

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO: CALIBRAÇÃO DE DADOS E
MECANISMOS PARA AVALIAÇÃO DE
DESEMPENHO**

ANA CAROLINA RENNÓ GUIMARÃES

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

OUTUBRO DE 2006
ITAJUBÁ – MG



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

ANEXO I

PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 479, de 18 de outubro de 2006, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **“Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho”**, apresenta pronunciamto 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 **Ana Carolina Rennó Guimarães**.

Itajubá, 20 de outubro de 2006.

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula
1º Examinador – UNESP/FEG

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
2º Examinador – UNIFEI

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



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

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Calibração de Dados e Mecanismos para Avaliação de Desempenho”**

Autor: **Ana Carolina Rennó Guimarães**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado R = Reprovado	
1º	A	
2º	A	
3º	A	

Observações:

- 1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- 2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- 3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Resultado Final: A ou seja, Aprovada

Observações: _____

Itajubá, 20 de outubro de 2006.

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula
1º Examinador – UNESP/FEG

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa
2º Examinador – UNIFEI

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

Dedico esta Dissertação aos meus pais,
Ademir e Ana Heloisa, a minha querida
irmã Adriana, e ao meu noivo Daniel.

AGRADECIMENTOS

A Deus, guia dos meus caminhos, fiel conselheiro, amigo e melhor refúgio.

A minha família pelas inúmeras palavras de carinho, pela presença constante e apoio em todas as horas. Aos meus irmãos, Adriana e André, a Fabiana e ao Lucas, e em especial à minha mãe Ana Heloisa e ao meu pai Ademir, grandes companheiros e incentivadores.

Ao meu noivo Daniel pelo carinho e compreensão em todos os momentos, por sempre estar presente, por vibrar com cada conquista minha e principalmente por acreditar e apoiar minhas escolhas.

Ao professor Armando Martins Leite da Silva pela orientação durante meus estudos e elaboração desta dissertação. Agradeço também o apoio, a compreensão e os ensinamentos dispensados durante o período no qual desenvolvi minhas atividades.

Ao colega Luiz Carlos do Nascimento pela paciência, pelo auxílio durante a elaboração desta dissertação e pela incrível vontade de ajudar.

A Capes pelo apoio financeiro, subsídio indispensável para a dedicação integral à elaboração desta dissertação.

Aos amigos, colegas do GESis e professores que me auxiliaram de alguma forma durante meus estudos.

RESUMO

Os sistemas elétricos de distribuição operam hoje em cenários reestruturados. Nesta nova conjuntura as concessionárias se vêem obrigadas a adotar medidas para reduzir seus custos, o que pode implicar na deterioração da confiabilidade das redes. Cientes deste novo contexto, as agências reguladoras propuseram metas de operação para os indicadores de desempenho sistêmicos, que se ultrapassados implicam na aplicação de penalidades a estas empresas. Para reduzir as eventuais multas os sistemas devem se tornar menos susceptíveis à falhas. Neste contexto, a avaliação de confiabilidade dos sistemas de distribuição torna-se necessária, afinal por meio dela é possível determinar as áreas mais fracas e, portanto, carentes de reforços. Entre as técnicas que mais se destacam nos estudos de confiabilidade está a simulação Monte Carlo (SMC) Seqüencial, a qual consegue representar os aspectos cronológicos entre os possíveis estados operativos da rede e, conseqüentemente, fornecer as funções densidade de probabilidade dos indicadores de desempenho.

A metodologia para avaliação dos sistemas de distribuição necessita de um conjunto de dados de confiabilidade dos componentes realista, ou seja, que represente de forma fidedigna o comportamento da rede. Procedimentos de calibração e validação destes dados podem ser implementados em conjunto com a SMC para garantir que as respostas das avaliações preditivas realmente estejam corretas.

Os sistemas podem ser melhor avaliados caso sejam computadas não apenas multas, mas também bonificações àquelas redes submetidas a investimentos para melhoria de sua confiabilidade. Estes mecanismos de avaliação denominados “performance based rates”, PBR, tornam o cenário de investimentos mais atrativos para as concessionárias, porque justamente introduzem a idéia de que serão reconhecidos benefícios aos sistemas mais robustos.

Os objetivos deste trabalho são os de apresentar uma metodologia de SMC seqüencial eficiente e robusta, propor uma nova metodologia de calibração de dados baseada nas funções de probabilidade e, por fim, discutir dois possíveis mecanismos PBR. Todas as metodologias propostas são avaliadas em um sistema teste IEEE-RBTS e em um sistema real.

ABSTRACT

Nowadays, distribution networks operate under a new re-regulated market structure. In this new context, utilities should reduce their costs, which generally occur through measures that may significantly decrease the system reliability. Aware of this problem, the regulatory agencies have created targets for the reliability indices. If any of these standards are violated, penalties are applied to utilities. In order to reduce the amount of penalties, the system must become less susceptible to failures. Thus, reliability evaluations of distribution systems represent important studies nowadays, since they can reveal the weak parts of the systems, or, in other words, those areas that should be reinforced. One of the most relevant techniques used for this proposal is the sequential Monte Carlo simulation (MCS). This method can represent chronological transitions among all possible system operational states and, consequently, provide density probability functions of the performance indices.

The methodology to analyze the distribution system behavior should use an amount of reliable database, which represents the reliability aspects of the system components. Therefore, data calibration procedures have to be implemented with MCS technique in order to ensure predicted results with higher degree of credibility.

The systems can be better evaluated for their operational condition if a mechanism known as “performance based rates”, PBR, is used. The PBR mechanism rewards the utilities that provide good reliability, and penalizes the ones with poor reliability behavior. PBR contracts introduce attractive investment scenarios to the utilities by offering benefits for those robust systems.

The objectives of this research is to present an efficient sequential MCS, propose a new methodology for data calibration based on the probability distribution functions of the indices, and finally discuss two different PBR mechanisms. All proposed methodologies will be applied to a test system, know as IEEE – RBTS, and to a real system.

ÍNDICE

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Lista de Tabelas	viii
Lista de Figuras	xiv
Lista de Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Considerações Gerais.....	1
1.2 Desenvolvimento Histórico.....	7
1.3 Estrutura da Dissertação.....	13
2 Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Conceitos Básicos e Metodologias Analíticas	15
2.1 Introdução.....	15
2.2 Conceitos Básicos.....	17
2.2.1 Terminologias e Conceitos.....	17
2.2.2 Modelagem de Sistemas Através do Método dos Conjuntos Mínimos de Corte.....	25
2.3 Índices de Desempenho para Avaliação de Sistemas.....	28
2.3.1 Índices de Desempenho para Pontos de Carga.....	28
2.3.2 Índices de Desempenho do Sistema.....	30
2.3.3 Incidência de Penalidades.....	31
2.3.4 Determinação do Custo de Interrupção do Sistema.....	33
2.3.5 Fatores que Influenciam os Parâmetros de Confiabilidade.. dos Componentes do Sistema	37
2.4 Métodos de Solução.....	40
2.4.1 Metodologias Analíticas.....	40
2.5 Conclusões.....	48
3 Simulação Monte Carlo	49
3.1 Introdução.....	49
3.2 Metodologias Utilizando Simulação Monte Carlo.....	51
3.2.1 Simulação Monte Carlo Cronológica: Conceitos Básicos.....	52

3.2.2	Metodologia para Execução da Simulação Monte Carlo..... Cronológica	55
3.2.3	Linguagem Unificada de Modelagem.....	61
3.3	Aplicações.....	64
3.3.1	Sistema Teste IEEE – RBTS Barra 2.....	64
3.3.2	Sistema Real CEMIG – Papagaios.....	73
3.4	Conclusões.....	82
4	Calibração de Dados	83
4.1	Introdução.....	83
4.2	Calibração de Dados Baseada em Análises de Sensibilidade.....	85
4.3	Calibração de Dados: Metodologia Proposta.....	90
4.3.1	Detecção e Localização de Erros.....	90
4.3.2	Correção de Erros.....	97
4.4	Resultados.....	103
4.4.1	Detecção/localização de Erros em Sistemas.....	103
4.4.2	Correção de Erros em Sistemas.....	117
4.5	Conclusões.....	127
5	Avaliação de Metas por Mecanismos Baseados em Desempenho	129
5.1	Introdução.....	129
5.2	Metodologia PBR – Conceituação Básica e Breve Histórico do..... seu Emprego	131
5.3	Metodologia Proposta.....	135
5.3.1	Princípio do PBR.....	136
5.4	Aplicações.....	142
5.4.1	Sistema Teste IEEE – RBTS Barra 2.....	142
5.4.2	Sistema Real CEMIG – Papagaios.....	153
5.5	Conclusões.....	157
6	Conclusões	159
6.1	Principais Contribuições.....	159
6.2	Propostas para Trabalhos Futuros.....	164
A	Sistema Teste IEEE – RBTS Barra 2	166
A.1	Introdução.....	166
A.2	Dados de Confiabilidade.....	166
A.3	Diagrama Unifilar.....	168

B	Sistema Real CEMIG – Papagaios	171
B.1	Introdução.....	171
B.2	Dados de Confiabilidade.....	171
B.3	Diagrama Unifilar.....	180
	Referências Bibliográficas	182

LISTA DE TABELAS

2.1	Exemplos de Caminhos Mínimos e Conjuntos Mínimos de Corte.....	20
2.2	Classificação dos Índices de Desempenho.....	24
2.3	Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro.....	34
2.4	Custo Unitário de Interrupção para o Sistema Brasileiro.....	35
3.1	Índices para Pontos de Carga: Metodologia Analítica (RBTS).....	67
3.2	Índices para Pontos de Carga: Metodologia SMC Seqüencial (RBTS)..	67
3.3	Erro Relativo – Índices para Pontos de Carga (RBTS).....	67
3.4	Índices para Alimentadores: Metodologia Analítica (RBTS).....	68
3.5	Índices para Alimentadores: Metodologia SMC Seqüencial (RBTS).....	68
3.6	Erro Relativo – Índices para Alimentadores (RBTS).....	69
3.7	Índices para Pontos de Carga: Metodologia Analítica (PAPG).....	76
3.8	Índices para Pontos de Carga: Metodologia SMC Seqüencial..... (PAPG)	76
3.9	Erro Relativo – Índices para Pontos de Carga (PAPG).....	77
3.10	Índices para Alimentadores: Metodologia Analítica (PAPG).....	77
3.11	Índices para Alimentadores: Metodologia SMC Seqüencial (PAPG).....	78
3.12	Erro Relativo – Índices para Alimentadores (PAPG).....	78
4.1	Valores Esperados para o Erro Intrínseco e Limiar do FEC..... de Cada Alimentador (RBTS)	106
4.2	Teste de Detecção – Taxas de Falha dos Componentes Mantidas..... Constantes (N=10)	107
4.3	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha dos..... Componentes Mantidas Constantes (N=10)	107

4.4	Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=10).....	108
4.5	Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada.... (N=10)	108
4.6	Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=100).....	108
4.7	Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada.... (N=100)	108
4.8	Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=1000).....	109
4.9	Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada.... (N=1000)	109
4.10	Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04 e LT07..... Alteradas (N=10)	110
4.11	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01..... LT04 e LT07 Alteradas (N=10)	110
4.12	Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07..... e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 5)	111
4.13	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04..... LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 5)	111
4.14	Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e..... LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 6)	111
4.15	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01,..... LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 6)	111
4.16	Valores Esperados para o Erro Intrínseco e Limiar do FEC de..... Cada Alimentador (PAPG)	114
4.17	Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de.... carga LP1/LP2/LP3/LP4.Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)	114
4.18	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre..... os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multi- plicativo=3)	115

