambda_2 / \Sigma \lambda \\ \lambda_3 / \Sigma \lambda \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

onde

$\Sigma \lambda$  : Somatório das taxas de falha de todos os elementos do sistema série.

A utilização deste vetor contempla as diferentes probabilidades de transição da região de funcionamento para falha. As Seções 4.4.1 e 4.4.2 formam a base para calcular as funções densidade e probabilidade dos tempos de restauração de um sistema série. A primeira delas apresenta as equações que serão utilizadas (4.21) e (4.22) e a segunda apresenta a montagem da matriz A e do vetor  $P_0$ . Esta matriz, como pôde ser observado, apresenta algumas simplificações e considerações importantes que facilitam a resolução do problema. Entretanto, um fator importante associado a matriz A ainda não foi discutido. A forma como será realizado o cálculo de  $e^{At}$  talvez seja um dos maiores problemas em termos de precisão e tempo computacional da metodologia apresentada.

### 4.4.3 CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DE $e^{At}$

Vários métodos foram propostos para calcular  $e^{At}$ . Em [MV78] são apresentadas 19 técnicas diferentes para solucionar o problema, sendo que a maioria proporciona resultados dúbios em termos numéricos. A referência [HFS01] propõe uma técnica mais simples que as apresentadas em [MV78], entretanto, esta técnica não é comparada em termos de precisão e eficiência com as demais. Golub e Van Loan descrevem em [GV96] um algoritmo simplificado para possibilitar o cálculo da exponencial de uma matriz. Nesta referência também são citados possíveis problemas

numéricos decorrentes de algumas aproximações, contudo esta técnica pode ser considerada satisfatória. Nesta dissertação foi utilizado um algoritmo obtido a partir de uma sub-rotina de MATLAB e que utiliza a Aproximação de Padé com um algoritmo “*scaling and squaring*”. Esta rotina baseia-se nos conceitos encontrados nas referências [MV78] e [GV96].

Os aproximadores de Padé são funções racionais que podem ser vistas como uma generalização dos Polinômios de Taylor. Uma classe de aproximadores de Padé muito utilizada está definida abaixo:

$$R_{pq}(z) = \frac{N_{pq}(z)}{D_{pq}(z)} \quad (4.29)$$

onde,

$$N_{pq}(z) = \sum_{k=0}^p \frac{(p+q-k)!p!}{(p+q)!k!(p-k)!} z^k$$

$$D_{pq}(z) = \sum_{k=0}^q \frac{(p+q-k)!q!}{(p+q)!k!(q-k)!} (-z)^k$$

notar que

$$R_{p0}(z) = 1 + z + \dots + \frac{z^p}{p!}$$

é o Polinômio de Taylor de  $p^{\text{ésima}}$  ordem.

Devido a uma característica inerente às Aproximações de Padé esta metodologia fornece respostas boas somente perto da origem. Este problema pode ser contornado fazendo uso de uma propriedade fundamental das funções exponenciais

$$e^A = \left(e^{A/m}\right)^m \quad (4.30)$$

onde,

$m$  : Fator utilizado para escalonar a matriz  $A$  ( $n^\circ$  obtido pela potência de 2).

A idéia é escalonar a matriz  $A$  através de  $m$  de forma a encontrar uma aproximação precisa para  $e^{A/m}$ . Se  $m$  for um número obtido pela potência de 2, então pode-se formar a matriz  $(e^{A/m})^m$  por enquadramentos (*squaring*) sucessivos tornando o processo mais eficiente. O sucesso deste procedimento depende da precisão da aproximação que se encontra definida em [GV96].

Outro aspecto relevante está na possibilidade da matriz estar mal condicionada e ocasionar problemas no cálculo. Esta verificação é realizada através do número condicionador da exponencial da matriz, caso este número seja relativamente grande, pequenas variações em  $A$  podem induzir grandes mudanças em  $e^{At}$  [GV96]. Infelizmente, não é fácil encontrar quais são as matrizes  $A$  para as quais este número condicionador é grande. Uma análise nos autovalores da matriz  $A$  poderia, talvez, trazer alguma informação adicional ao problema, entretanto, esta análise não necessariamente indica se uma matriz está ou não bem condicionada para calcular  $e^{At}$ .

Em termos de eficiência (tempo computacional), um dos fatores fundamentais é a dimensão da matriz  $A$ . O algoritmo empregado utiliza multiplicação de matrizes em diversas etapas do processo para solucionar  $e^{At}$ . A medida que as dimensões da matriz se tornam relativamente grandes, estas operações requerem um tempo computacional mais elevado e podem prejudicar a eficiência do processo. Na Seção 4.4.2 foi visto que a matriz  $A$  é montada considerando os estados da 2ª e 3ª camadas, sendo que a sua dimensão é igual ao número de estados destas duas camadas. De forma a exemplificar melhor o problema serão consideradas duas hipóteses: 15 (quinze) e 30 (trinta) elementos conectados em série. O número de estados da 2ª e 3ª camadas pode ser calculado utilizando a teoria combinatorial da seguinte forma

$$NE_{15} = C_1^{15} + C_2^{15} \therefore NE_{15} = \frac{15!}{(15-1)! 1!} + \frac{15!}{(15-2)! 2!}$$

$$NE_{15} = 15 + 105 \therefore NE_{15} = 120$$

$$NE_{30} = C_1^{30} + C_2^{30} \therefore NE_{30} = \frac{30!}{(30-1)! 1!} + \frac{30!}{(30-2)! 2!}$$

$$NE_{30} = 30 + 435 \therefore NE_{30} = 465$$

As dimensões das matrizes serão  $A_{15} = 120 \times 120$  e  $A_{30} = 465 \times 465$ . Percebe-se à medida que o número de componentes em série aumenta, a dimensão da matriz cresce de forma dramática. Portanto, se de alguma forma for possível reduzir as dimensões da matriz, sem prejudicar a precisão dos resultados, pode-se obter uma metodologia mais eficiente. O *filtro* comentado na Seção 3.5.1 tem justamente este objetivo, pois exclui dos cálculos componentes com taxas de falha desprezíveis, reduzindo o número de elementos do sistema série.

#### 4.4.4 CÁLCULO DE PARÂMETROS ASSOCIADOS AO DMIC

As equações 4.21 e 4.22 estão na forma vetorial, contudo podem ser escritas na forma escalar

$$f(t) = -P_0 A e^{At} \mathbf{1} \quad (4.31)$$

$$F(t) = \mathbf{1} - P_0 e^{At} \mathbf{1} \quad (4.32)$$

onde,

$f(t)$  : Função densidade de probabilidade;

$F(t)$  : Função distribuição de probabilidade (probabilidade acumulada);

$P_0$  : Vetor contendo as probabilidades iniciais de cada estado;

$\mathbf{1}$  :  $[1, 1, 1, \dots, 1, 1]^T$ .

**A) Cálculo do RISCO**

A Figura 4.6 ilustra uma função probabilidade acumulada hipotética. Considerando que esta função represente os tempos de restauração de um ponto de carga, é possível calcular a probabilidade de uma interrupção ser superior a determinado tempo. Esta probabilidade é denominada Risco e o cálculo é dado por  $(1 - F(t))$ . Considerando  $t = DMIC_P$ , é possível calcular o Risco de uma interrupção violar o limite exigido na legislação.

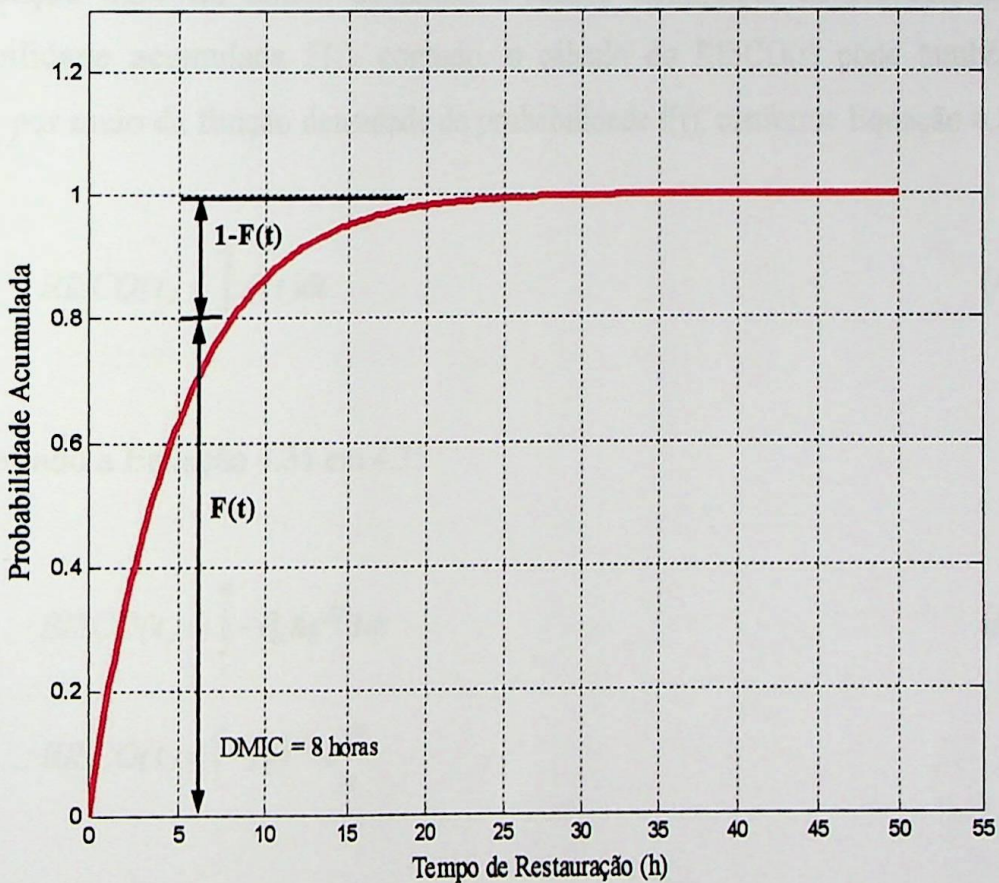


Figura 4.6 - Função Probabilidade Acumulada para Ilustrar o Cálculo do Risco.

$$F(t) = 1 - P_0 e^{-At} \quad \therefore \quad 1 - F(t) = P_0 e^{-At} \tag{4.33}$$

Verificando na Figura 4.6, pode-se concluir que  $1 - F(t) = Risco(t)$ , onde o  $Risco(t)$  representa a probabilidade de uma determinada restauração exceder o tempo  $t$ . Se  $t = DMIC_P$ , tem-se a probabilidade de violação do índice DMIC.

$$RISCO(DMIC_P) = P_0 e^{A DMIC_P} \mathbf{1} \quad (4.34)$$

onde,

$RISCO(t)$ : Probabilidade de uma interrupção exceder o valor do  $DMIC_P$ ;

$P_0$  : Vetor contendo as probabilidades iniciais de cada um dos estados;

$e^{At}$  : Exponencial da matriz  $A$  (obtida na Seção 4.4.2).