4.19	Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)	115
4.20	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)	115
4.21	Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)	116
4.22	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)	116
4.23	Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)	116
4.24	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)	116
4.25	Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 5)	117
4.26	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10)	118
4.27	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=1000)	118
4.28	Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo = 6)	121
4.29	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10)	121
4.30	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=1000)	121

4.31	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre..... os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)	123
4.32	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das linhas entre..... os pontos de carga LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6 e LP7 Alteradas (N=10)	124
4.33	Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre..... os pontos de carga LP1/LP2/LP3/LP4/LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=5)	125
4.34	Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das linhas entre..... os pontos de carga LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6 e LP7 Alteradas (N=10)	125
5.1	Valores Esperados dos Índices de Desempenho para Pontos de..... Carga do Sistema	143
5.2	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR1	144
5.3	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR 1	145
5.4	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR 1	145
5.5	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR2	149
5.6	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR 2	149
5.7	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e..... Sistema – RBTS e PBR 2	149
5.8	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para o Sistema –..... Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)	150
5.9	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para o Sistema –..... Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)	150

5.10	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para o Sistema –.....	150
	Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)	
5.11	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e.....	154
	Sistema – Papagaios e PBR1	
5.12	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e.....	154
	Sistema – Papagaios e PBR 1	
5.13	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e.....	154
	Sistema – Papagaios e PBR 1	
5.14	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e.....	155
	Sistema – Papagaios e PBR2	
5.15	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e.....	155
	Sistema – Papagaios e PBR 2	
5.16	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e.....	155
	Sistema – Papagaios e PBR 2	
5.17	Bonificações e Multas Relativas ao FIC para o Sistema –.....	156
	Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)	
5.18	Bonificações e Multas Relativas ao DIC para o Sistema –.....	156
	Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)	
5.19	Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para o Sistema –.....	156
	Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)	
A.1	Tipos de Alimentadores.....	166
A.2	Dados dos Consumidores.....	167
A.3	Dados por Alimentador.....	167
A.4	Dados de Confiabilidade para os Componentes.....	167
A.5	Configuração do Sistema IEEE – RBTS Barra 2.....	169
A.6	Denominação dos Componentes do Sistema IEEE – RBTS Barra 2.....	170

B.1	Dados dos Pontos de Carga do Sistema Papagaios.....	172
B.2	Ramos do Sistema Papagaios.....	174
B.3	Dados dos Componentes do Sistema Papagaios.....	178

LISTA DE FIGURAS

2.1	Modelo de Sistema Tipo Ponte.....	20
2.2	Sistema Série/paralelo Equivalente.....	21
2.3	Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro.....	34
2.4	Gráfico do Custo Unitário de Interrupção do Sistema Brasileiro.....	35
2.5	Sistemas com Dois Componentes Conectados em Série.....	41
2.6	Sistema com Dois Componentes Conectados em Paralelo.....	42
3.1	Diagrama de Espaço de Estados de um Componente.....	53
3.2	Histórico de Operação/reparo de um Componente.....	53
3.3	Representação dos Elementos do Sistema.....	60
3.4	Objeto Barra Conectado ao Objeto Elemento.....	60
3.5	Topologia do Sistema de Distribuição IEEE – RBTS Barra 2.....	65
3.6	Sistema IEEE – RBTS Barra 2 Decomposto.....	65
3.7	Sistema IEEE – RBTS Barra 2 Decomposto com Geradores Fictícios..	66
3.8	Densidade de Probabilidade – DIC – LP01.....	70
3.9	Densidade de Probabilidade – FIC – LP01.....	70
3.10	Densidade de Probabilidade – DMIC – LP01.....	71
3.11	Densidade de Probabilidade – DEC – Alimentador 1.....	72
3.12	Densidade de Probabilidade – FEC – Alimentador 1.....	72
3.13	Topologia do Sistema CEMIG – Papagaios.....	73
3.14	Sistema Real Papagaios Decomposto.....	74
3.15	Alimentador 1 do Sistema Elétrico Papagaios.....	74
3.16	Alimentador 2 do Sistema Elétrico Papagaios.....	75
3.17	Alimentador 3 do Sistema Elétrico Papagaios.....	75

3.18	Alimentador 4 do Sistema Eléctrico Papagaios.....	75
3.19	Densidade de Probabilidade – DIC – LP0001.....	79
3.20	Densidade de Probabilidade – FIC – LP0001.....	79
3.21	Densidade de Probabilidade – DMIC – LP0001.....	80
3.22	Densidade de Probabilidade – DEC – Alimentador 1.....	80
3.23	Densidade de Probabilidade – FEC – Alimentador 1.....	81
4.1	Organograma do Processo.....	92
4.2	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco.....	96
4.3	Organograma do Processo de Detecção/localização.....	97
4.4	Organograma do Processo de Correção.....	102
4.5	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=10 (RBTS).	104
4.6	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=100 (RBTS).	104
4.7	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=1000 (RBTS).	105
4.8	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=10 (PAPG).	112
4.9	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=100 (PAPG).	113
4.10	Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra..... com N=1000 (PAPG).	113
4.11	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=10)	119
4.12	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=1000)	120

4.13	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=10)	122
4.14	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=1000)	123
4.15	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=10)	124
4.16	Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de..... Falha (N=10)	126
5.1	Densidade de Probabilidade e Limite Padrão para um Índice de..... Confiabilidade.	135
5.2	Zonas de Incidência de Multas e Bonificações – Mecanismo PBR 1.....	136
5.3	Zonas de Incidência de Multas e Bonificações – Mecanismo PBR 2.....	139
5.4	Penalização e Bonificação para a Curva de Probabilidade DIC..... para o Ponto de Carga LP-21.	146
5.5	Avaliação da Bonificação Frete à Variação da Zona Neutra para o..... Ponto de Carga LP-21 e PBR 1.	147
5.6	Avaliação da Penalidade Frete à Variação da Zona Neutra para o..... Ponto de Carga LP-21 e PBR 1.	148
5.7	Avaliação da Bonificação Frete à Variação da Zona Neutra para o..... Ponto de Carga LP-21 e PBR 2.	151
5.8	Avaliação da Penalização Frete à Variação da Zona Neutra para o..... Ponto de Carga LP-21 e PBR 2.	152
A.1	Sistema de Distribuição RBTS – Barra 2.....	168
B.1	Sistema De Distribuição Papagaios.....	181

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
SMC	Simulação Monte Carlo
SED	Sistema(s) Elétrico(s) de Distribuição
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
PBR	Performance Based Rates
EEC	Esquema Equivalente de Confiabilidade
N/A	Normalmente aberto
N/F	Normalmente Fechado
λ	Taxa média de falha de um componente
λ_S	Taxa de falha sustentada de um componente
λ_M	Taxa de falha momentânea de um componente
μ	Taxa média de reparo de um componente
U	Indisponibilidade do serviço [horas/ano]
r	Duração média da falha [horas]
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FIC	Freqüência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
LOLC	Loss of Load Cost – Custo de interrupção ou custo da perda de Carga
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index – Freqüência média de interrupções no sistema

SAIDI	System Average Interruption Duration Index – Duração média de interrupções no sistema
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index – Duração média de interrupções por consumidor
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency – Freqüência média de interrupções momentâneas
ASAI	Average Service Availability Index – Disponibilidade média de serviço
ASUI	Average Service Unavailability Index – Indisponibilidade média de serviço
ENS	Energy not Supplied – Energia não suprida
AENS	Average Energy not Supplied – Energia média não suprida
UC	Unit Cost – Custo unitário
AUC	Average Unit Cost – Custo unitário médio
CTMC	Continuous-time Markov Chain – Cadeia de Markov contínua no tempo
TTF	Time to Failure – Tempo para a falha
TTR	Time to Restoration – Tempo de reparo
MTTR	Mean Time to Repair – Tempo médio de reparo
β	Coeficiente de Variação
POO	Programação Orientada a Objetos
UML	Unified Modeling Language – Linguagem Unificada de Modelagem
OOD	Object Oriented Design
OMT	Object Modeling Technique
OOSE	Object-oriented Software Engineering
Δ	Variação, perturbação
RT	Região de Transição
PPRT	Pontos Pertencentes a Região de Transição
ES	Evolution Strategies – Estratégias de Evolução
σ	Desvio padrão

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A energia constitui a matéria prima utilizada por todos para desenvolvimento de suas atividades, desde as mais triviais, caseiras e cotidianas, até as mais elaboradas, como nas grandes indústrias. O sistema elétrico tem como objetivo gerar energia elétrica em quantidade suficiente nos locais apropriados, transmiti-la em grandes quantidades evitando perdas, e distribuí-la aos centros consumidores com qualidade ao menor custo possível. Os sistemas elétricos de potência são, portanto, constituídos por três zonas funcionais, conhecidas como geração, transmissão e distribuição.

O sistema de distribuição é responsável por interligar os sistemas de grande porte, formados pela geração e transmissão, com os consumidores finais. Falhas na geração e transmissão acarretam no desligamento de grande quantidade de consumidores, enquanto que àquelas na distribuição interrompem o fornecimento de energia em pontos localizados. A princípio a afirmação anterior pode transmitir a idéia errônea de que interrupções na distribuição não afetam severamente o sistema. Na verdade, segundo [B02], o sistema de distribuição é responsável por cerca de 90% dos problemas de confiabilidade dos consumidores, necessitando assim de atenção especial. Melhoria na confiabilidade da entrega de energia aos consumidores, significa melhoria na confiabilidade dos sistemas de distribuição.

Os sistemas de distribuição figuram hoje num cenário reestruturado, onde se inseriu a competição no segmento de produção de energia elétrica, criando-se

um mercado de energia no atacado. Além da segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição, esta última também passa a contabilizar em separado o serviço de distribuição e o de comercialização da energia.

As distribuidoras passam a comprar energia por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), e desta forma serve os seus consumidores cativos. Neste ambiente, as concessionárias de energia sentem a constante necessidade de reduzir seus custos para continuar obtendo lucros. As medidas de redução de custos geralmente resultam em deterioração da confiabilidade dos seus sistemas, [BB00], afetando diretamente seus consumidores que não operam livremente no mercado, ou seja, que não compram energia diretamente no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Para contornar este problema, as agências reguladoras definem níveis de desempenho para os sistemas de distribuição, fiscalizando a atuação das companhias elétricas, e aplicando penalidades na forma de multas caso as metas estabelecidas não sejam cumpridas. No Brasil, o órgão responsável pela regulamentação do sistema e fiscalização é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em 28 de Janeiro de 2000, a ANEEL editou e publicou a Resolução N° 24 a qual entrou em vigor em Janeiro de 2001. Neste documento são tratados os termos e regras relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Entre as diversas alterações instituídas estão àquelas que estabelecem os novos padrões e metas para os índices de confiabilidade das redes, que devem ser seguidas pelas concessionárias operantes no sistema, assim como a forma como devem ser aplicadas as multas caso os padrões não sejam cumpridos.

Para operar conforme as regras impostas, as concessionárias devem avaliar de forma preditiva seus sistemas, atentando para os possíveis pontos susceptíveis a falhas e avaliando as melhores maneiras de contornar os problemas. A tarefa de avaliação implica na determinação dos índices de confiabilidade da rede. Esta tarefa requer uma ferramenta computacional adequada, que modele o

sistema e consiga, por meio dos dados de confiabilidade dos elementos da rede, contabilizar os índices.

Dentre as técnicas empregadas para modelar topologicamente o sistema, a que mais se destaca, principalmente por motivos de fácil implementação computacional, é a dos Conjuntos Mínimos de Cortes. Adicionalmente a este método são empregadas outras metodologias para avaliação dos índices de desempenho. Estas podem ser divididas em duas grandes categorias: os métodos de enumeração de estados, também conhecidos como metodologias analíticas, e os métodos de simulação Monte Carlo (SMC).

A primeira técnica utilizada para o cálculo dos indicadores de desempenho foi a analítica. Por meio do seu emprego são determinados os valores médios dos índices, porém ela não consegue fornecer as funções densidade de probabilidade dos mesmos. Isto é um problema, dado que valores médios não representam de forma fidedigna o comportamento aleatório dos indicadores. Por esta razão esta metodologia foi perdendo espaço para a simulação Monte Carlo.

A SMC pode ser dividida em metodologias não seqüencial e seqüencial, esta última também denominada cronológica. A não seqüencial utiliza algoritmos baseados em diagramas de espaço de estados, tal como a metodologia analítica, porém não consegue computar nenhuma conexão cronológica entre os diversos possíveis estados do sistema. A simulação cronológica é capaz de representar os aspectos cronológicos entre os estados, conseguindo entre outras facilidades determinar as funções densidade de probabilidade. Toda facilidade técnica alcançada geralmente traz também empecilhos em termos computacionais quando implementadas. A metodologia cronológica requer grande esforço computacional e, desta forma, algumas ferramentas podem ser desenvolvidas para auxiliar o processo de simulação.

Tal como exposto em [LCNFSG06], a técnica de decomposição de sistemas aliada à programação orientada a objetos aumentam a eficiência, assim como diminuem o tempo computacional da SMC seqüencial, especialmente em se

tratando da análise de sistema de grande porte. A decomposição subdivide a rede em sistemas menores a partir da identificação dos alimentadores principais, com isso possibilita o emprego da simulação fracionada a cada subsistema. Por sua vez, a programação orientada a objetos aumenta a performance computacional, diminuindo-se o tempo gasto no processamento dos índices de desempenho do sistema.

A simulação Monte Carlo mostra-se como uma ferramenta extramente robusta, tendo sido largamente empregada na avaliação de confiabilidade de sistemas de distribuição, tal como pode ser observado nas referências [BCP02], [AS95], [BW98], [BW99b] e [S02].

Qualquer metodologia de avaliação, incluindo a SMC, necessita de dados sistêmicos corretos para apresentar resultados coerentes. De nada adiantaria um mecanismo robusto se os dados dos componentes, pertencentes ao sistema a ser estudado, apresentarem valores inconsistentes. Desta maneira, o estudo de confiabilidade de um determinado sistema necessita não apenas de metodologias de modelagem, mas também de dados como taxas de falha, tempos de reparo e chaveamento corretos para cada elemento da rede.

Na grande maioria dos casos, faltam informações armazenadas nas empresas distribuidoras a respeito dos dados dos componentes do sistema, chegando-se muitas vezes a empregar nos estudos de confiabilidade informações de outros sistemas semelhantes. Mesmo que as distribuidoras possuam registros referentes aos dados dos componentes, estes devem ser mantidos atualizados, afinal o sistema é mutável, ora degradando com o passar do tempo, ora sendo reformado por reforços.

Estes dados podem ser tratados de forma a se buscar as informações eventualmente incoerentes com a rede modelada, localizar qual o elemento possuidor desta informação e finalmente corrigi-la. Este processo de validação de dados, no entanto, requer avaliações estatísticas que comparam amostras operativas do sistema, ou seja, amostras recentes dos indicadores de desempenho, com os mesmos indicadores obtidos por meio deste banco de

dados sob avaliação. Esta amostra operativa do sistema deve ser relativamente pequena, de tal forma a representar a realidade da rede num dado período sazonal apenas, esta é a única forma de não se mascarar as modificações nos dados dos elementos. Desta maneira a calibração dos dados de confiabilidade dos componentes mostra-se deveras importante, porém simultaneamente complexa porque faz inferências sobre uma avaliação estatística de pequenas amostras.

A simulação Monte Carlo, em conjunto com a metodologia de calibração de dados, é capaz de fornecer uma avaliação preditiva cujos resultados são mais realistas e por isso mais confiáveis. Por meio destas análises do sistema, as concessionárias têm conhecimentos das áreas com baixo grau de confiabilidade. Regiões como esta podem vir a contribuir para a violação das metas de desempenho estabelecidas pela ANEEL, computando multas às empresas e conseqüentemente onerando seus gastos.

Para não pagar multas as distribuidoras devem investir em seus sistemas, porém como o índice de confiabilidade tem caráter aleatório, mesmo melhorando o sistema e diminuindo a incidência de falhas, penalidades poderão ocorrer. Desta forma, as concessionárias que operam com alto grau de confiabilidade não possuem, no atual modelo, nenhuma forma de incentivo pelos investimentos realizados.

É possível modelar de maneira mais justa a operação das concessionárias através de um mecanismo denominado “*performance based rates*” (PBR), o qual promove um balanço entre a qualidade do serviço prestado pelas empresas e o custo para prover esta qualidade. A idéia é incentivar, fornecendo bonificações, às empresas cujos sistemas apresentam menor quantidade de contingências e penalizar àquelas cujas falhas ocorrem em demasia. O PBR introduz nas avaliações de confiabilidade dos sistemas um elemento de risco financeiro e, por meio dele, as concessionárias passam a ter que lidar e definir as incertezas relacionadas com a performance de seus sistemas.

Esta dissertação tem como objetivo apresentar uma metodologia para avaliação de sistemas de distribuição robusta e eficiente, aliando simulação Monte Carlo e método de calibração de dados, assim como discutir um modelo de avaliação das concessionárias mais justo que o atual.

A técnica de simulação Monte Carlo a ser apresentada mescla a decomposição topológica do sistema e a programação orientada a objetos, de tal forma a aumentar a eficiência computacional. Para a validação dos dados será proposta uma nova metodologia de calibração baseada nas funções densidade de probabilidade dos indicadores de desempenho, fornecidas via SMC seqüencial. Por fim, serão apresentados os mecanismos denominados PBR, os quais também necessitam das funções de probabilidade dos indicadores, discutidas suas particularidades e os benefícios de sua aplicação. Todos os conceitos introduzidos e abordados serão empregados em um sistema teste padrão e em um sistema brasileiro real.

Os temas, metodologias e mecanismos propostos e apresentados nesta dissertação têm aplicações de caráter prático, principalmente em se tratando de sistemas de distribuição e operação de concessionárias. Com ferramentas desta natureza, é possível avaliar os sistemas, promover seu planejamento de maneira estruturada e confiável, e também manter os indicadores de desempenho dentro das metas estipuladas pelos órgãos reguladores.

1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO

Atualmente, as bibliografias a respeito do cálculo de confiabilidade dos sistemas de potência mostram certo equilíbrio entre as áreas de geração, transmissão e distribuição. Fato este que não era verificado a anos atrás, quando o tema avaliação da capacidade de geração atraía maiores atenções e conseqüentemente maior número de publicações. A primeira publicação a respeito deste assunto surgiu cerca de setenta anos atrás.

Os artigos [I72, I78, ABL84, ABSS88, ABBG94, ABBG99, BFB01] são referências significativas nas áreas de 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.

Com o passar dos anos, o interesse sobre as análises de confiabilidade nas áreas de transmissão e distribuição aumentou. Não se pode precisar exatamente quando iniciou o interesse, porém as primeiras publicações mais significativas foram em 1964, com a publicação dos artigos [GMP64 e T64]. Apesar de apresentarem conceitos completamente diferentes, ambos introduziram no cenário de avaliação de confiabilidade 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 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].

Os primeiros conceitos relativos às técnicas de avaliação analíticas, processo de Markov, para avaliação de sistemas de transmissão foram apresentadas em [BB68], que considerou também o efeito do tempo adverso em simples configurações em paralelo e comparou os resultados calculados com aqueles obtidos em [GMP64]. Os autores [BG75a] e [BG75b], baseados nestas duas publicações citadas anteriormente, apresentaram um conjunto de equações para o cálculo de sistemas série-paralelo robustos, considerando o conceito de tempo adverso, saídas programadas para manutenção e sobreposição de falhas. A referência [BG75b] também demonstra a aplicação da teoria dos conjuntos mínimos de corte (*minimal cut sets*) em configurações mistas complexas.

A referência [RG70], incorporou ações de chaveamento na avaliação de circuito de transmissão, incluindo para isso os equipamentos de proteção. As idéias mencionadas 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], introduz também o conceito de falha passiva e falha ativa em sistemas contendo equipamentos de proteção. Estes conceitos foram aprimorados sob condições mais gerais em [ABO76b].

As vantagens de técnicas de avaliação da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição, incluindo falhas ativas e passivas, foram apresentadas em [AOB77], que mostrou a aplicação destes 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 em outras publicações, podem ser resumidos e ilustrados por meio de exemplos numéricos [BA84]. Na referência [BA84] também estão presentes os índices básicos utilizados pelas concessionárias de energia para avaliar 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.

Por volta dos anos oitenta, não havia muitas publicações que retratassem o emprego de simulação Monte Carlo Cronológica, especialmente a seqüencial, para avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição. Além dos valores médios, começa a se verificar a necessidade de se obter as distribuições de probabilidade dos índices de desempenho, para se calcular com maior exatidão os riscos relativos a uma determinada condição do sistema.

Em [BG86] um 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 por meio deste método.

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.

No ano de 1995, [AS95] publica uma outra técnica 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.

Entre 1996 e 1999 os artigos mais importantes se encontram em [BFB01]. Em 1997, dois métodos para determinar os índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição foram propostos em [AM97], um deles é analítico (não Markoviano) e outro utiliza simulação Monte Carlo. A principal novidade é a utilização de tempos de restauração não exponenciais (no caso é empregada a distribuição lognormal).

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].

No ano de 1997, um modelo de calibração de dados é proposto [BO97]. É realizada a validação de dados de confiabilidade dos componentes do sistema, neste caso taxas de falha e tempos de reparo, a partir dos valores esperados dos índices de desempenho das redes de distribuição, sem levar em consideração as funções densidade de probabilidade dos indicadores. Neste trabalho também são realizadas avaliações de sensibilidade, observando o impacto dos dados de confiabilidade nos indicadores sistêmicos.

A referência [C98] emprega as técnicas analíticas convencionais, que apenas possibilitam o cálculo dos valores médios, para calcular os índices de

confiabilidade dos sistemas de distribuição, incluindo os efeitos de falhas na transmissão e geração.

Em 1998, [BW98] comparam os métodos analíticos e Monte Carlo Cronológico na obtenção de alguns índices de desempenho em sistemas de distribuição radiais. A comparação é repetida em [BW99a] e os autores atestam a deficiência do método analítico em relação ao cálculo das distribuições de probabilidade. Os mesmos autores publicam posteriormente [BW99b] que considera na simulação Monte Carlo Seqüencial variações da carga e do modelo de custos no tempo.