A Equação 4.34 foi obtida utilizando a função distribuição de probabilidade ou probabilidade acumulada  $F(t)$ , contudo, o cálculo do  $RISCO(t)$  pode também ser obtido por meio da função densidade de probabilidade  $f(t)$ , conforme Equação 4.35

$$RISCO(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \quad (4.35)$$

substituindo a Equação 4.31 em 4.35

$$RISCO(t) = \int_t^{\infty} -P_0 A e^{At} \mathbf{1} dt \quad (4.36)$$

$$RISCO(t) = \left[ -P_0 e^{At} \mathbf{1} \right]_t^{\infty}$$

resolvendo a integral para  $t = DMIC_P$

$$RISCO(DMIC_P) = \left[ -P_0 e^{At} \mathbf{1} \right]_{DMIC_P}^{\infty}$$

e sendo a diagonal principal da matriz  $A$  dominante e negativa

$$\lim_{t \rightarrow \infty} e^{At} = 0$$

$$\begin{aligned}
 RISCO(DMIC_P) &= -(0 - P_0 e^{ADMIC_P} \mathbf{1}) \\
 RISCO(DMIC_P) &= P_0 e^{ADMIC_P} \mathbf{1}
 \end{aligned}
 \tag{4.37}$$

**B) Cálculo da duração média das interrupções (r)**

O cálculo da duração média das interrupções pode ser obtido, segundo a referência [L95], através da Equação 4.38

$$r = -P_0 A^{-1} \mathbf{1}
 \tag{4.38}$$

onde

r : Duração média de uma interrupção [Horas/interrupção];

A<sup>-1</sup> 1 : Solução do sistema de equações AX = b, onde b = 1.

**C) Cálculo da média das diferenças entre DMIC<sub>V</sub> e DMIC<sub>P</sub> (RD)**

Outro parâmetro importante que deve ser calculado é RD descrito anteriormente na Seção 2.6.1 como a diferença média entre o DMIC<sub>V</sub> e o DMIC<sub>P</sub>. Este parâmetro pode ser calculado da seguinte forma

$$RD(t) = \frac{1}{RISCO(t)} \int_t^\infty (t - DMIC_P) f(t) dt
 \tag{4.39}$$

$$RD(t) = \frac{1}{RISCO(t)} \left[ \int_t^\infty t f(t) dt - DMIC_P \int_t^\infty f(t) dt \right]
 \tag{4.40}$$

substituindo a Equação 4.35 em 4.40

$$RD(t) = \frac{1}{RISCO(t)} \left[ \int_t^{\infty} t f(t) dt - DMIC_P RISCO(t) \right] \quad (4.41)$$

simplificando

$$RD(t) = \left( \frac{1}{RISCO(t)} \int_t^{\infty} t f(t) dt \right) - DMIC_P \quad (4.42)$$

substituindo a Equação 4.31 em 4.42

$$RD(t) = \frac{1}{RISCO(t)} \left( -P_0 \int_t^{\infty} A t e^{At} dt \right) - DMIC_P \quad (4.43)$$

Resolvendo a integral para  $t = DMIC_P$ , obtém-se a Equação 4.44. Para melhor visualização a notação  $DMIC_P$  foi alterada para  $D_P$ .

$$RD(D_P) = \frac{1}{RISCO(D_P)} \left( -P_0 A \left[ (I t - A^{-1}) A^{-1} e^{At} \right]_{D_P}^{\infty} I \right) - D_P \quad (4.44)$$

$$RD(D_P) = \frac{1}{RISCO(D_P)} \left( P_0 A (I D_P - A^{-1}) A^{-1} e^{AD_P} I \right) - D_P$$

$$RD(D_P) = \frac{1}{RISCO(D_P)} \left( P_0 (AD_P - I) A^{-1} e^{AD_P} I \right) - D_P$$

$$RD(D_P) = \frac{1}{RISCO(D_P)} \left( P_0 (I D_P - A^{-1}) e^{AD_P} I \right) - D_P$$

$$RD(D_P) = \left( \frac{D_P P_0 e^{AD_P} I}{RISCO(D_P)} - \frac{P_0 A^{-1} e^{AD_P} I}{RISCO(D_P)} \right) - D_P \quad (4.45)$$

substituindo a Equação 4.34 em 4.45

$$RD(D_P) = \left( \frac{D_P RISCO(D_P)}{RISCO(D_P)} - \frac{P_0 A^{-1} e^{AD_P} 1}{RISCO(D_P)} \right) - D_P \tag{4.46}$$

simplificando

$$RD(D_P) = \left( D_P - \frac{P_0 A^{-1} e^{AD_P} 1}{RISCO(D_P)} \right) - D_P \tag{4.47}$$

$$RD(D_P) = \frac{-P_0 A^{-1} e^{AD_P} 1}{RISCO(D_P)} \tag{4.48}$$

#### 4.4.5 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA IEEE-RBTS

A seguir serão expostos os resultados obtidos a partir da metodologia proposta. Na Tabela 4.5 estão calculados os índices de confiabilidade de alguns pontos de carga (os mesmos calculados nas seções anteriores). A Tabela 4.6 apresenta os índices de confiabilidade do sistema IEEE-RBTS barra 2 e a Tabela 4.7 ilustra alguns parâmetros e as penalidades relacionadas ao DMIC para cada ponto de carga. O  $DMIC_P$  considerado nos cálculos foi de 8 horas. O tempo total gasto na simulação foi de 0,25 segundos, o que representa uma média de 0,0125 segundo por ponto de carga. O tempo computacional foi calculado entre o início e o fim da sub-rotina. Comparando com o tempo computacional gasto pela metodologia cronológica II, verifica-se que este método apresentou maior eficiência (cerca de 255 vezes mais rápido neste caso). Apesar da grande diferença, ambos podem ser considerados rápidos.

Tabela 4.5 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Analítica Proposta (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]	Tempo [Segundos]
LP01	0,2402	3,5533	14,7960	1.901,00	9,05	380,20	0,019
LP09	0,1407	0,4963	3,5261	570,71	570,71	2.769,60	0,003
LP12	0,2564	3,6331	14,1700	1.634,90	8,17	326,98	0,012
LP21	0,2532	3,5628	14,0740	2.016,50	2.016,50	17.544,00	0,020

Tabela 4.6 - Índices do Sistema: Metodologia Analítica Proposta (RBTS)

FEC	DEC	CAIDI	ASAI	ASUI	EENS	AENS	LOLC
[Int./ano]	[Horas/ano]	[H/Con.int]			[kWh/ano]	[kWh/con.]	[US\$/ano]
0,2491	3,5897	14,4100	0,9996	0,0004	3,75E+04	19,650	185.060,00

Tabela 4.7 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Analítica Proposta (RBTS)

Ponto de Carga	FIC	Risco	FICD	RD	DICD	Fator	Penalidade
	[Int./ano]		[Int./ano]	[Horas/int.]	[Horas/ano]	[R\$/hora]	[R\$/ano]
LP01	0,2402	0,1339	0,0321	92,396	2,970	1.069,60	3.176,60
LP09	0,1408	0,1306	0,0184	4,999	0,092	2.299,90	211,28
LP12	0,2564	0,1381	0,0354	84,348	2,986	899,63	2.686,60
LP21	0,2532	0,1269	0,0321	92,445	2,970	1.131,50	3.360,60

O coeficiente  $\beta$  verificado na simulação cronológica II apresentou uma convergência melhor, em torno de 1% . Portanto, nas tabelas a seguir, os resultados obtidos através da metodologia analítica proposta serão comparados com os resultados encontrados via simulação cronológica II.

As duas tabelas seguintes ilustram a diferença percentual entre o cálculo do RISCO e do DICD para dois pontos de carga do sistema IEEE-RBTS. A primeira coluna representa o  $DMIC_p$  utilizado na simulação variando de 4 até 14 horas. As colunas 2 e 3 representam a probabilidade de uma interrupção exceder o  $DMIC_p$  através das duas metodologias. As colunas 4 e 5 representam o somatório anual médio das diferenças entre  $DMIC_v$  e  $DMIC_p$ . As colunas 6 e 7 representam a diferença percentual entre as duas metodologias. Notação:

Análítico: metodologia analítica proposta (Seção 4.4);

MCC: simulação Monte Carlo Cronológica II (Seção 3.5).

Tabela 4.8 - Comparação entre Metodologias: Ponto de Carga 1 (RBTS)

DMIC [Horas]	Risco		DICD [horas/ano]		$\Delta$ Risco [%]	$\Delta$ DICD [%]
	Análítico	MCC	Análítico	MCC		
4	0,2306	0,2313	3,1379	3,1689	0,32	0,98
6	0,1712	0,1717	3,0426	3,0649	0,29	0,73
8	0,1339	0,1344	2,9700	2,9908	0,43	0,70
10	0,1089	0,1096	2,9121	2,9391	0,66	0,92
12	0,0919	0,0931	2,8641	2,8838	1,21	0,68
14	0,0804	0,0812	2,8229	2,8377	0,97	0,52

Tabela 4.9 - Comparação entre Metodologias: Ponto de Carga 9 (RBTS)

DMIC [Horas]	Risco		DICD [horas/ano]		$\Delta$ Risco [%]	$\Delta$ DICD [%]
	Análítico	MCC	Análítico	MCC		
4	0,2934	0,2932	0,2048	0,2072	0,08	1,15
6	0,1950	0,1943	0,1371	0,1374	0,39	0,23
8	0,1306	0,1321	0,0919	0,0928	1,15	1,05
10	0,0875	0,0878	0,0616	0,0621	0,29	0,89
12	0,0587	0,0594	0,0413	0,0417	1,20	0,98
14	0,0393	0,0399	0,0277	0,0279	1,56	0,84

A seguir estão ilustrados gráficos contendo a função densidade dos tempos de restauração para dois pontos de carga. A aderência entre as funções densidade calculadas via simulação MCC e metodologia analítica proposta pode ser considerada satisfatória para os dois pontos de carga analisados, como se pode verificar nas Figuras 4.7 e 4.8. Os pontos de carga foram escolhidos aleatoriamente e as médias são  $r_1 = 14,796$  e o segundo  $r_9 = 3,526$ . Além das funções densidade, o gráfico contempla uma exponencial pura com média igual a das distribuições. Os pontos de carga (PC) escolhidos foram 1 e 9.

Os gráficos das probabilidades acumuladas dos tempos de restauração também foram obtidos para estes dois pontos de carga e podem ser visualizados nas Figuras 4.9 e 4.10. A aderência destes gráficos também foi satisfatória.