A referência [BAA99] cita pela primeira vez a importância da manutenção preventiva, os autores demonstram os benefícios que esta prática gera a confiabilidade dos sistemas de distribuição. No ano seguinte a referência [WBG00] apresenta o cálculo das distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade dos sistemas de distribuição. O método utilizado contém alguns refinamentos como modelos de carga e de custo variando no tempo.

Também no ano 2000 é publicado um primeiro estudo sobre os mecanismos conhecidos como “*performance based rates*”, [BB00]. Os autores apresentam os benefícios da metodologia para avaliação do desempenho de concessionárias de energia elétrica. Nesta referência a simulação Monte Carlo cronológica é associada às características da distribuição de Poisson, a qual, por meio de aproximações, é utilizada para simular as falhas de cada componente sistêmico. São apresentados os resultados de bonificações e multas aplicadas a sistemas para vários cenários PBR.

A referência [BCP02], novamente aborda o tema dos contratos PBR. As funções densidade dos índices sistêmicos são obtidas por meio da simulação Monte Carlo Cronológica. Estas funções são representadas em intervalos discretos, desta forma os valores médios das bonificações e penalizações são computados utilizando-se o conceito de variáveis aleatórias discretas.

Uma técnica baseada em simulação cronológica é proposta para o cálculo do custo/benefício da confiabilidade dos sistemas elétricos de distribuição, incluindo co-geração [WB01]. Em 2002, a referência [WB02] avalia o custo/benefício da confiabilidade dos sistemas de distribuição, considerando as taxas de falha e tempos de restauração do sistema variando no tempo.

Também neste ano, a referência [C02] apresenta uma metodologia cronológica para avaliar a confiabilidade dos sistemas de distribuição, 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.

Tal como expostos nas páginas anteriores, vários autores propuseram trabalhos contemplando técnicas analíticas e de simulação cronológica para avaliar os sistemas. As técnicas de simulação Monte Carlo Seqüencial, em geral, se mostram mais capazes na hora de obter as funções de distribuição dos índices de confiabilidade. A metodologia empregada nesta dissertação também é a de simulação seqüencial, porém utilizando em associação técnicas de decomposição de sistema e programação orientada a objetos.

Para os procedimentos de calibração de dados não há muitas referências. Por isso, este trabalho se propõe a apresentar uma nova metodologia para executar a função de validação das informações de confiabilidade dos elementos da rede. Similarmente, as técnicas de avaliação PBR foram também pouco discutidas em referências, abrindo espaço para que dois modelos PBR sejam apresentados e avaliados.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação de mestrado está estruturada em seis capítulos os quais serão brevemente apresentados nesta seção.

O presente capítulo discorre a respeito dos sistemas elétricos de distribuição, relatando a atual conjuntura na qual estes sistemas operam. Foram descritas as principais preocupações relacionadas às avaliações de confiabilidade destas redes e as possíveis maneiras, que serão abordadas neste trabalho, para resolver estes problemas. Também foi apresentado neste capítulo o estado da arte na análise da confiabilidade de sistemas de distribuição.

O Capítulo 2 aborda os principais conceitos relativos à confiabilidade dos sistemas de distribuição. São apresentadas: a técnica dos conjuntos mínimos de corte e técnicas analíticas para avaliação do desempenho dos sistemas. Este capítulo também se preocupa em familiarizar o leitor acerca das penalidades que podem ser incididas nas concessionárias, caso seus sistemas não cumpram as metas de desempenho regulamentadas.

A simulação Monte Carlo é tema do Capítulo 3. Neste capítulo serão discutidos os conceitos pertinentes às simulações não-sequenciais e sequenciais, bem como suas vantagens e desvantagens. A simulação Cronológica será empregada em dois sistemas para avaliação, um deles é um sistema teste padrão denominado IEEE – RBTS Barra 2, e o outro um sistema real brasileiro, pertencente à concessionária CEMIG e denominado Papagaios.

No Capítulo 4 será proposto um novo método para calibração dos dados de confiabilidade dos elementos pertencentes aos sistemas de distribuição. Este mecanismo de validação utilizará a ferramenta cronológica apresentada no Capítulo 3. A metodologia proposta será aplicada nos mesmo dois sistemas citados anteriormente.

O Capítulo 5 abordará o mecanismo para avaliação do desempenho, em termos de confiabilidade, denominado “*performance based rates*”. Novamente será empregada a simulação Monte Carlo Cronológica, Capítulo 3, para obtenção das funções densidade de probabilidade dos índices sistêmicos. Este mecanismo será testado para os sistemas IEEE – RBTS Barra 2 e Papagaios.

Finalmente, o Capítulo 6 apresentará um resumo das discussões realizadas em cada capítulo no formato de conclusões. Também serão apresentadas sugestões para trabalhos futuros correlatos aos temas abordados.

CAPÍTULO 2

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: CONCEITOS BÁSICOS E METODOLOGIAS ANALÍTICAS

2.1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Distribuição (SED) têm como função transportar a energia gerada até os consumidores individuais de energia elétrica com confiabilidade adequada. Por confiabilidade adequada entende-se o fornecimento de energia elétrica com qualidade elevada e sem interrupções. Desta maneira, nos estudos de confiabilidade são empregadas técnicas que visam modelar o SED, possibilitando, desta maneira, o cálculo dos seus índices de confiabilidade e avaliando o seu desempenho.

Os SED são representados por uma rede de componentes conectados em série, paralelo, ou por qualquer combinação destas formas de conexão. Em termos topológicos, à medida que a complexidade do sistema aumenta, técnicas e modelos adicionais às aplicadas a sistemas série e paralelo devem ser empregadas para simplificar o sistema. Dentre as diversas técnicas, o método dos conjuntos mínimos de corte se destaca por duas razões. Inicialmente por ser uma metodologia de fácil implementação computacional, garantindo uma solução rápida e eficiente, e também porque os conjuntos de corte estão diretamente relacionados aos modos de falha do sistema, indicando as maneiras pelas quais o sistema pode vir a falhar [BA92].

Técnicas como frequência e duração, modelos Markovianos, simulação Monte Carlo, entre outras, são aplicadas adicionalmente ao método dos conjuntos mínimos de corte para calcular os índices de confiabilidade [BA92]. Para a determinação dos indicadores de desempenho sistêmico é necessário estar de posse de um banco de dados que forneça informações sobre os elementos constituintes do sistema, como taxas de falha e tempos de reparo. A presença de erros nestas informações pode comprometer o estudo em andamento, assim como, a avaliação do sistema.

Este capítulo tem por finalidade explicar conceitos básicos referente à confiabilidade de Sistemas de Distribuição, abrangendo as terminologias referentes ao tema, a técnica de modelagem conhecida como conjunto mínimo de corte, os índices de desempenho sistêmicos e os métodos para suas obtenções empregando metodologias analíticas. Também serão discutidos fatores que podem alterar os parâmetros de confiabilidade dos componentes sistêmicos, os quais são empregados para o cálculo dos índices de confiabilidade.

2.2 CONCEITOS BÁSICOS

2.2.1 TERMINOLOGIAS E CONCEITOS

A seguir, serão apresentadas definições empregadas na área de confiabilidade de sistemas elétricos, que ajudarão a compreender os temas abordados nesta dissertação.

Parâmetros de Confiabilidade dos Elementos de um Sistema

Qualquer componente do sistema elétrico, como, por exemplo, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, está sujeito a operações incorretas, resultando em falhas no sistema. Da mesma maneira, situações que acarretam falhas podem ser corrigidas por meio de reparos nos componentes falhos, ou mesmo por manobras que reduzam a interrupção de energia nos pontos consumidores. Desta forma, componentes podem transitar entre estados operativos definindo uma taxa de transição [BA92].

- ✓ Taxa de Transição: representa o número de vezes que um componente transita de um dado estado, pelo tempo total de permanência neste estado;
- ✓ Taxa de Falha (λ): representa o número vezes que um componente falhou em um dado período de tempo, pelo tempo total em que o componente permaneceu em operação;
- ✓ Taxa de Reparo: representa o número vezes que um componente foi reparado em um dado período de tempo, pelo tempo total em que o componente permaneceu em reparo.

O re-estabelecimento operacional de um sistema falho pode ser feito de duas formas [S02]:

-
- ✓ Tempo de Reparo^{2.1}: representa o tempo necessário para que um dado componente em estado falho seja substituído ou reparado e posteriormente re-colocado em operação;
 - ✓ Tempo de Chaveamento: representa 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.

Conjuntos Mínimos de Corte

Algumas terminologias são inerentes a esta metodologia de modelagem de sistemas [BA92] [S02]:

- ✓ Ponto de Carga: Barra ou ponto do sistema que contém consumidores de energia conectados. Representam o ponto de interesse nas análises de confiabilidade;
- ✓ Ramo: Conjunto de componentes que se encontram conectados em série e são delimitados pelas barras de entrada e saída do sistema. Desta maneira, se um componente do ramo falhar, o ramo também se apresentará na condição de falha^{2.2};
- ✓ Ramo Bidirecional: Ramo no qual a potência flui nos dois sentidos;
- ✓ Ramo Unidirecional: Ramo no qual a potência flui em apenas um sentido;
- ✓ Caminho: Conjunto de componentes (ramos) do sistema que possibilita a ligação entre a entrada (fonte) e a saída (carga) do mesmo;
- ✓ Caminho Mínimo: Conjunto de componentes do sistema, sendo que, a falha de qualquer um destes elementos sistêmicos faz com que o conjunto restante não seja mais considerado um caminho;

^{2.1} Também denominado Tempo de Restauração.

^{2.2} No caso limite, o “ramo” se identifica com o próprio componente.

-
- ✓ *Caminho Normalmente Fechado*: É um caminho mínimo onde todos os componentes se encontram em operação (energizados). São utilizados para identificar eventos de falhas que causam interrupção no fornecimento de energia no ponto de carga de interesse;
 - ✓ *Caminho Normalmente Aberto*: É um caminho mínimo onde existe pelo menos um componente que não está em operação (desenergizado). São utilizadas para verificar as diversas alternativas para se reestabelecer o fornecimento de energia, no ponto de carga, quando ocorre uma dada falha no sistema;
 - ✓ *Conjunto de Corte*: É um conjunto de componentes do sistema que, quando falham, causam a falha do sistema. Em termos de confiabilidade de redes, é um conjunto de componentes que devem falhar para interromper todos os caminhos existentes entre a entrada e a saída da rede em questão;
 - ✓ *Conjunto Mínimo de Corte*: É um conjunto de componentes do sistema que, quando falham, também acarretam a falha do sistema. No entanto, quando qualquer componente deste conjunto não se encontra fora de operação, o sistema também opera sem falha. É possível definir para um determinado sistema vários conjuntos mínimos de corte;
 - ✓ *Cortes de Primeira Ordem*: Ocorre um corte de primeira ordem no sistema quando há perda de continuidade de serviço e a mesma é causada pela falha de apenas um componente ou ramo da rede;
 - ✓ *Cortes de Segunda Ordem*: Ocorre um corte de segunda ordem no sistema quando há perda de continuidade de serviço e a mesma é causada pela falha simultânea de dois componentes ou ramos da rede.

Para avaliar a confiabilidade do sistema, os conjuntos mínimos de corte devem ser combinados. Segundo a definição dada, os elementos de um conjunto mínimo de corte podem ser representados em paralelo, enquanto os conjuntos

podem ser representados entre si em série, indicando que a ocorrência de qualquer conjunto mínimo implica na falha do sistema.

Seja o sistema a seguir:

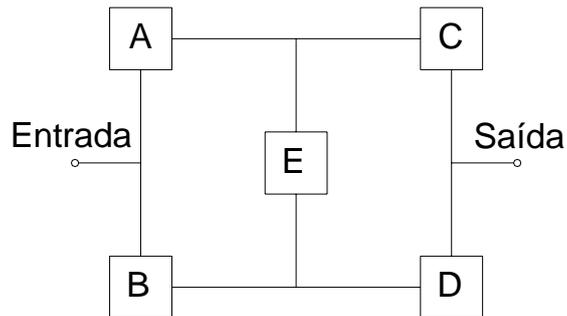


Figura 2.1: Modelo de Sistema tipo Ponte.

Na Tabela 2.1 estão apresentados alguns exemplos para as definições acima citadas:

Tabela 2.1: Exemplos de Caminhos Mínimos e Conjuntos Mínimos de Corte

	Exemplos
Caminhos Mínimos	AC, BD, AED, BEC
Conjuntos Mínimos de Corte	AB, CD, AED, BEC

- ✓ Esquema Equivalente de Confiabilidade (EEC): É a representação dos conjuntos mínimos de corte de um dado sistema sob análise. Os conjuntos mínimos de corte são conectados em série, sendo que em cada conjunto seus componentes são conectados em paralelo;

O EEC do sistema representado na Figura 2.1 é representado da seguinte maneira:

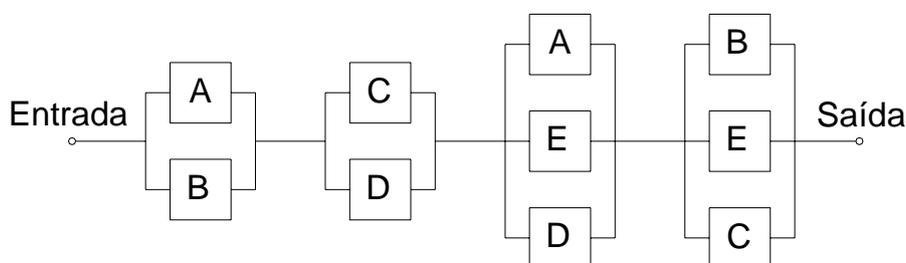


Figura 2.2: Sistema Série/paralelo Equivalente.

Índices de Desempenho

Os índices de confiabilidade de um sistema servem para quantificar o seu desempenho, passado ou futuro, quanto à qualidade do fornecimento de energia aos pontos consumidores. Os índices mais empregados são [ANEEL00] [BA94]:

- ✓ *Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC):* Intervalo de tempo em que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica [horas/consumidor ano];
- ✓ *Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC):* Intervalo de tempo em que, no período de observação, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão, ocorreu descontinuidade na distribuição de energia elétrica [horas/ano];
- ✓ *Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC):* Tempo máximo de interrupção contínua

- da energia elétrica em uma unidade consumidora ou ponto de conexão [horas];
- ✓ *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 [interrupções/consumidor ano];
 - ✓ *Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC)*: Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão [interrupções/ano];
 - ✓ *Duração Média da Falha (r)*: Representa o tempo, em média, em que a unidade consumidora ou ponto de conexão permaneceu sem fornecimento de energia por ocasião de uma falha [horas];
 - ✓ *Loss of Load Cost (LOLC)*: Representa o custo pelo não fornecimento de energia a uma unidade consumidora (ponto de conexão), ou mesmo para o sistema [Unidade Monetária/ano];
 - ✓ *Indisponibilidade do Serviço (U)*: Representa, em média, as horas em que a energia não foi disponibilizada na unidade consumidora (ponto de conexão), no período de um ano [horas/ano];
 - ✓ *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*: É o índice da frequência média de interrupções do sistema. É definido pela razão entre o número total de interrupções nos consumidores e o número total de consumidores, no período total de um ano [interrupções/consumidor ano];
 - ✓ *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)*: É o índice da duração média de interrupção do sistema. É definido como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos

consumidores e o número total de consumidores, no período de um ano [horas/consumidor ano];

- ✓ Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI): É o índice da duração média da interrupção para o consumidor. É definido como sendo a razão entre o somatório das durações das interrupções nos consumidores e o número total de interrupções nos consumidores, no período de um ano [horas/consumidor/interrupções];
- ✓ Average Service Availability Index (ASAI): É o índice de disponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o somatório do número de horas em que o sistema está disponível para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano;
- ✓ Average Service Unavailability Index (ASUI): É o índice de indisponibilidade média de serviço. É definido como sendo a razão entre o número de horas indisponíveis para os consumidores e o número total de horas demandadas no sistema, no período de um ano;
- ✓ Energy not Supplied (ENS): É o índice para a energia não suprida. Representa a energia total não fornecida pelo sistema, no período de um ano [kWh/ano];
- ✓ Average Energy not Supplied (AENS): É o índice para a energia média não suprida. É definido como sendo a razão entre o total de energia não suprida e o número total de consumidores, no período de um ano [kWh/consumidor ano].

No Sistema Elétrico Brasileiro os índices de desempenho empregados são DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC [ANEEL00]. Os índices SAIFI e SAIDI correspondem aos índices FEC e DEC respectivamente^{2,3}. O índice U corresponde ao índice DIC na legislação brasileira. O índice ENS pode ainda

^{2,3} Embora alguns índices (e.g. ASAI, ASUI, etc.) não sejam utilizados no Brasil, eles são mencionados na Dissertação para manter os aspectos didático e generalista do texto.

ser denominado EENS, Energia Esperada não Suprida. Estes índices podem avaliar o desempenho do sistema e/ou de uma unidade consumidora (ponto de conexão) de interesse.

Tabela 2.2: Classificação dos Índices de Desempenho

Índices de Desempenho para Pontos de Carga	r, U, ENS, AENS, DIC, FIC, DMIC;
Índices de Desempenho para o Sistema	ENS, AENS, DEC, FEC, SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, LOLC;

A Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, regulamenta padrões para os índices de confiabilidade, empregados no sistema brasileiro, para que as concessionárias forneçam energia com qualidade aos seus consumidores. Desta forma, de acordo com o descrito em [ANEEL00] tem-se:

- ✓ Metas de Continuidade: São os valores máximos estabelecidos para os indicadores de continuidade, que são avaliados pela agência regulatória periodicamente;
- ✓ Padrão de Continuidade: Valor máximo estabelecido, pela agência regulatória do sistema, para um indicador de continuidade e utilizado para a análise comparativa com os valores apurados nas concessionárias de energia elétrica.

2.2.2 MODELAGEM DE SISTEMAS ATRAVÉS DO MÉTODO DOS CONJUNTOS MÍNIMOS DE CORTE

A grande maioria dos SED possui uma rede complexa, não sendo possível a aplicação imediata de técnicas relativas a sistemas série e/ou paralelo, para a avaliação de seus índices de confiabilidade.

Técnicas como probabilidade condicional, conjuntos mínimos de corte, diagrama de árvores, diagramas lógicos e outras podem ser implementadas para simplificar os SED. Estas metodologias modificam a topologia do sistema de tal forma a torná-lo um conjunto de componentes conectados em série e paralelo [BA92].

O método dos conjuntos mínimos de corte é uma técnica atrativa porque, dentre outras coisas, permite a visualização dos modos de falha do sistema. Um conhecimento desta natureza possibilita a identificação de trechos críticos (i. e. mais passíveis a falhas), sendo possível, em nível de planejamento, atuar favoravelmente na melhoria da confiabilidade destas áreas, direcionando melhor os investimentos e reforços.

Definidos os conjuntos mínimos de corte do sistema, pode-se determinar o seu esquema equivalente de confiabilidade (EEC). No EEC, os conjuntos mínimos são dispostos em série, porque a ocorrência de qualquer destas situações implica na indisponibilidade de energia no ponto de carga considerado. Em contrapartida, os elementos de cada conjunto são dispostos em paralelo, indicando que a falha sistêmica ocorre quando todos os componentes falham.

Mesmo com a estruturação do EEC a aplicação dos conceitos de circuitos série ainda não pode ser efetuada. Isto ocorre porque um mesmo componente do sistema pode fazer parte de dois ou mais conjuntos mínimos de corte simultaneamente. Para solucionar o problema podem ser utilizados cálculos aproximados, tal como exposto em [BA92].

Na definição dos conjuntos mínimos os trabalhos aumentam à medida que os sistemas se tornam maiores e mais complexos. Uma possível solução seria a definição prévia dos caminhos mínimos do sistema. Referências como [C98], [S02] e [ABO76a] apresentam algoritmos genéricos para encontrar os caminhos mínimos.

Tendo sido definidos os caminhos mínimos do sistema, o conjunto mínimo de cortes pode ser determinado tal como proposto em [BA92], [N96], [C98] e [S02]:

- i) Construção de uma matriz C , onde as colunas representam os ramos do sistema e as linhas representam os caminhos mínimos definidos;
- ii) Os elementos da matriz serão da forma:
 - $C_{i,j} = 1$ se o ramo j faz parte do caminho i ;
 - $C_{i,j} = 0$ se o ramo j não faz parte do caminho i ;

Considerando o sistema da Figura 2.1 e os dados contidos na Tabela 2.1, a matriz C para este sistema é da forma:

$$C = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & D & E \end{matrix} \\ \begin{matrix} \uparrow \\ \uparrow \\ \uparrow \\ \uparrow \\ \uparrow \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.1)$$

- iii) Realiza-se uma inspeção individual em todas as colunas da matriz. O ramo cuja coluna apresentar todos os seus elementos iguais a 1 é denominado conjunto mínimo de corte de primeira ordem. Todos os

componentes deste ramo também são definidos como conjunto mínimo de corte de primeira ordem;

- iv) Os conjuntos de segunda ordem são determinados combinando-se, duas a duas, todas as colunas da matriz via álgebra Booleana (Operador “OU”). Se a coluna resultante da combinação de duas colunas possuir todos os elementos iguais a 1, os ramos correspondentes constituem um conjunto de corte, que somente será mínimo se não contiver nenhum componente que faça parte de conjuntos mínimos de ordem inferior. Desta forma, combinando-se os componentes destes ramos dois a dois e eliminando-se aqueles componentes repetidos, tem-se conjuntos mínimos de corte de segunda ordem em relação aos componentes;
- v) Para obter conjuntos de corte mínimos de ordem igual ou superior a terceira, faz-se o mesmo processo descrito no item anterior, o número de colunas a ser combinado deve ser igual à ordem desejada.

Durante a elaboração da lista de caminhos mínimos do sistema, caso seja detectado algum caminho normalmente aberto, este não será utilizado para a elaboração dos conjuntos mínimos de corte. Estes caminhos serão úteis e aplicados nas metodologias para cálculo dos índices de confiabilidade, porque servirão, em algumas situações, como caminhos alternativos de fornecimento de energia, minimizando os impactos sofridos em decorrência de alguma falha.