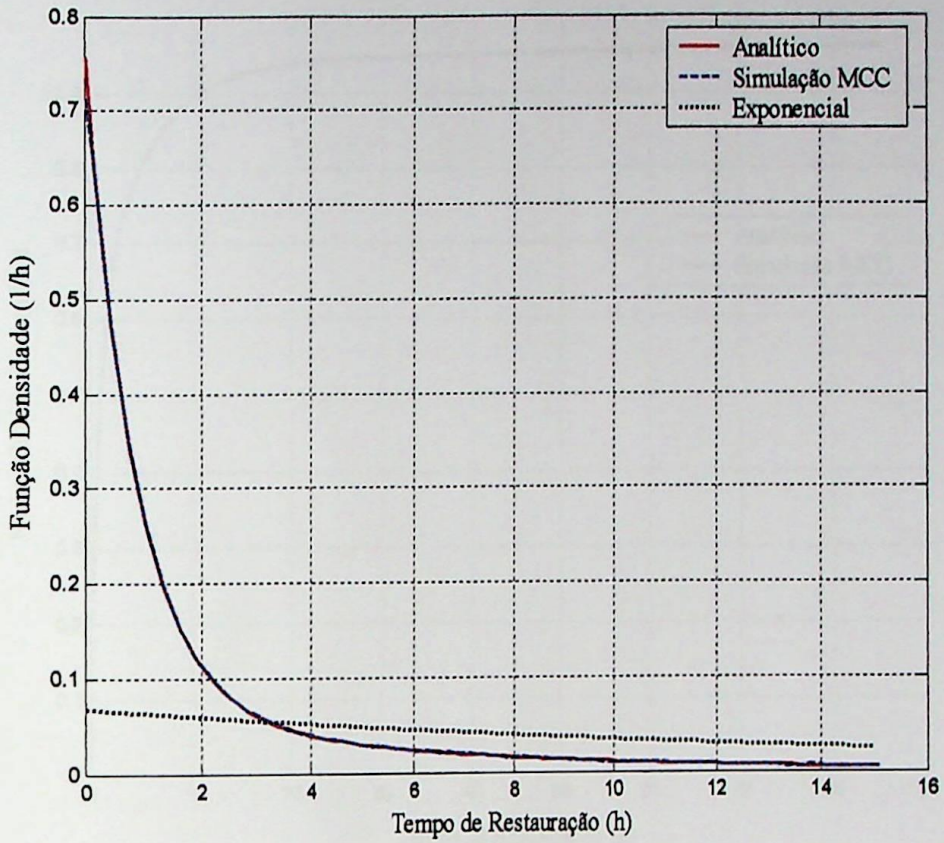


Figura 4.7 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 1 (RBTS)

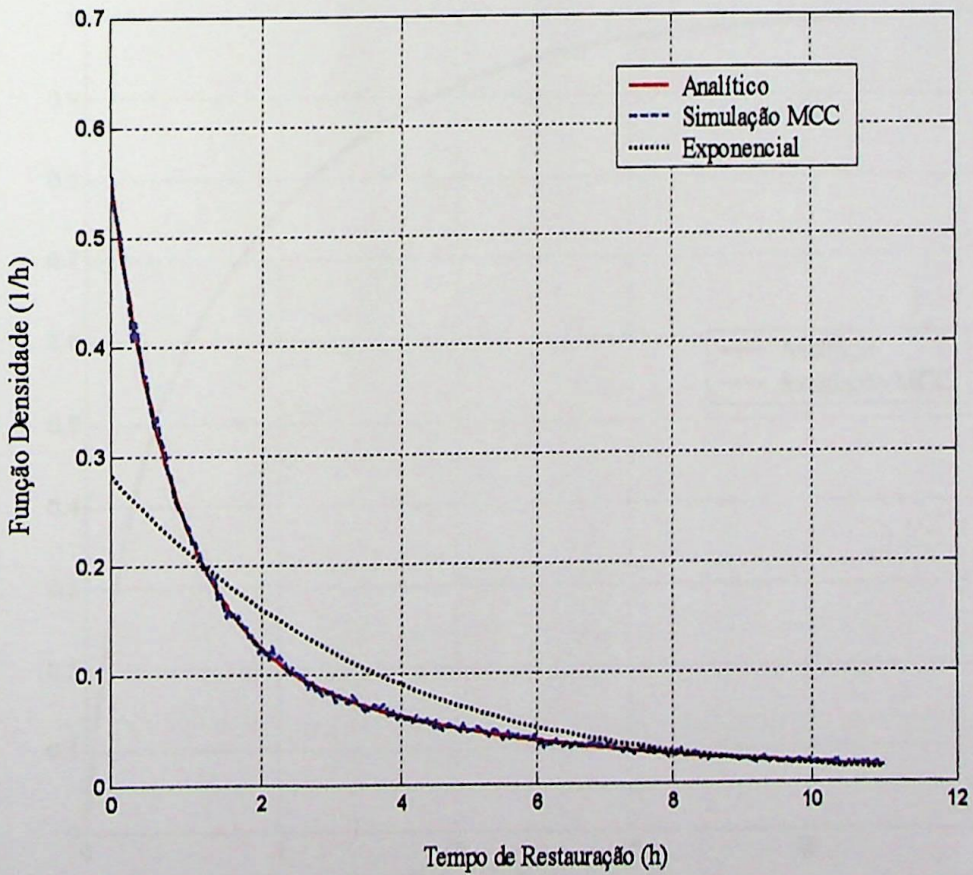


Figura 4.8 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 9 (RBTS)

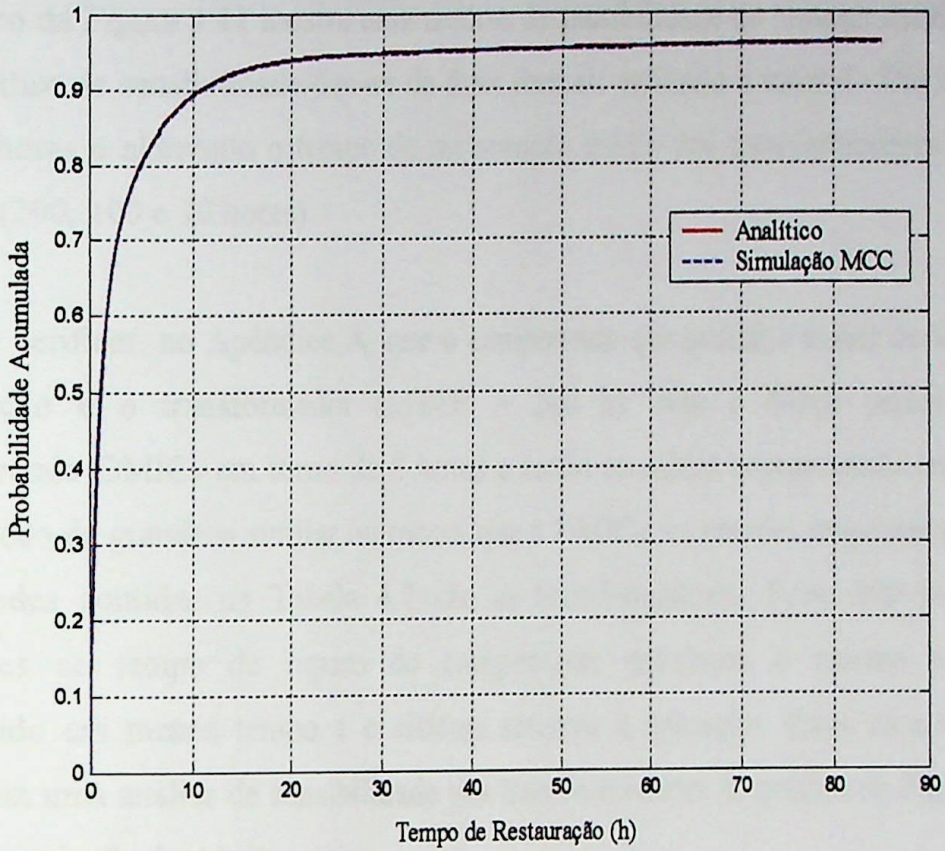


Figura 4.9 - Probabilidade Acumulada dos Tempos de Restauração: PC 1 (RBTS)

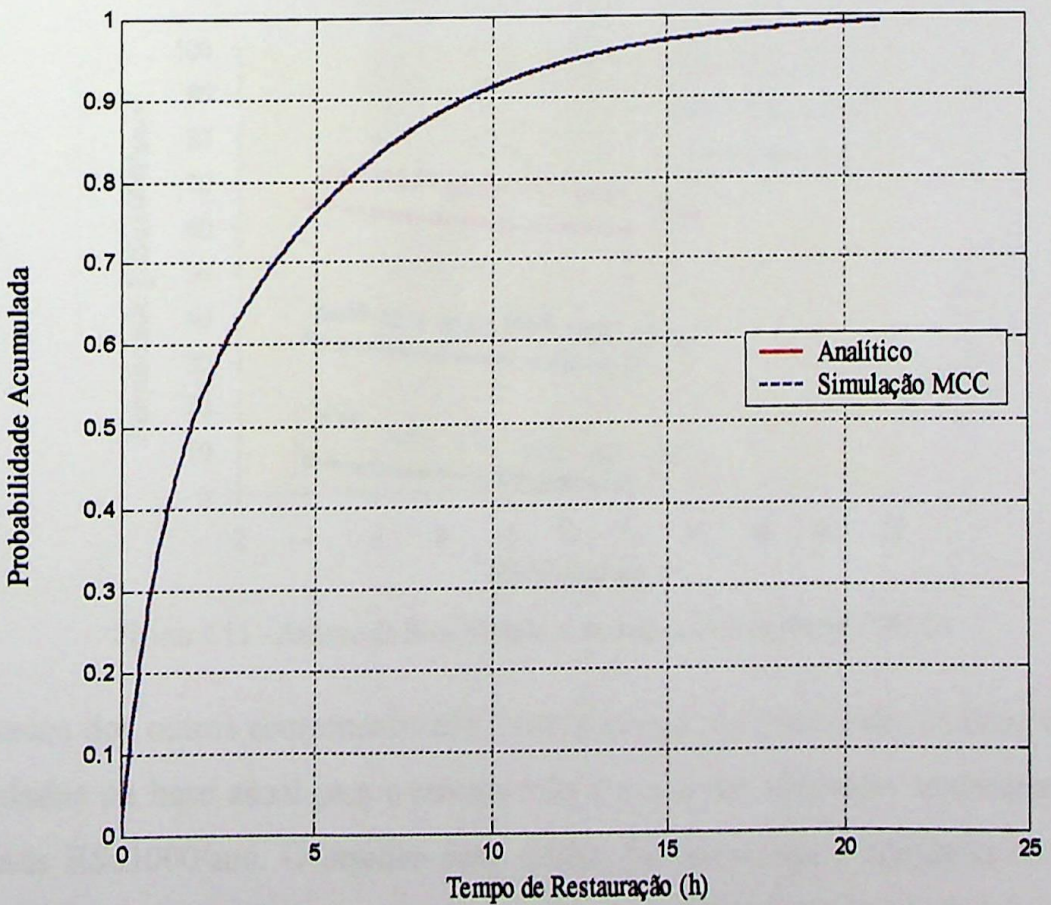


Figura 4.10 - Probabilidade Acumulada dos Tempos de Restauração: PC 9 (RBTS)

O gráfico da Figura 4.11 mostra uma análise de sensibilidade no sistema IEEE-RBTS. Esta análise de sensibilidade deu-se de duas formas: variando o valor do  $DMIC_P$  entre 4 e 14 horas e alterando o tempo de restauração médio dos transformadores em três valores (200, 100 e 10 horas).

Pode-se verificar, no Apêndice A, que o componente que possui o maior de tempo de restauração é o transformador ( $MTTR = 200$  h). Não é difícil perceber que, considerando  $DMIC_P$  em torno de 8 horas e tendo os outros componentes tempos de restauração de grandeza similar ou menor que o  $DMIC_P$ , os grandes responsáveis pelas penalidades contidas na Tabela 4.7 são os transformadores. Estas 200 horas são referentes ao tempo de reparo do componente, entretanto o mesmo pode ser substituído em menos tempo e o sistema retornar a operação. Estas características justificam uma análise de sensibilidade nos transformadores. O gráfico da Figura 4.11 ilustra a variação das multas.

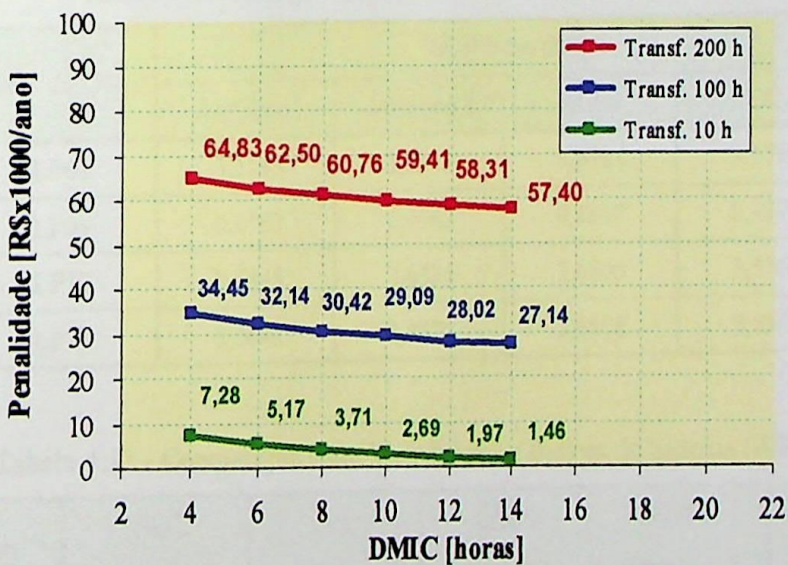


Figura 4.11 - Análise de Sensibilidade Associada ao Índice DMIC (RBTS)

Os dados dos outros componentes não foram alterados. As penalidades (multas) estão calculadas na base anual para o sistema todo e o eixo das ordenadas se encontra na unidade R\$ x 1000/ano. O objetivo deste gráfico foi caracterizar a influência de dois parâmetros nas penalidades ocasionadas no Sistema IEEE-RBTS barra 2. O primeiro e

mais suave está relacionado à variação do  $DMIC_p$ , ou seja, a medida que o limite de horas vai sendo aumentado, os valores das multas diminuem. O segundo fator, e que neste sistema apresentou grande variação, foi a redução dos tempos de restauração de componentes críticos (transformadores).

Comparações entre as metodologias apresentadas podem ser vistas a seguir em relação ao FIC, DIC e alguns índices do sistema.

Tabela 4.10 - Comparação entre Metodologias: FIC (RBTS)

Ponto de Carga	FIC (Interrupções/ano)			
	Analítico I	Analítico II	MCC I	MCC II
LP01	0,2403	0,2402	0,2420	0,2404
LP09	0,1408	0,1407	0,1376	0,1408
LP12	0,2565	0,2564	0,2575	0,2564
LP21	0,2533	0,2532	0,2534	0,2532

Tabela 4.11 - Comparação entre Metodologias: DIC (RBTS)

Ponto de Carga	DIC (Horas/ano)			
	Analítico I	Analítico II	MCC I	MCC II
LP01	3,5545	3,5533	3,5723	3,5758
LP09	0,4963	0,4963	0,4898	0,4975
LP12	3,6345	3,6331	3,6898	3,5765
LP21	3,5641	3,5628	3,6868	3,5567

Tabela 4.12 - Comparação entre Metodologias: Índices do Sistema (RBTS)

MÉTODO	FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/con.]	LOLC [US\$/ano]
MCC I	0,2513	3,7016	37.495,07	19,65	178.969,54
MCC II	0,2490	3,5962	37.530,00	19,67	185.160,00
Analítico I	0,2492	3,5909	37.505,69	19,66	185.126,91
Analítico II	0,2491	3,5897	37.493,00	19,65	185.060,00

#### 4.4.6 RESULTADOS OBTIDOS PARA O SISTEMA CEMIG-PAPAGAIOS

A seguir estão expostos os resultados obtidos para o sistema da cidade de Papagaios. O tempo computacional aproximado gasto pela metodologia proposta foi de 19,23 minutos (sistema) e 19 segundos (ponto de carga). Via metodologia cronológica II o tempo gasto foi aproximadamente 8 horas (sistema) e 7,87 minutos (ponto de carga). Neste caso, a técnica proposta foi cerca de 25 vezes mais rápida, contudo, esta eficiência varia considerando diferentes sistemas. Na realidade, o tempo computacional está intimamente ligado a dimensão do sistema série resultante. Caso este sistema possua grande quantidade de elementos, a metodologia analítica será, provavelmente, mais lenta. A introdução do *filtro*, portanto, é fundamental para melhorar o desempenho do método proposto. Apesar de não se poder afirmar e garantir que a metodologia proposta é mais rápida em todos os casos, a mesma mostrou-se bem competitiva.

Tabela 4.12 - Índices dos Pontos de Carga: Metodologia Proposta (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [Horas/ano]	R [Horas/int.]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/cons.]	LOLC [US\$/ano]	TEMPO [s]
LP0001	17,5790	12,4160	0,7063	5.264,60	12,42	19.805,00	1,87
LP0002	17,5790	12,4160	0,7063	99,33	12,42	373,68	1,81
LP0015	29,4800	20,8310	0,7066	16.998,00	20,83	63.933,00	0,90
LP0016	29,4610	26,5050	0,8997	13.252,00	26,51	42.553,00	0,89
LP0028	16,9270	11,9550	0,7063	4.782,00	11,96	17.990,00	0,07
LP0029	16,9270	11,9550	0,7063	7.173,00	11,96	26.986,00	0,06
LP0035	29,7070	20,9930	0,7067	503,84	20,99	1.894,90	42,92
LP0036	29,7070	20,9930	0,7067	671,79	20,99	2.526,60	42,91

Tabela 4.13 - Índices do Sistema: Metodologia Proposta (PAPG)

FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	CAIDI [H/Con.int]	ASAI	ASUI	EENS [kWh/cons.]	AENS [kWh/con.]	LOLC [US\$/ano]
23,9150	17,4570	0,72996	0,9980	0,0020	2,62E+05	19,724	968.120,00

Tabela 4.14 - Multas Devido ao DMIC: Metodologia Proposta (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	Risco	FICD [Int./ano]	RD [Horas/int.]	DICD [Horas/ano]	Fator [R\$/hora]	Penalidade [R\$/ano]
LP0001	17,5790	0,0002	0,0036	0,71	0,0026	846,80	2,16
LP0002	17,5790	0,0002	0,0036	0,71	0,0026	15,98	0,04
LP0015	29,4800	0,0002	0,0061	0,71	0,0043	1.628,10	7,02
LP0016	29,4610	0,0096	0,2814	2,37	0,6663	996,97	664,27
LP0028	16,9270	0,0002	0,0035	0,71	0,0025	798,91	1,96
LP0029	16,9270	0,0002	0,0035	0,71	0,0025	1.198,40	2,94
LP0035	29,7070	0,0002	0,0061	0,71	0,0044	47,89	0,21
LP0036	29,7070	0,0002	0,0061	0,71	0,0044	63,85	0,28

A seguir serão apresentadas as funções densidade dos tempos de restauração obtidas através de dois métodos, para alguns pontos de carga do sistema. As Figuras 4.12 e 4.13 ilustram as funções densidade e probabilidade acumulada dos tempos de restauração do ponto de carga 17.

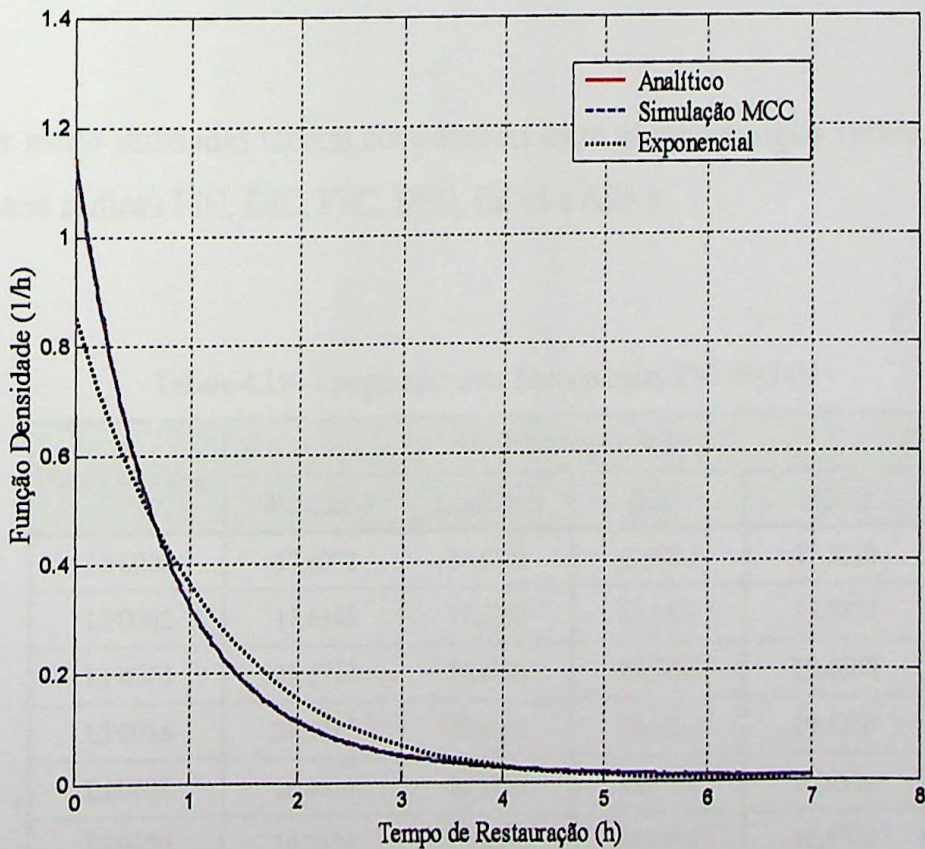


Figura 4.12 - Função Densidade dos Tempos de Restauração: PC 17 (PAPG)

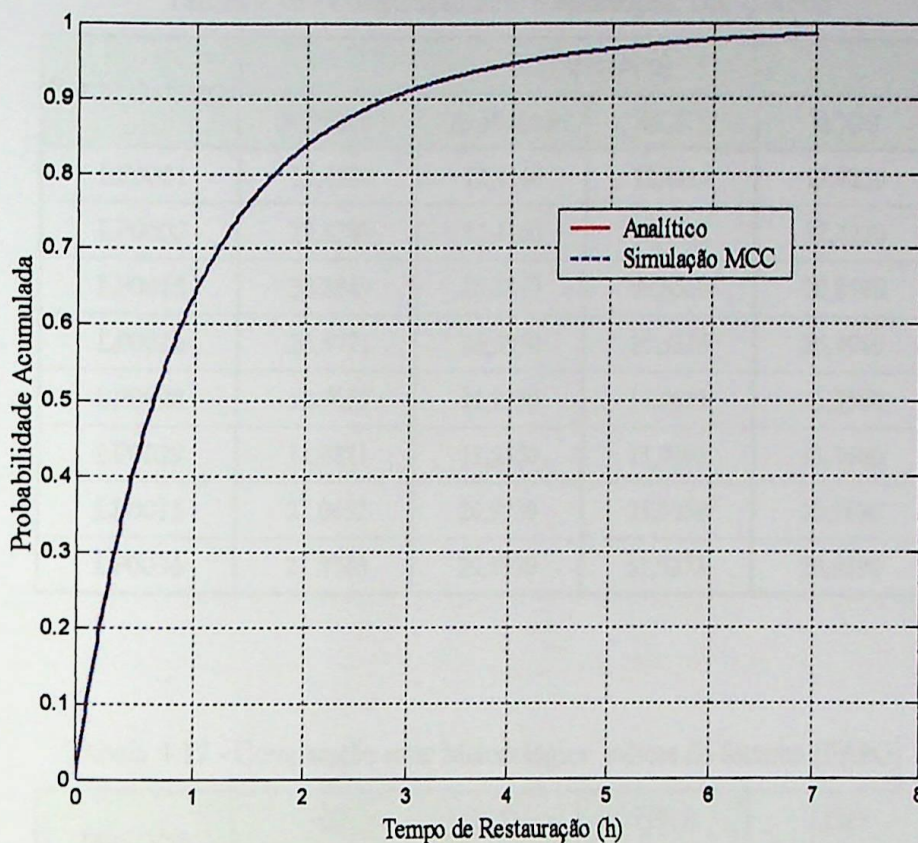


Figura 4.13 - Probabilidade Acumulada dos Tempos de Restauração: PC 17 (PAPG)

A seguir estão ilustradas tabelas comparativas entre as metodologias apresentadas em relação aos índices FIC, DIC, FEC, DEC, EENS e AENS.