2.3 ÍNDICES DE DESEMPENHO PARA AVALIAÇÃO DE SISTEMAS

As concessionárias operantes no sistema têm como finalidade o fornecimento de energia elétrica com qualidade aos centros consumidores. O padrão de serviço das concessionárias, em termos de disponibilidade de energia aos consumidores, é avaliado pelos órgãos reguladores do sistema por meio de índices de desempenho. Estes são comparados com as metas de continuidade regulamentadas, desta forma, penalidades são impostas às concessionárias que ultrapassarem o padrão de continuidade estabelecido para cada um dos índices.

O papel dos índices é de extrema importância. Além de avaliar o desempenho histórico do sistema, é possível fazer a avaliação do desempenho futuro, ou seja, avaliar preventivamente a confiabilidade. As análises futuras permitem visualizar pontos mais susceptíveis à falhas e, portanto, mais carentes de investimentos. Desta maneira, é possível manter e/ou adequar os SED às metas de desempenho exigidas pelo órgão regulatório do sistema.

A aplicação dos índices para avaliação passada ou futura dos SED pode ser feita para o sistema como um todo ou para pontos de carga. As fórmulas empregadas para o cálculo dos índices, bem como para o cálculo das penalidades serão apresentadas a seguir.

2.3.1 ÍNDICES DE DESEMPENHO PARA PONTOS DE CARGA

De acordo com o descrito em [ANEEL00], os indicadores de desempenho DIC, FIC e DMIC são calculados da seguinte maneira:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.2)$$

$$FIC = n \quad (2.3)$$

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (2.4)$$

onde:

i índice de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ;

n número de interrupções da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração;

$t(i)$ tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora ou do ponto de conexão considerada, no período de apuração;

$t(i)_{Max}$ valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado^{2.4}.

Os índices ENS e AENS são definidos como sendo, [BA92]:

$$ENS = L \times U \quad (2.5)$$

$$AENS = \frac{ENS}{N} \quad (2.6)$$

onde:

L carga média conectada ao ponto de carga a ser analisado;

^{2.4} Todas as ultrapassagens em relação ao valor limite estipulado serão penalizadas, embora a Equação 2.4 não expresse isso claramente.

N número total de consumidores conectados no ponto de carga analisado.

2.3.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO DO SISTEMA

Para o cálculo dos índices de desempenho do sistema, é necessário ter conhecimento do número de consumidores e da carga média conectados em cada ponto do sistema. Segundo a referência [ANEEL00], os índices DEC e FEC, para avaliação do desempenho passado dos sistemas, são calculados da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k C_a(i) \times t(i)}{C_c} \quad (2.7)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k C_a(i)}{C_c} \quad (2.8)$$

onde:

- i índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k número máximo de eventos no período considerado;
- $t(i)$ duração de cada evento (i), no período de apuração;
- $C_a(i)$ número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- C_c número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Os demais índices, para avaliação preditiva dos sistemas, são definidos pelas Equações 2.9 a 2.15 a seguir, [BA92]:

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.9)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (2.10)$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (2.11)$$

$$ASAI = \frac{8760 \sum N_i - \sum U_i N_i}{8760 \sum N_i} \quad (2.12)$$

$$ASUI = \frac{\sum U_i N_i}{8760 \sum N_i} \quad (2.13)$$

$$ENS = \sum L_i U_i \quad (2.14)$$

$$AENS = \frac{\sum L_i U_i}{\sum N_i} \quad (2.15)$$

onde:

i ponto de carga i ;

λ_i taxa de falha do ponto de carga i ;

U_i indisponibilidade de serviço no ponto de carga i ;

N_i número de consumidores no ponto de carga i .

2.3.3 INCIDÊNCIA DE PENALIDADES

Às concessionárias podem incidir penalidades caso não cumpram as metas de continuidade, determinadas pela agência regulatória do sistema, no caso brasileiro a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Atualmente, as penalidades são calculadas sobre os índices DIC, FIC e DMIC, caso os mesmos ultrapassem os seus padrões de continuidade.

Segundo [ANEEL00] por penalidade se entende: “pagamento de multa, pela concessionária ao consumidor afetado, a ser creditada na fatura de energia no mês seguinte ao da apuração”. Os procedimentos para as imposições de penalidade aos agentes operantes no sistema, bem como aos órgãos fiscalizadores do sistema, são encontradas na referência [ANEEL04].

Para o cálculo das penalidades são empregadas as fórmulas:

$$Penalidade_{DIC} = \left(\frac{DIC_V}{DIC_P} - 1 \right) \times DIC_P \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (2.16)$$

$$Penalidade_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_P} - 1 \right) \times DMIC_P \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (2.17)$$

$$Penalidade_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_P} - 1 \right) \times FIC_P \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (2.18)$$

onde:

DIC_V duração de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_P padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DIC, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_V$ duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_P$ padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador DMIC, expresso em horas;

FIC_V frequência de interrupção por unidade consumidora ou ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expresso em número de interrupções;

-
- FIC_P* padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador FIC, expresso em número de interrupções;
- CM* média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica dos consumidores ou acessantes da distribuidora, ou dos encargos de uso do sistema de transmissão, no que se aplicar, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;
- 730* número médio de horas ao mês;
- Kei* coeficiente de majoração, que pode variar de 10 a 50, e cujo valor, fixado em 10, poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão ordinária das tarifas.

De acordo com o exposto anteriormente, concessionárias que não fornecem energia com boa confiabilidade são penalizadas. No entanto, não há em vigência no Brasil nenhum sistema que “premie” às empresas que mantêm uma boa qualidade de serviço. Metodologias podem ser desenvolvidas com este intuito, formalizando um sistema de bonificação/penalização mais justo. Estes aspectos serão discutidos no Capítulo 5 desta dissertação.

2.3.4 DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE INTERRUPÇÃO DO SISTEMA

Os índices de desempenho vistos nos tópicos anteriores avaliam quantitativamente a qualidade da energia fornecida aos consumidores. No entanto, não introduzem nesta avaliação fatores econômicos que são imprescindíveis ao planejamento e operação dos SED.

O impacto econômico das interrupções pode ser visualizado por dois índices em particular, a ENS e também o custo unitário de interrupção (UC – Unit Cost). A ENS, dada em [kWh/ano], fornece a informação da quantidade, em média, de energia não suprida ao sistema ou ponto de carga. O UC fornece a informação do custo de energia não fornecida ao sistema e é dado em [\$/kWh].

Este índice depende de vários fatores tais como duração, frequência, período de ocorrência, profundidade do corte de carga, localização geográfica..., e seu valor varia em função do tipo de consumidor (comercial, residencial ou industrial). Na tabela a seguir, extraída da Ontario Hydro [E89], está representada a variação de UC em relação à duração da interrupção (r).

Tabela 2.3: 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

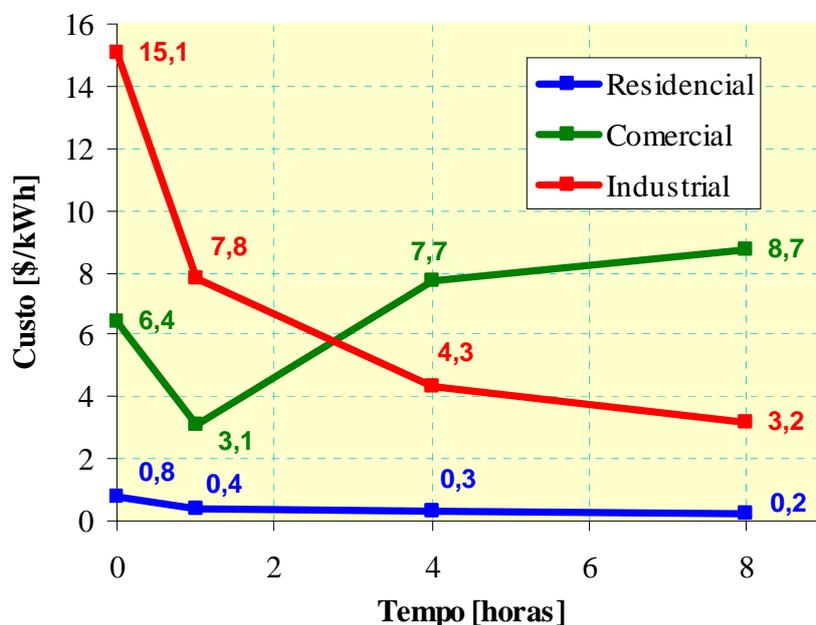


Figura 2.3: Gráfico do Custo Unitário de Interrupção da Ontário Hydro.

A mesma função $UC(r)$, para o sistema brasileiro [MSH94] é mostrada na Tabela 2.4 [LPM97]:

Tabela 2.4: 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	1,20
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

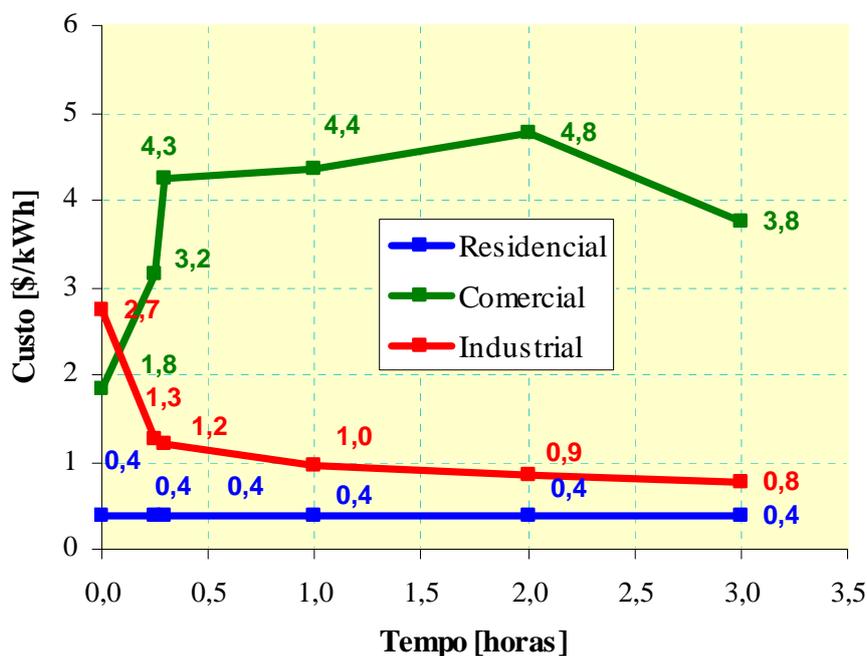


Figura 2.4: Gráfico do Custo Unitário de Interrupção do Sistema Brasileiro.

Um ponto de carga do sistema pode ser formado por mais de uma classe de consumidores. Neste caso é necessário que se faça uma ponderação do custo

em relação à proporção de cada classe consumidora, gerando assim um Custo Unitário Médio (Average Unit Cost – AUC). A AUC pode ser então calculada pela Equação 2.19 [S02]:

$$AUC = FP_{R_i} UC_R + FP_{C_i} UC_C + FP_{I_i} UC_I \quad (2.19)$$

onde:

AUC_i custo unitário médio da 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].

Caso o índice (r) ao ser calculado não apresente valor correspondente na tabela, basta realizar uma interpolação:

$$UC_i = UC_{k-i} + (r_i - t_{k-1}) \left(\frac{UC_k - UC_{k-1}}{t_k - t_{k-1}} \right) \quad (2.20)$$

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).