Tabela 4.15 - Comparação entre Metodologias: FIC (PAPG)

Ponto de Carga	FIC (Interrupções/ano)			
	Analítico I	Analítico II	MCC I	MCC II
LP0001	17,6072	17,5790	17,6401	17,5820
LP0002	17,6145	17,5790	17,6401	17,5820
LP0015	29,5717	29,4800	29,5481	29,4800
LP0016	29,5717	29,4610	29,5306	29,4360
LP0028	16,9510	16,9270	16,9751	16,9300
LP0029	16,9674	16,9270	16,9751	16,9300
LP0035	29,8202	29,7070	29,7873	29,6990
LP0036	29,8246	29,7070	29,7873	29,6990

Tabela 4.16 - Comparação entre Metodologias: DIC (PAPG)

Ponto de Carga	DIC (Horas/ano)			
	Analítico I	Analítico II	MCC I	MCC II
LP0001	12,4302	12,4160	12,4414	12,4220
LP0002	12,4389	12,4160	12,4442	12,4220
LP0015	20,8849	20,8310	20,8560	20,8330
LP0016	26,5771	26,5050	26,5316	26,4740
LP0028	11,9657	11,9550	11,9611	11,9590
LP0029	11,9821	11,9550	11,9692	11,9600
LP0035	21,0692	20,9930	21,0258	20,9890
LP0036	21,0746	20,9930	21,0273	20,9890

Tabela 4.17 - Comparação entre Metodologias: Índices do Sistema (PAPG)

MÉTODO	FEC [Int./ano]	DEC [Horas/ano]	EENS [kWh/ano]	AENS [kWh/con.]
MCC I	24,6016	17,9265	2,642E+05	19,89
MCC II	23,9130	17,4570	2,621E+05	19,72
Analítico I	23,9982	17,5108	2,629E+05	19,78
Analítico II	23,9150	17,4570	2,621E+05	19,72

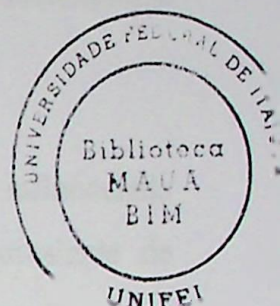
## 4.5 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas duas metodologias analíticas para calcular os índices de confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição. A maior vantagem da técnica proposta, em relação ao método convencional, é a possibilidade de calcular a distribuição dos tempos de restauração (pontos de cargas) através de uma expressão analítica. Portanto, parâmetros associados ao índice de continuidade DMIC podem ser avaliados, para um sistema qualquer, via metodologia analítica.

Além disso, técnicas e conceitos relativos ao cálculo da exponencial de uma matriz foram utilizados para obter as funções densidade e probabilidade acumulada. As dificuldades inerentes ao cálculo de  $e^{At}$  foram expostas, sendo que nos sistemas estudados não ocorreram problemas.

As metodologias apresentadas foram comparadas utilizando um sistema real e o método proposto mostrou-se bem competitivo em termos de precisão. Com relação à eficiência computacional, a metodologia analítica foi comparada com a simulação Monte Carlo Cronológica II e apresentou tempos significativamente menores. Deve-se ressaltar que esta eficiência depende, também, da tolerância especificada para o *filtro*.

## CAPÍTULO 5



### CONCLUSÕES

Esta dissertação procurou apresentar várias metodologias que possibilitam o cálculo da confiabilidade dos Sistemas Elétricos de Distribuição. Os resultados obtidos através destes métodos foram comparados em termos de eficiência e precisão com a metodologia analítica proposta e verificou-se que o método proposto pode ser utilizado para avaliar parâmetros de confiabilidade de sistemas reais.

As principais contribuições apresentadas neste trabalho foram:

- A elaboração de uma metodologia analítica que possibilita o cálculo das distribuições de probabilidade dos tempos de interrupção dos pontos de carga em sistemas de distribuição;
- O desenvolvimento de um programa computacional que aplica a metodologia analítica proposta e também simulação Monte Carlo Cronológica para calcular os índices de confiabilidade dos pontos de carga e de sistemas;
- Um programa que possibilita a obtenção da multa referente à violação do índice de continuidade brasileiro DMIC para todos os pontos de carga de sistemas de distribuição, via metodologia analítica e simulação Monte Carlo Cronológica;

- Apresentação de uma metodologia competitiva em termos de eficiência. Nos sistemas estudados, esta metodologia se apresentou bem mais rápida que a simulação Monte Carlo Cronológica II;
- Apresentação de uma metodologia analítica mais abrangente que a metodologia analítica convencional;
- Constatação que a eficiência da metodologia proposta é diretamente influenciada pelo número de conjuntos de corte conectados no esquema equivalente de confiabilidade de cada ponto de carga;
- Utilização de filtros para excluir elementos que não contribuem de forma significativa nos cálculos e conseqüentemente reduzir o tempo de processamento;
- Verificação que a simulação cronológica proposta por [C02] é mais abrangente que [AS95], pois as distribuições de probabilidade dos índices do sistema podem ser encontradas ao final da simulação do sistema. Em [AS95], são necessários cálculos adicionais;

De forma a dar continuidade aos estudos e melhorar os modelos apresentados, a seguir estão descritas algumas propostas futuras:

- Obter distribuições de probabilidade associadas a outros índices dos pontos de carga (FIC, DIC, etc.) e do sistema (FEC, DEC, etc.) via metodologias analíticas;
- Implementar a possibilidade de variação de carga para calcular os índices de confiabilidade via metodologia analítica;

- 
- Obter as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade via metodologia analítica, considerando outras distribuições para os tempos de restauração, chaveamento e funcionamento;
  - Incluir o modelo de tempo com dois estados (adverso e normal) nas metodologias analíticas e simulações cronológicas;
  - Verificar a possibilidade e necessidade da variação das taxas de falha e de reparo no tempo;
  - Verificar a ligação existente entre a manutenção preventiva dos sistemas de distribuição e os índices de confiabilidade em termos de custo;
  - Incluir um fluxo de carga AC para verificação dos níveis de tensão e reativo após a falha de equipamentos;
  - Substituir a análise dos conjuntos mínimos de corte por uma técnica que verifique a conectividade do sistema e desta forma calcular os índices de confiabilidade dos pontos de carga e sistema.

# APÊNDICE A

## SISTEMA IEEE-RBTS BARRA 2

### A.1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição IEEE-RBTS Barra 2 foi desenvolvido com o intuito de providenciar uma referência consistente para a análise e comparação de diferentes métodos e programas computacionais. Este sistema de distribuição contém os principais elementos encontrados em sistemas reais, contudo possui um número de componentes suficiente para que possa ser facilmente analisado. Todos os detalhes deste sistema de distribuição podem ser obtidos na referência [ABSGS91].

### 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 Alimentadores

Tipo do Alimentador	Comprimento [km]	Número do Ramo do Alimentador
1	0,6	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	0,8	3 5 8 11 13 15 18 20 23 26 31 33 36

Tabela A.2 - Dados dos Consumidores

Pontos de Carga	Tipos de Consumidor	Potência por Ponto de Carga [MW]		Cons. p/ PC
		Média	Pico	
1, 2, 3, 10, 11	Residencial	0,5350	0,8668	210
12, 17, 18, 19	Residencial	0,4500	0,7291	200
8	Pequenas inds.	1,0000	1,6279	1
9	Pequenas inds.	1,1500	1,8721	1
4, 5, 13, 14, 20, 21	Govern./Instit.	0,5660	0,9167	1
6, 7, 15, 16, 22	Comercial	0,4540	0,7500	10
<b>TOTAL</b>		<b>12,2910</b>	<b>20,0006</b>	<b>1908</b>

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	$\lambda$	r	$r_p$	s
Trafo 11/0,415 kV	0,015	200	10	1
Disjuntor 11 kV	0,006	4		1
Barra 11 kV	0,001	2		1
Linha Distribuição 11 kV	0,065	5		1

Onde,

$\lambda$  : taxa de falha [falhas/ano] (para linha, [falhas/ano.km]).

r : tempo médio de restauração [horas].

$r_p$  : tempo médio de substituição por um reserva [horas].

s : tempo médio de chaveamento [horas].

### A.3 DIAGRAMA UNIFILAR

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

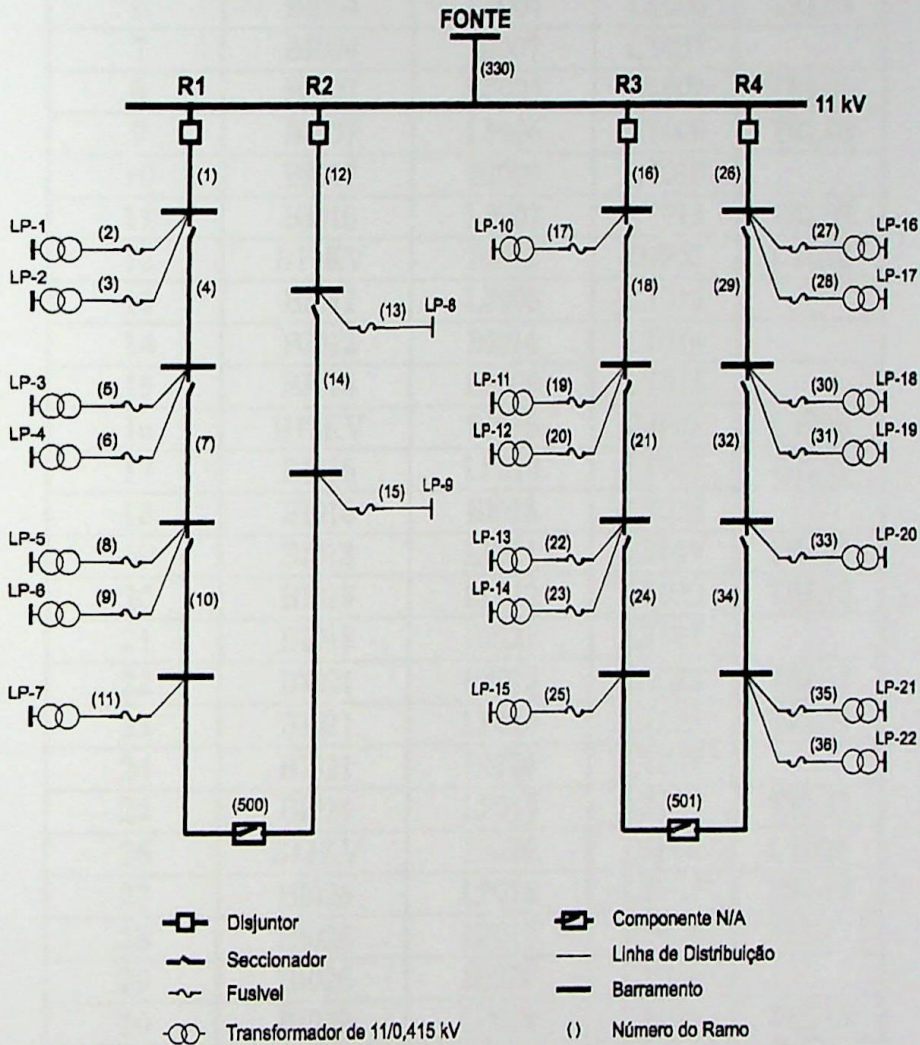


Figura A.1 - Sistema de Distribuição RBTS-Barra 2

Onde a topologia do sistema e a denominação dos componentes se encontram nas tabelas A.5 e A.6, respectivamente.

Tabela A.5 - Configuração do Sistema IEEE-RBTS Barra 2

N° do Ramo	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes	
1	B11KV	BI001	DJF01	LT001
2	BI001	LP001	LT002	TRL01
3	BI001	LP002	LT003	TRL02
4	BI001	BI004	LT004	
5	BI004	LP003	LT005	TRL03
6	BI004	LP004	LT006	TRL04
7	BI004	BI007	LT007	
8	BI007	LP005	LT008	TRL05
9	BI007	LP006	LT009	TRL06
10	BI007	BI010	LT010	
11	BI010	LP007	LT011	TRL07
12	B11KV	BI012	DJF02	LT012
13	BI012	LP008	LT013	
14	BI012	BI014	LT014	
15	BI014	LP009	LT015	
16	B11KV	BI016	DJF03	LT016
17	BI016	LP010	LT017	TRL10
18	BI016	BI018	LT018	
19	BI018	LP011	LT019	TRL11
20	BI018	LP012	LT020	TRL12
21	BI018	BI021	LT021	
22	BI021	LP013	LT022	TRL13
23	BI021	LP014	LT023	TRL14
24	BI021	BI024	LT024	
25	BI024	LP015	LT025	TRL15
26	B11KV	BI026	DJF04	LT026
27	BI026	LP016	LT027	TRL16
28	BI026	LP017	LT028	TRL17
29	BI026	BI029	LT029	
30	BI029	LP018	LT030	TRL18
31	BI029	LP019	LT031	TRL19
32	BI029	BI032	LT032	
33	BI032	LP020	LT033	TRL20
34	BI032	BI034	LT034	
35	BI034	LP021	LT035	TRL21
36	BI034	LP022	LT036	TRL22
330	BS001	B11KV		
500	BI010	BI014	DJ500	
501	BI034	BI024	DJ501	

Tabela A.6 - Denominação dos Componentes do Sistema IEEE-RBTS Barra 2

Iniciais	Tipo de Componente
B11 kV	Barra de entrada do sistema de distribuição – 11 KV.
BI - - -	Barra intermediária entre ramos do barramento (fictícia).
LP - - -	Barra de ponto de carga.
LT - - -	Linha de transmissão.
DJ - - -	Disjuntor.
TR - - -	Transformador.
Iniciais	Tipo de componente

## APÊNDICE B

### SISTEMA REAL PAPAGAIOS

#### B.1 INTRODUÇÃO

De forma a analisar a metodologia proposta em termos de aplicações em sistemas reais, utilizou-se um sistema da CEMIG para avaliar os índices de confiabilidade dos pontos de carga e sistema. O sistema utilizado foi o da cidade de Papagaios, que ocupa uma área de 556 km<sup>2</sup> e fica no Oeste de Minas Gerais. Este sistema é considerado de médio porte sendo que possui 148 ramos e 61 pontos de carga, distribuídos em quatro alimentadores principais. A sua topologia pode ser visualizada através da Figura B.1. Este apêndice apresenta somente os dados utilizados nesta dissertação.

#### B.2 DADOS DE CONFIABILIDADE

A seguir serão apresentados os dados do sistema CEMIG-PAPAGAIOS. A Tabela B.1 apresenta os pontos de carga em termos de potência média, número de consumidores e tipos de carga conectada. A Tabela B.2 apresenta os ramos do sistema com os seus componentes e as barras de entrada e saída. A Tabela B.3 ilustra os dados dos componentes do sistema em termos de taxas de falha, tempos de restauração e tempos de chaveamento.

Tabela B.1 - Dados dos Pontos de Carga do Sistema PAPAGAIOS

Ponto de Carga	Potência Média [kW]	N° Cons.	Tipo de Carga [%]		
			Residencial	Comercial	Industrial
LP0001	424	424	50	25	25
LP0002	8	8	50	25	25
LP0003	100	100	50	25	25
LP0004	448	448	50	25	25
LP0005	152	152	50	25	25
LP0006	442	442	50	25	25
LP0007	120	120	50	25	25
LP0008	120	120	50	25	25
LP0009	24	24	50	25	25
LP0010	24	24	50	25	25
LP0011	272	272	50	25	25
LP0012	24	24	50	25	25
LP0013	880	880	50	25	25
LP0014	232	232	50	25	25
LP0015	816	816	50	25	25
LP0016	500	500	50	25	25
LP0017	10	10	50	25	25
LP0018	96	96	50	25	25
LP0019	128	128	50	25	25
LP0020	264	264	50	25	25
LP0021	336	336	50	25	25
LP0022	200	200	50	25	25
LP0023	220	220	50	25	25
LP0024	176	176	50	25	25
LP0025	476	476	50	25	25
LP0026	560	560	50	25	25
LP0027	56	56	50	25	25
LP0028	400	400	50	25	25
LP0029	600	600	50	25	25
LP0030	280	280	50	25	25
LP0031	180	180	50	25	25
LP0032	60	60	50	25	25
LP0033	873	873	50	25	25
LP0034	176	176	50	25	25
LP0035	24	24	50	25	25
LP0036	32	32	50	25	25
LP0037	64	64	50	25	25
LP0038	24	24	50	25	25
LP0039	16	16	50	25	25
LP0040	28	28	50	25	25

Tabela B.1 - Dados dos Pontos de Carga do Sistema (Continuação 1)

Ponto de Carga	Potência Média [kW]	N° Cons.	Tipo de Carga [%]		
			Residencial	Comercial	Industrial
LP0041	40	40	50	25	25
LP0042	96	96	50	25	25
LP0043	16	16	50	25	25
LP0044	50	50	50	25	25
LP0045	600	600	50	25	25
LP0046	160	160	50	25	25
LP0047	208	208	50	25	25
LP0048	48	48	50	25	25
LP0049	56	56	50	25	25
LP0050	120	120	50	25	25
LP0051	64	64	50	25	25
LP0052	134	134	50	25	25
LP0053	96	96	50	25	25
LP0054	110	110	50	25	25
LP0055	372	372	50	25	25
LP0056	88	88	50	25	25
LP0057	616	616	50	25	25
LP0058	40	40	50	25	25
LP0059	70	70	50	25	25
LP0060	1594	1594	50	25	25
LP0061	280	280	50	25	25

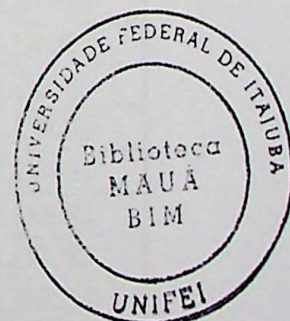


Tabela B.2 - Ramos do Sistema PAPAGAIOS

N° do Ramo	Tipo Eq.	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes
1	M2	NO1	Nd1_PT9	LD0001
2	M2	Nd1_PT9	Nd2_PTID9	LD0002
3	M2	Nd2_PTID9	ND3_PT9	LD0003
4	M2	ND3_PT9	Nd4_PT9	LD0004
5	M2	Nd4_PT9	Nd5_PT9	LD0005
6	M2	Nd5_PT9	Nd6_PT9	LD0006
7	M2	Nd6_PT9	Nd7_PT9	LD0007
8	M2	Nd7_PT9	Nd8_PT9	LD0008
9	M2	Nd8_PT9	Nd9_PT9	LD0009
10	M2	Nd9_PT9	Nd10_PT9	LD0010
11	AA	Nd10_PT9	Nd10_PT14	LD0011
12	AA	Nd9_PT9	Nd12_PT9	LD0012
13	M2	Nd8_PT9	Nd12_PT9	LD0013
14	M2	Nd12_PT9	Nd11_PT9	LD0014
15	M2	Nd11_PT9	Nd13_PT9	LD0015
16	AA	Nd13_PT9	Nd11_PT14	LD0016
17	M2	Nd7_PT9	Nd15_PT9	LD0017
18	M2	Nd11_PT9	Nd14_PT9	LD0018
19	AA	Nd14_PT9	Nd15_PT9	LD0019
20	M2	NO2	Nd1_PT14	LD0020
21	M2	Nd2_PT14	Nd1_PT14	LD0021
22	M2	Nd2_PT14	Nd4_PT14	LD0022
23	M2	Nd4_PT14	Nd5_PT14	LD0023
24	M2	Nd5_PT14	Nd6_PT14	LD0024
25	M2	Nd6_PT14	Nd7_PT14	LD0025
26	M2	Nd7_PT14	Nd8_PT14	LD0026
27	M2	Nd9_PT14	Nd10_PT14	LD0027
28	M2	Nd10_PT14	Nd11_PT14	LD0028
29	M2	Nd11_PT14	Nd12_PT14	LD0029
30	M2	Nd12_PT14	Nd13_PT14	LD0030
31	M2	Nd13_PT14	Nd14_PT14	LD0031
32	M2	Nd14_PT14	Nd15_PT14PP5	LD0032
33	AA	Nd10_PP	Nd15_PT14PP5	LD0033
34	M2	Nd15_PT9	Nd16_PT9	LD0034
35	M2	Nd16_PT9	Nd17_PT9	LD0035
36	M2	Nd17_PT9	Nd18_PT9	LD0036
37	M2	Nd2_PT14	Nd3_PT14	LD0037
38	M2	Nd16_PT14	Nd3_PT14	LD0038
39	M2	Nd03_PP	Nd04_PP	LD0039
40	M2	Nd04_PP	Nd05_PP	LD0040

Tabela B.2 - Ramos do Sistema PAPAGAIOS (Continuação 1)