De posse das informações relativas a duração média das falhas (r_i) e custo unitário médio (AUC_i), de um dado ponto de carga, é possível determinar o custo de interrupção de energia, [Unidade Monetária], ($LOLC_i$ – Loss of Load Cost) para este ponto:

$$LOLC_i = AUC_i r_i \quad (2.21)$$

O custo de interrupção do sistema ($LOLC_S$) é obtido somando-se o custo individual de cada ponto de carga:

$$LOLC_S = \sum_{i=1}^N LOLC_i \quad (2.22)$$

onde:

N número total de pontos de carga.

2.3.5 FATORES QUE INFLUENCIAM OS PARÂMETROS DE CONFIABILIDADE DOS COMPONENTES DO SISTEMA

Os dados de confiabilidade dos componentes pertencentes ao sistema formam um banco de dados necessário a qualquer estudo de confiabilidade. Dentre as informações mais importantes estão a taxa de falha e o tempo de reparo de cada elemento sistêmico.

Em relação à taxa de falha destes elementos, fatores externos, geralmente relacionados a questões ambientais, podem alterar estes dados. Isto se verifica porque com a ocorrência de alguns fenômenos o número de falhas, em determinados trechos do sistema, pode aumentar.

A interrupção de consumidores numa determinada rede pode ocorrer devido a inúmeros fatores além das próprias falhas inerentes a cada equipamento. Animais, árvores, condições climáticas e erro humano estão entre as causas que podem acarretar em descontinuidade na distribuição de energia. Segundo [B02], as árvores, a ocorrência de descargas atmosféricas e a presença de animais são, respectivamente, as causas que mais acarretam o aumento na ocorrência de falhas nos sistemas.

A presença de árvores em grande quantidade em uma determinada área faz com que esta região seja mais susceptível a ocorrência de defeitos. A queda de um tronco, ou mesmo da árvore, pode acarretar em danos mecânicos nos ramais. Faltas podem ocorrer quando ramos destas árvores crescem e aumentam os espaçamentos entre condutores, ou mesmo quando o vento arremessa estes ramos sobre os cabos alimentadores, assim como outras situações podem acarretar também em defeitos.

Em condições climáticas normais, as falhas dos equipamentos presentes no sistema são, em geral, eventos independentes, de tal forma que a falha de um determinado componente ocorre independentemente da operação de qualquer outro dispositivo. Desta maneira, falhas simultâneas em equipamentos diferentes são eventos raros. Na presença de condições climáticas adversas, como por exemplo, ventos e descargas atmosféricas em demasia, muitos equipamentos podem falhar ao mesmo tempo, podendo afetar a distribuição de energia de um número maior de consumidores.

Todos estes fatores devem ser levados em consideração quando se deseja modelar o sistema e, portanto, modelar um banco de dados com taxas de falhas e tempos de reparo, compatíveis com cada equipamento e região na qual este se localiza.

Em regiões mais densamente ocupadas por árvores, os equipamentos, especialmente os condutores, devem possuir uma taxa de falha maior do que aqueles localizados em região sem grande presença vegetativa. Similarmente, em estudos realizados em períodos sazonais onde ocorrem condições

climáticas adversas, deve-se ter em mente que o número de falhas dos equipamentos deve aumentar.

Estas condições práticas de operação do sistema devem ser introduzidas nos estudos de confiabilidade, com o intuito de aproximar as simulações da realidade observada. As influências dos fatores ambientais nos dados de confiabilidade, dos componentes do sistema, serão novamente discutidas no Capítulo 4, onde será apresentada uma metodologia de validação destas informações dos elementos da rede.

2.4 MÉTODOS DE SOLUÇÃO

Para avaliação dos índices de confiabilidade do sistema, duas metodologias podem ser empregadas: técnicas analíticas e simulação Monte Carlo. A metodologia analítica foi a primeira técnica utilizada para o cálculo dos indicadores de desempenho do sistema. Ela emprega modelos Markovianos, técnicas de frequência e duração e dos conjuntos mínimos de corte para calcular os índices. No entanto, por meio do seu emprego, são fornecidos valores médios para os indicadores impossibilitando, assim, a determinação das funções distribuições de probabilidades correspondentes. Alguns esforços foram realizados com o intuito de se determinar a distribuição de probabilidade do indicador DMIC, [LSCS05] e [S02], definindo assim uma metodologia analítica não-convencional.

Devido a esta e algumas outras restrições, a metodologia analítica foi perdendo espaço para a simulação Monte Carlo, a qual será apresentada no Capítulo 3. Nesta seção serão apresentadas as técnicas analíticas convencional e não convencional, assim como discutidas as vantagens e desvantagens das metodologias.

2.4.1 METODOLOGIAS ANALÍTICAS

Como as metodologias analíticas empregam conceitos de sistemas série e paralelo, uma breve revisão será apresentada, o detalhamento destes sistemas pode ser encontrado em [BA92].

Sistema Série

Do ponto de vista de confiabilidade, um conjunto de componentes constitui um sistema série, se para o mesmo funcionar, todos os componentes devem estar em funcionamento simultaneamente.

Seja o sistema série apresentado na Figura 2.5:



Figura 2.5: Sistema com Dois Componentes Conectados em Série.

onde:

λ_A e λ_B taxas de falha dos componentes A e B respectivamente;

r_A e r_B tempos de reparo dos componentes A e B respectivamente.

Através da referência [BA92] demonstra-se que a taxa de falha equivalente para o sistema série (λ_S) é dada por:

$$\lambda_S = \lambda_A + \lambda_B \quad (2.23)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_S) é:

$$r_S = \frac{\lambda_A r_A + \lambda_B r_B}{\lambda_S} \quad (2.24)$$

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

$$\lambda_S = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.25)$$

$$r_S = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_S} \quad (2.26)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração estabelecidos em [BA92], a indisponibilidade (U_S) pode ser calculada como:

$$U_S \cong \lambda_S r_S \quad (2.27)$$

Sistema Paralelo

Do ponto de vista de 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 o sistema paralelo da Figura 2.6:

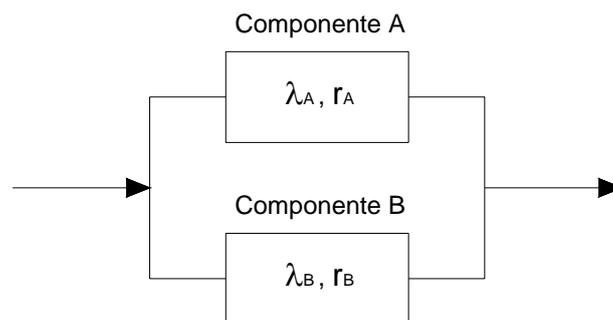


Figura 2.6: Sistema com Dois Componentes Conectados em Paralelo.

onde:

λ_A e λ_B taxas de falha dos componentes A e B respectivamente;

r_A e r_B tempos de reparo dos componentes A e B respectivamente.

Através da referência [BA92] demonstra-se que a taxa de falha equivalente para o sistema paralelo (λ_P) é dada por:

$$\lambda_P = \lambda_A \lambda_B (r_A + r_B) \quad (2.28)$$

e o tempo de reparo equivalente (r_P) é:

$$r_P = \frac{r_A r_B}{r_A + r_B} \quad (2.29)$$

Utilizando os conceitos de frequência e duração estabelecidos em [BA92], a indisponibilidade (U_P) pode ser calculada como:

$$U_P \cong \lambda_P r_P \quad (2.30)$$

As equações para mais de dois componentes podem ser visualizadas em [BA92].

O método analítico convencional fornece os valores médios para os índices de confiabilidade, no entanto, como vantagem, apresenta execução computacional muito rápida [BW98]. Um possível algoritmo para esta metodologia extraído de [C98] é apresentado abaixo:

Algoritmo para Método Analítico Convencional

Para sua implementação executam-se os seguintes passos:

1. Encontram-se os conjuntos mínimos de corte (até 2º ordem) para todos os pontos de carga do sistema;
2. Calculam-se os equivalentes (1º ordem) dos conjuntos mínimos de corte de segunda ordem do ponto analisado (utilizam-se as equações para sistema paralelo vistas acima). Monta-se assim, um sistema série equivalente;
3. Calcula-se o equivalente do sistema série resultante (utilizando as equações para sistema série). Determinam-se os índices de confiabilidade do ponto de carga;
4. Se ainda existirem pontos de carga, retornar a Etapa 2, caso contrário, calculam-se os índices de confiabilidade do sistema.

Este método representa os componentes do sistema por um modelo Markoviano. Desta maneira, as funções densidade para tempos de falhas, tempo de reparo e tempo de chaveamento são representadas por exponenciais e as taxas de transição entre estados consideradas constantes [C02]. Para os tempos de funcionamento/falha estas considerações podem ser efetuadas se o componente se encontrar operando em seu período de vida útil.

Os tempos de reparo e tempos de chaveamento, no entanto, não podem ser considerados como distribuições exponenciais, [OG99], sendo necessária outra função para representar estes valores.

Como já mencionado anteriormente, a metodologia em discussão apresenta o valor esperado dos índices, porém somente a análise do valor médio do indicador de confiabilidade, sem a sua respectiva função de distribuição, pode não indicar verdadeiramente o comportamento do mesmo, dado que estes indicadores podem apresentar caráter aleatório.

Esforços foram feitos para remediar este problema, desenvolvendo-se metodologias não convencionais com o intuito de determinar a função de distribuição do indicador DMIC [LSCS05], [S02]. Para a compreensão do método são necessários conhecimentos a respeito de cadeia de Markov e análises de absorção, encontradas em [KS76], [LEW93], [AL00] e [L95].

Método Analítico não Convencional

Seja uma cadeia de Markov, finita, de tempos contínuos (CTMC – Continuous-time Markov Chain^{2.5}), com parâmetros contínuos $\{Z(t), t \geq 0\}$ com espaço de estados $S = \{1, 2, \dots, n\}$. A matriz com as taxas de transições entre estados, A , é definida pela Equação 2.31 a seguir:

$$A = [\lambda_{ij}] \quad (2.31)$$

^{2.5} Explicações vide [KS76].

onde:

λ_{ij} taxa de transição do estado i para o estado j ;

$\lambda_{ii} = -\sum_{j \neq i} \lambda_{ij}$ elementos da diagonal principal.

Seja $P_i = \text{Prob}\{Z(t)=i\}$ a probabilidade da CTMC estar no estado i no tempo t . O vetor coluna $P(t)=[P_1(t), P_2(t), \dots, P_n(t)]$ representa o vetor de probabilidades transitórias da CTMC. O vetor $P(t)$ é determinado solucionando-se o sistema de equações diferenciais de primeira ordem, denominado equações de Kolmogorov:

$$\frac{dP(t)}{dt} = P(t)A \quad (2.32)$$

A condição inicial é especificada pelo vetor de probabilidade do estado inicial $P(0)$.