N° do Ramo	Tipo Eq.	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes
41	M2	Nd05_PP	Nd06_PP	LD0041
42	M2	NO3	Nd01_PP	LD0042
43	M2	Nd01_PP	Nd02_PP	LD0043
44	M2	Nd02_PP	Nd03_PP	LD0044
45	M2	Nd06_PP	Nd07_PP	LD0045
46	M2	Nd07_PP	Nd08_PP	LD0046
47	M2	Nd08_PP	Nd10_PP	LD0047
48	M2	Nd08_PP	Nd09_PP	LD0048
49	AA	Nd18_PT9	Nd29_PRD	LD0049
50	M2	Nd29_PRD	Nd26	LD0050
51	M2	Nd26	Nd27	LD0051
52	M2	Nd27	Nd28	LD0052
53	M2	Nd26	Nd23_PRD	LD0053
54	M2	Nd24_PRD	Nd23_PRD	LD0054
55	M2	Nd25_PRD	Nd24_PRD	LD0055
56	M2	Nd22_PRD	Nd23_PRD	LD0056
57	M2	Nd22_PRD	Nd20_PRD	LD0057
58	M2	Nd21_PRD	Nd20_PRD	LD0058
59	M2	Nd19_PRD	Nd20_PRD	LD0059
60	M2	Nd19_PRD	Nd18_PRD	LD0060
61	M2	Nd18_PRD	Nd16_PRD	LD0061
62	M2	Nd16_PRD	Nd17	LD0062
63	M2	Nd16_PRD	Nd11_PRD	LD0063
64	M2	Nd11_PRD	Nd12_prd	LD0064
65	M2	Nd12_prd	Nd13_PRD	LD0065
66	M2	Nd12_prd	Nd14_PRD	LD0066
67	M2	Nd14_PRD	Nd15_PRD	LD0067
68	M2	Nd10_PRD	Nd09_PRD	LD0068
69	M2	Nd10_PRD	Nd11_PRD	LD0069
70	M2	Nd09_PRD	Nd07_PRD	LD0070
71	M2	Nd08_PRD	Nd07_PRD	LD0071
72	M2	Nd06_PRD	Nd07_PRD	LD0072
73	M2	Nd06_PRD	Nd04_PRD	LD0073
74	M2	Nd04_PRD	Nd05_PRD	LD0074
75	M2	Nd04_PRD	Nd03_PRD	LD0075
76	M2	Nd03_PRD	Nd02_PRD	LD0076
77	M2	Nd02_PRD	Nd01_PRD	LD0077
78	M2	NO4	Nd01_PRD	LD0078
79	M2	Nd8_PT14	NODE1	LD0079
80	M2	NODE1	Nd9_PT14	LD0080

Tabela B.2 - Ramos do Sistema PAPAGAIOS (Continuação 2)

N° do Ramo	Tipo Eq.	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes
81	S D1	SE_PTID	NO1	LD0081
82	S D1	SE_PTID2	NO2	LD0082
83	S D1	SE_PPUD	NO3	LD0083
84	S D1	SE_PRSD	NO4	LD0084
85	F1	Nd1_PT9	LP0001	
86	F1	Nd2_PTID9	LP0002	
87	F1	Nd4_PT9	LP0003	
88	F1	Nd6_PT9	LP0004	
89	F1	Nd7_PT9	LP0005	
90	F1	Nd8_PT9	LP0006	
91	F1	Nd14_PT9	LP0007	
92	F1	Nd11_PT9	LP0008	
93	F1	Nd16_PT9	LP0009	
94	F1	Nd18_PT9	LP0010	
95	F1	Nd13_PT9	LP0011	
96	F1	Nd15_PT9	LP0012	
97	F1	Nd18_PT9	LP0013	
98	F1	Nd12_PT9	LP0014	
99	F1	Nd2_PT14	LP0015	
100	F1	Nd3_PT14	LP0016	
101	F1	Nd16_PT14	LP0017	
102	F1	Nd4_PT14	LP0018	
103	F1	Nd6_PT14	LP0019	
104	F1	Nd8_PT14	LP0020	
105	F1	Nd9_PT14	LP0021	
106	F1	Nd10_PT14	LP0022	
107	F1	Nd12_PT14	LP0023	
108	F1	Nd10_PT14	LP0024	
109	F1	Nd11_PT14	LP0025	
110	F1	Nd14_PT14	LP0026	
111	F1	Nd13_PT14	LP0027	
112	F1	Nd01_PP	LP0028	
113	F1	Nd02_PP	LP0029	
114	F1	Nd05_PP	LP0030	
115	F1	Nd07_PP	LP0031	
116	F1	Nd08_PP	LP0032	
117	F1	Nd09_PP	LP0033	
118	F1	Nd10_PP	LP0034	
119	F1	Nd29_PRD	LP0035	
120	F1	Nd26	LP0036	

Tabela B.2 - Ramos do Sistema PAPAGAIOS (Continuação 3)

N° do Ramo	Tipo Eq.	Barra de Entrada	Barra de Saída	Componentes
121	F1	Nd27	LP0037	
122	F1	Nd27	LP0038	
123	F1	Nd28	LP0039	
124	F1	Nd24_PRD	LP0040	
125	F1	Nd25_PRD	LP0041	
126	F1	Nd23_PRD	LP0042	
127	F1	Nd22_PRD	LP0043	
128	F1	Nd21_PRD	LP0044	
129	F1	Nd21_PRD	LP0045	
130	F1	Nd18_PRD	LP0046	
131	F1	Nd18_PRD	LP0047	
132	F1	Nd17	LP0048	
133	F1	Nd17	LP0049	
134	F1	Nd16_PRD	LP0050	
135	F1	Nd13_PRD	LP0051	
136	F1	Nd14_PRD	LP0052	
137	F1	Nd14_PRD	LP0053	
138	F1	Nd15_PRD	LP0054	
139	F1	Nd12_prd	LP0055	
140	F1	Nd08_PRD	LP0056	
141	F1	Nd06_PRD	LP0057	
142	F1	Nd05_PRD	LP0058	
143	F1	Nd02_PRD	LP0059	
144	F1	Nd01_PRD	LP0060	
145	F1	Nd07_PP	LP0061	

onde,

MX : Linha de Distribuição, Transformador, etc.;

AA : Chave Normalmente Aberta;

SDX : Disjuntor;

FX : Carga.

Tabela B.3 - Dados dos Componentes Sistema PAPAGAIOS

Componente	$\lambda$	r	s
LD0001	0,60	2,40	1,00
LD0002	1,80	2,40	1,00
LD0003	0,30	2,40	1,00
LD0004	2,10	2,40	1,00
LD0005	0,30	2,40	1,00
LD0006	2,25	2,40	1,00
LD0007	3,00	2,40	1,00
LD0008	0,54	2,40	1,00
LD0009	0,11	2,40	1,00
LD0010	0,33	2,40	1,00
LD0011	1,00E-27	2,40	1,00
LD0012	1,00E-27	2,40	1,00
LD0013	0,13	2,40	1,00
LD0014	0,09	2,40	1,00
LD0015	0,28	2,40	1,00
LD0016	1,00E-27	2,40	1,00
LD0017	0,56	2,40	1,00
LD0018	0,42	2,40	1,00
LD0019	1,00E-27	2,40	1,00
LD0020	0,60	2,40	1,00
LD0021	3,06	2,40	1,00
LD0022	2,85	2,40	1,00
LD0023	0,30	2,40	1,00
LD0024	3,45	2,40	1,00
LD0025	0,30	2,40	1,00
LD0026	2,85	2,40	1,00
LD0027	0,78	2,40	1,00
LD0028	0,18	2,40	1,00
LD0029	3,96	2,40	1,00
LD0030	0,30	2,40	1,00
LD0031	1,71	2,40	1,00
LD0032	0,81	2,40	1,00
LD0033	1,00E-27	2,40	1,00
LD0034	0,90	2,40	1,00
LD0035	0,30	2,40	1,00
LD0036	3,60	2,40	1,00
LD0037	3,36	2,40	1,00
LD0038	4,74	2,40	1,00
LD0039	0,30	2,40	1,00
LD0040	4,89	2,40	1,00
LD0041	0,30	2,40	1,00
LD0042	0,06	2,40	1,00

Tabela B.3 - Dados dos Componentes Sistema PAPAGAIOS (Continuação 1)

Componente	$\lambda$	$r$	$s$
LD0043	1,05	2,40	1,00
LD0044	2,30	2,40	1,00
LD0045	0,74	2,40	1,00
LD0046	3,99	2,40	1,00
LD0047	2,58	2,40	1,00
LD0048	0,75	2,40	1,00
LD0049	1,00E-27	2,40	1,00
LD0050	0,84	2,40	1,00
LD0051	2,46	2,40	1,00
LD0052	1,44	2,40	1,00
LD0053	1,41	2,40	1,00
LD0054	0,93	2,40	1,00
LD0055	1,50	2,40	1,00
LD0056	0,75	2,40	1,00
LD0057	0,81	2,40	1,00
LD0058	0,63	2,40	1,00
LD0059	0,30	2,40	1,00
LD0060	1,23	2,40	1,00
LD0061	1,50	2,40	1,00
LD0062	1,32	2,40	1,00
LD0063	1,14	2,40	1,00
LD0064	0,33	2,40	1,00
LD0065	1,80	2,40	1,00
LD0066	1,41	2,40	1,00
LD0067	0,72	2,40	1,00
LD0068	0,30	2,40	1,00
LD0069	0,87	2,40	1,00
LD0070	0,42	2,40	1,00
LD0071	0,66	2,40	1,00
LD0072	1,32	2,40	1,00
LD0073	1,14	2,40	1,00
LD0074	1,08	2,40	1,00
LD0075	0,38	2,40	1,00
LD0076	0,30	2,40	1,00
LD0077	1,60	2,40	1,00
LD0078	1,20	2,40	1,00
LD0079	1,00E-27	2,40	1,00
LD0080	0,30	2,40	1,00
LD0081	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
LD0082	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
LD0083	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
LD0084	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27

Tabela B.3 - Dados dos Componentes Sistema PAPAGAIOS (Continuação 2)

Componente	$\lambda$	r	s
NO-----	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
SE_----	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
Nd-----	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27
LP----	1,00E-27	1,00E-27	1,00E-27

Onde,

$\lambda$  : taxa de falha [falhas/ano] (para linha, [falhas/ano.km]);

r : tempo de reparo [horas];

s : tempo de chaveamento [horas].

### B.3 DIAGRAMA UNIFILAR

A Figura B.1 apresenta o diagrama unifilar do sistema da cidade de Papagaios.

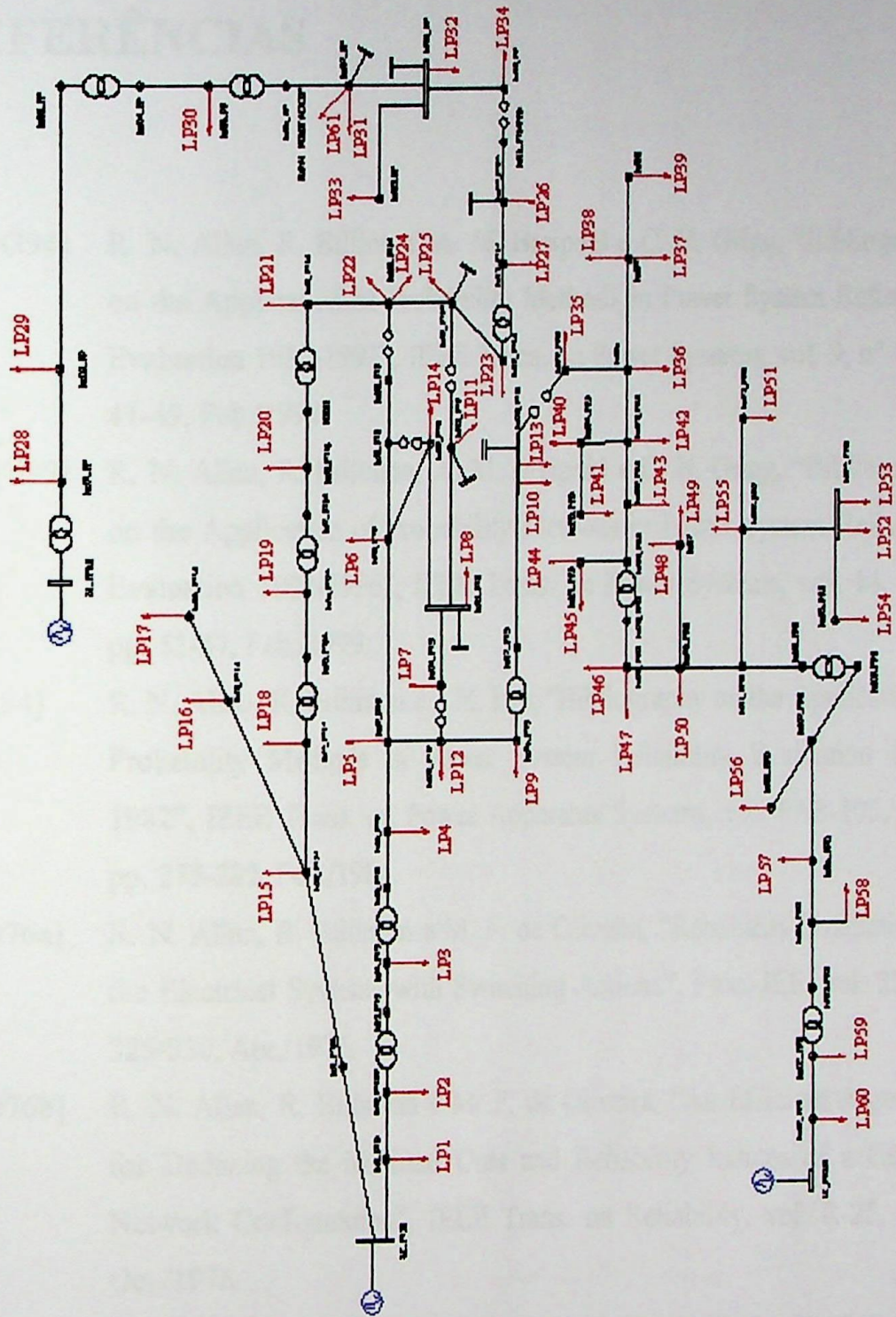


Figura B.1 - Sistema de Distribuição PAPAGAIOS

---

## REFERÊNCIAS

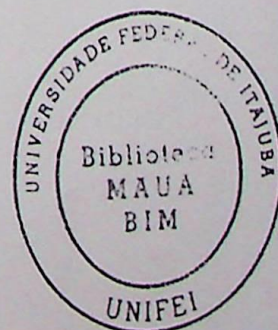
- [ABBG94] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl e C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1987-1991", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, n° 1, pp. 41-49, Feb./1994.
- [ABBG99] R. N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl e C. H. Grigg, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1992-1996", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, n° 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. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-103, n° 2, pp. 275-282, Feb./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, Apr./1976.
- [ABO76b] R. N. Allan, R. Billinton e M. F. de Oliveira, "An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration", IEEE Trans. on Reliability, vol. R-25, n° 4, Oct./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, n° 2, pp. 813-820, May/1991.

- [ABSS88] R. N. Allan, R. Billinton, S. M. Shahidehpour e C. Singh, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1982-1987", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 3, n° 4, pp. 1555-1564, Nov./1998.
- [ADH79a] R. N. Allan, E. N. Dialynas e I. R. Homer, "Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems", IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-09, n° 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.
- [AM97] S. Asgarpour e M. J. Mathine, "Reliability Evaluation of Distribution Systems with Non-Exponential Down Times", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 12, n° 2, pp. 579-584, May/1997.
- [ANEEL00] Resolução n° 024 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", IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-96, n° 5, pp. 1441-1449, Sep. - Oct./1977.
- [AS95] R. N. Allan e M. G. da Silva, "Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems", Trans. on Power Systems, vol. 10, n° 1, pp. 413-419, Feb./1995.
- [BA83] R. Billinton, e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", 1<sup>st</sup> Edition, Plenum Press, New York, 1983.
- [BA84] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 1<sup>st</sup> Edition, New York: Plenum Press, 1984.
- [BA92] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques", 2<sup>nd</sup> Edition, Plenum Press, New York, 1992.

- [BA94] R. Billinton e R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", 2<sup>nd</sup> Edition, Plenum Press, New York, 1994.
- [BAA99] L. Bertling, G. Andersson e R. N. Allan, "Reliability Centered Maintenance Applied to Electrical Distribution Systems", International Conference on Electric Power Engineering PowerTech Budapest 99, pp. 261 -261, 1999.
- [BFB01] R. Billinton, M. F. Firuzabad e L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1996-1999", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, n° 4, pp. 595-602, Nov./2001.
- [BG86] R. Billinton e R. Goel, "An Analytical Approach to Evaluate Probability Distribution Associated with Reliability Indices of Electrical Distribution Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. PWRD-1, n° 3, pp. 245-251, Jul./1986.
- [BGCVF96] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata e R. Fletcher, "Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 11, n° 4, pp. 1929-1934, Oct./1996.
- [BGCVF97] R. E. Brown, S. Gupta, R. D. Christie, S. S. Venkata e R. Fletcher, "Distribution System Reliability Assessment: Momentary Interruptions and Storms", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 12, n° 4, pp. 1569-1575, Oct./1997.
- [BH01] R. E. Brown, A. P. Hanson, "Impact of Two-Stage Service Restoration on Distribution Reliability", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 16, n° 4, pp. 624-629, Nov./2001.
- [BL93] R. Billinton e G. Lian, "Station Reliability Evaluation Using a Monte Carlo Approach", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 8, n° 3, pp. 1239-1245, Jul./1993.

- [BW98] R. Billinton e P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/Worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", IEEE Trans. on Power System, vol. 13, n° 4, pp. 1245-1250, Nov./1998.
- [BW99a] R. Billinton e P. Wang, "Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 14, n° 2, pp. 397-403, May/1999.
- [BW99b] R. Billinton e P. Wang, "Time Sequential Distribution System Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and Cost Models", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 14, n° 3, pp. 1046-1051, Jul./1999.
- [BW01] R. Billinton e C. Wu, "Predictive Reliability Assessment of Distribution Systems Including Extreme Adverse Weather", Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, vol. 2, pp. 719-724, 2001.
- [C98] A. M. Cassula, "Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão", Dissertação de Mestrado, UNIFEI, Nov./1998.
- [C02] A. M. Cassula, "Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão de Distribuição Baseada em Simulação Cronológica", Tese de Doutorado, UNIFEI, Jun./2002.
- [CLCT00] G. J. Chen, K. K. Li, T. S. Chung e G. Q. Tang, "An Efficient Two-Stage Load Flow Method for Meshed Distribution Networks", Proceedings of 5<sup>th</sup> Inter. Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM 2000, vol. 2, pp. 537-542, Oct./2000.
- [D88] E. N. Dialynas, "Evaluating the Approximate Probability Distributions of Load Point Reliability Indices in Power Distributions Networks", IEE Proceedings, vol. 135, Pt. C, n° 5, pp. 450-460, Sep./1988.
- [E71] J. Endrenyi, "Three State Models in Power System Reliability Evaluation", IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-90, n° 4, pp. 1909-1916, Jul.-Aug./1971.

- [E89] EPRI, "Customer Demand for Service Reliability", Report RP-2810, 1989.
- [GB74] M. S. Grover e R. Billinton, "A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation", IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-93, n° 5, pp. 1488-1497, Sep.-Oct./1974.
- [GMP64] D. P. Gaver, F. E. Montmeat e A. D. Patton, "Power System Reliability: I – Measures and Methods of Calculation", IEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. 83, n° 7, pp. 727-737, Jul./1964.
- [GV96] G. H. Golub e C. F. Van Loan, "Matrix Computations", 3<sup>rd</sup> Edition, Johns Hopkins University Press, Baltimore, Dec./1996.
- [H96] M. H. Haque, "Efficient Load Flow Method for Distribution Systems with Radial or Mesh Configuration", IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 143, n° 1, pp. 33-38, Jan./1996.
- [HFS01] W. A. Harris, J. P. Fillmore e D. R. Smith, "Matrix Exponentials – Another Approach", SIAM Review, Vol. 43, N° 4, pp. 694-706, 2001.
- [HH64] J. M. Hammersley e D. C. Handscomb, "Monte Carlo Methods", John Wiley, New York, 1964.
- [I72] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-91, Pt. I, pp. 649-660, 1972.
- [I78] IEEE Committee, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation 1971-1977", IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-97, n° 6, pp. 2235-2242, Nov.-Dec./1978.
- [KRD90] G. Kjolle, L. Rolfseng e E. Dahl, "The Economic Aspect of Reliability in Distribution System Planning", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 5, n° 2, pp. 1153-1157, Apr./1990.
- [KS76] J. G. Kemeny e J. L. Snell, "Finite Markov Chains", Springer-Verlag, New York, 1976.



- [L95] A. M. Leite da Silva, "Estimation of the Remaining Life of Equipment Based on a Probabilistic Markov Model", Final Report - Ontario Hydro Research Division, Toronto, 1995.
- [LCS02] A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula e C. E. Sacramento, "Cálculo da Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição da CEMIG", Projetos e Pesquisas - Relatórios 1, 2 e 3, Out./2001 - Mar./2002.
- [LPM97] 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 e 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.
- [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. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-87, n° 3, pp. 824-834, Mar./1968.
- [MV78] C. B. Moler e C. F. Van Loan, "Nineteen Dubious Ways to Compute the Exponential of a Matrix", SIAM Review, n° 20, pp. 801-836, 1978.
- [N96] R. A. F. Nunes, "Confiabilidade dos Sistemas Elétricos", Apostila da Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, Maio/1996.
- [P79] A. D. Patton, "Probability Distributions of Transmission and Distribution Reliability Performance Indices", Reliability Conference for Electric Power Industry, pp. 120-122, 1979.
- [RG70] R. J. Ringlee e S. D. Goode, "On Procedures for Reliability Evaluation of Transmission Systems", IEEE Trans. on Power Apparatus Systems, vol. PAS-89, n° 4, pp. 527-537, Apr./1970.

- [RHA97] D. M. Rigler, W. R. Hodgkins e R. N. Allan, "Quantitative Reliability Analysis of Distribution Systems: Repair Times", *Power Engineering Journal*, pp. 165-168, Aug./1997.
- [S00] D. J. Sherwin, "Steady-State Series Availability", *IEEE Trans. on Reliability*, vol. 49, n° 2, pp. 131-132, Jun./2000.
- [SB77] C. Singh, R. Billinton, "System Reliability Modelling and Evaluation", Hutchinson, London, 1977.
- [SPF93] C. Singh, T. Pravin Chander e J. Feng, "Convergence Characteristics of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 28, no. 1, pp. 1-8, 1993.
- [T64] Z. G. Todd, "A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations", *IEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 83, n° 7, pp. 696-701, Jul./1964.
- [T96] Y. Tang, "Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 11, n° 1, pp.181-189, Feb./1996.
- [T01] L. Trussell, "Aspects of Reliability Simulation", *Transmission and Distribution Conference and Exposition – 2001, IEEE/PES*, vol. 2, pp. 1000 -1004, 2001.
- [WB01] P. Wang e R. Billinton, "Time-Sequential Simulation Technique for Rural Distribution System Reliability Cost/Worth Evaluation Including Wind Generation as Alternative Supply", *IEE Proceedings - Generating, Transmission and Distribution*, vol. 148, n° 4, pp. 355-360, Jul./2001.
- [WB02] P. Wang e R. Billinton, "Reliability Cost/Worth Assessment of Distribution Systems Incorporating Time-Varying Weather Conditions and Restorations Resources", *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 17, n° 1, pp. 260-265, Jan./2002.
- [WBG00] P. Wang, R. Billinton e L. Goel, "Probability Distribution Evaluation of Distribution System Reliability Indices using a Time Sequential