Seja S_β a representação do conjunto de estados absorventes^{2.6} e $S_\alpha = (S - S_\beta)$ o conjunto de estados transitórios na cadeia de Markov de tempos contínuos. Pela matriz de taxas de transição A , uma nova matriz A_α pode ser construída colocando-se apenas estados contidos em S_α . A dimensão de A_α é $(n_\alpha \times n_\alpha)$, onde n_α é a dimensão de S_α . Dado um vetor de condições iniciais $P_\alpha(0)$, com dimensão $(1 \times n_\alpha)$, pode ser aplicado, para descrever o tempo de transição entre estados de S_α , a Equação 2.33:

$$\frac{dP_\alpha(t)}{dt} = P_\alpha(t)A_\alpha \quad (2.33)$$

^{2.6} Um estado é considerado um estado absorvente se não existe nenhuma transição de saída deste estado. Desta maneira, para um estado absorvente i , sua taxa de transição para qualquer estado j é 0 (λ_{ij}).

O vetor de probabilidades $P_\alpha(t)^{2.7}$, de dimensão $(1 \times n_\alpha)$ é dado pela Equação 2.34:

$$P_\alpha(t) = P_\alpha(0)e^{A_\alpha t} \quad (2.34)$$

A probabilidade de se encontrar o sistema em S_β em um tempo t , é dada pela Equação 2.35, ou Equação 2.36:

$$F(t) = 1 - P_\alpha(0)e^{A_\alpha t} \mathbf{1} \quad (2.35)$$

$$f(t) = -P_\alpha(0)e^{A_\alpha t} \mathbf{1} \quad (2.36)$$

Onde o vetor $\mathbf{1}$ de dimensão $(1 \times n_\alpha)$ é um vetor identidade. Desta maneira, a função $F(t)$ representa a função distribuição do tempo em que o sistema permaneceu entre os estados do conjunto S_α , antes de ser absorvido por S_β . A Equação 2.36 representa a função densidade de probabilidade correspondente. A probabilidade ou risco de um determinado evento exceder o tempo t é dado por:

$$risco = P_\alpha(0)e^{A_\alpha t} \mathbf{1} \quad (2.37)$$

Considerando DMIC como sendo o total de horas em que o consumidor é continuamente interrompido acima de um valor limite aceitável, $DMIC_P$, pode-se dizer que, observando a Equação 2.37, caso t seja $DMIC_P$, então esta equação representa a probabilidade de violação do índice DMIC:

$$risco(DMIC_P) = P_\alpha(0)e^{A_\alpha DMIC_P} \mathbf{1} \quad (2.38)$$

onde:

$risco(DMIC_P)$ probabilidade de uma interrupção exceder o valor do $DMIC_P$;

^{2.7} Formula obtida em [L95].

$P(0)$ vetor contendo as probabilidades iniciais de cada estado.

Um algoritmo computacional que implementa esta teoria apresentada pode ser encontrado na referência [LSCS05].

Apesar desta técnica conseguir calcular a distribuição de probabilidade para o índice DMIC, para determinação das funções distribuições dos demais índices do sistema são empregadas técnicas de simulação Monte Carlo, as quais serão discutidas no Capítulo 3.

2.5 CONCLUSÕES

Os Sistemas Elétricos de Distribuição fornecem energia elétrica a seus consumidores e esta tarefa é avaliada pelos órgãos reguladores e fiscalizadores do sistema. Estes órgãos estabelecem metas aos indicadores de confiabilidade, podendo aplicar multas às concessionárias que ultrapassem os limites estabelecidos.

Este capítulo discorreu sobre os principais temas relativos a confiabilidade dos sistemas de distribuição. Os indicadores de desempenho do sistema foram apresentados, assim como a forma como as penalidades são calculadas e incididas sobre as distribuidoras, as quais se encontram, para o sistema brasileiro, na referência [ANEEL00].

Para avaliação topológica do sistema foi apresentada a técnica dos conjuntos mínimos de cortes. Esta aliada à metodologia analítica convencional estabelece os índices de confiabilidade do sistema, porém não fornece as funções densidade de probabilidade dos mesmos. Com isso não se tem um panorama completo do comportamento da rede, dado que valores médios não são capazes de avaliar a aleatoriedade dos indicadores.

A metodologia analítica não convencional apresentada calcula a distribuição de probabilidade para o indicador DMIC, porém faltam estas informações para os demais indicadores, e de suma importância para a técnica de validação de dados de confiabilidade que será apresentada no Capítulo 4, assim como para o cálculo das penalidades, tema abordado no Capítulo 5.

Surge, portanto, a necessidade de utilizar uma metodologia de avaliação de sistemas que forneça as funções densidade dos indicadores. No Capítulo 3, será apresentada a técnica de simulação Monte Carlo, a qual se apresenta como ferramenta robusta e capaz de avaliar os aspectos cronológicos dos diversos estados operativos da rede.

CAPÍTULO 3

SIMULAÇÃO MONTE CARLO

3.1 INTRODUÇÃO

As avaliações dos sistemas elétricos possibilitam analisar o sistema, demonstrando quais os pontos mais susceptíveis à falhas. Estas ferramentas de avaliação são importantes porque conseguem determinar preditivamente as melhores opções de planejamento do sistema, para que o mesmo opere segundo as metas estabelecidas pelos órgãos reguladores.

As técnicas analíticas associadas à metodologia dos conjuntos mínimos de corte conseguem determinar os valores esperados dos indicadores de confiabilidade. Dado que o sistema apresenta um caráter aleatório, este mesmo comportamento é verificado em seus índices de confiabilidade. Desta maneira, a simples obtenção de valores médios pode não refletir todas as características pertinentes a operação da rede.

Por esta razão, as técnicas baseadas em modelos Markovianos foram sendo substituídas pela metodologia denominada simulação Monte Carlo (SMC), a qual pode ser classificada em não-sequencial e sequencial. A SMC, associada também aos conjuntos mínimos de corte, oferece uma solução robusta e eficiente para a avaliação dos sistemas. A SMC, em especial a sequencial, consegue capturar as interdependências cronológicas entre os diversos possíveis estados da rede, e por isso, apresenta como resultados não apenas os valores médios, mas também as distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade.

A princípio, o emprego da SMC em simulações representava grande esforço computacional, apresentando tempo de processamento lento especialmente em sistemas de grande porte. Para contornar este problema, técnicas adicionais à modelagem de sistemas podem ser empregadas. A decomposição dos sistemas maiores em diversos subsistemas, por exemplo, auxilia nos casos de redes demasiadamente grandes. O emprego de ferramentas de programação modernas, denominadas “programação orientada a objetos”, POO, ajuda na manipulação da grande quantidade de dados que o problema da avaliação de confiabilidade apresenta. Assim, a decomposição de sistemas em conjunto com a POO aumentam a eficiência computacional e diminuem o tempo gasto nas simulações.

O presente capítulo apresentará uma metodologia de simulação Monte Carlo seqüencial que consiga, de maneira eficiente, apresentar as funções densidade de probabilidade de todos os indicadores de desempenho sistêmicos. Para tal a metodologia contará com as ferramentas de decomposição de sistemas e POO. Serão discutidas as vantagens deste método e, adicionalmente, ele será avaliado em dois sistemas. Um sistema teste convencional e um sistema real brasileiro.

3.2 METODOLOGIAS UTILIZANDO SIMULAÇÃO MONTE CARLO

A estimação dos índices de confiabilidade é feita por duas metodologias distintas: por espaço de estados ou modelos cronológicos.

A enumeração de estados, ou metodologia analítica, assim como as metodologias de simulação Monte Carlo (SMC) não seqüenciais, [R81], são exemplos de aplicação de algoritmos baseados em diagramas de espaço de estados. Nestes, modelos Markovianos são usualmente utilizados para modelagem dos componentes e também para representar as transições entre estados da carga. Os estados são selecionados e avaliados sem considerar qualquer tipo de conexão cronológica entre os mesmos.

A SMC cronológica^{3.1} por sua vez, é capaz de representar os aspectos cronológicos entre os estados, conseguindo avaliar corretamente o processo de envelhecimento dos componentes, o tempo de variação das cargas, aspectos de correlação entre tempo e espaço, etc. [LCNFSG06]. Esta modelagem implica que duas amostras de estados consecutivos diferem entre si somente por um componente que apresenta estado diferente, isto acarreta em grande esforço computacional.

Para a solução deste problema, metodologias pseudo-cronológicas foram propostas, [LMMB00]. Nestas, são aliadas a eficiência computacional da SMC não seqüencial, com a habilidade da SMC seqüencial em modelar cronologicamente as curvas de carga.

A SMC cronológica é extensivamente empregada para avaliação dos índices de confiabilidade em sistemas de distribuição, possuindo várias referências com suas aplicações: [BCP02], [AS95], [BW98], [BW99b] e [S02].

^{3.1} Também denominada SMC seqüencial.

Serão discutidos neste tópico os conceitos básicos referentes a SMC cronológica, bem como uma metodologia cronológica proposta em [LCNFSG06], a qual será empregada nesta dissertação para determinação dos índices de desempenho e suas distribuições.

3.2.1 SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA: CONCEITOS BÁSICOS

A SMC cronológica é empregada em larga escala por apresentar grande flexibilidade, uma delas é verificada na possibilidade de representar tempos de residência em estados não exponenciais, fator este limitante nas simulações analíticas e não seqüenciais.

Em uma simulação seqüencial no tempo, um histórico artificial que mostra os tempos para a falha (TTF – Time to Failure) e tempos de reparo (TTR – Time to Restoration) dos componentes do sistema é gerado em ordem cronológica. Isto é feito utilizando um gerador de números pseudo-aleatórios e as distribuições de probabilidade dos parâmetros de falha e de restauração dos componentes. Por meio deste histórico dos componentes gerado, uma seqüência de ciclos operação/reparo do sistema (ou ponto de carga) é gerada utilizando a relação entre os estados destes elementos e o estado do sistema. Os índices de confiabilidade do sistema e suas respectivas distribuições de probabilidades são gerados baseado neste histórico artificial do sistema.

Para determinação dos históricos artificiais, ciclos operação/reparo, dos componentes, são necessários conhecimentos dos modos de operação do sistema e, conseqüentemente dos componentes, e de parâmetros de confiabilidade dos elementos como taxas de falha e reparo e os respectivos tempos associados.

A maioria dos componentes presentes em um sistema de distribuição (linhas de transmissão, transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores e fusíveis) pode ser representada por um modelo de dois estados.

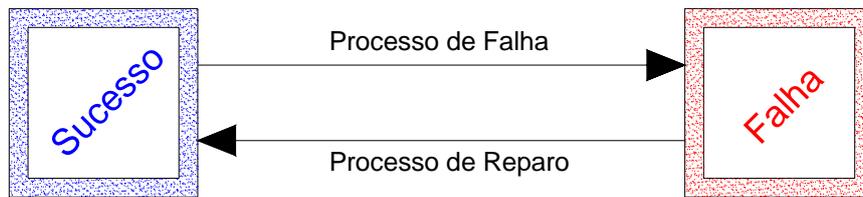


Figura 3.1: Diagrama de Espaço de Estados de um Componente.

O estado “sucesso” identifica que o componente está no estado operativo, enquanto o estado “falha” indica que o componente está inoperante por ocorrência de uma falha. O tempo em que o componente permanece no estado “sucesso”, até que ocorra uma falha, é denominado tempo para a falha (TTF) ou simplesmente tempo de funcionamento. O tempo em que o componente permanece no estado “falha”, até que seja reparado ou substituído e retorne para a operação, é denominado tempo de reparo (TTR – Time to Restore) ou tempo de substituição (TTR – Time to Replace), caso o componente não possa ser reparado. O histórico de operação do componente pode ser visualizado na figura abaixo:

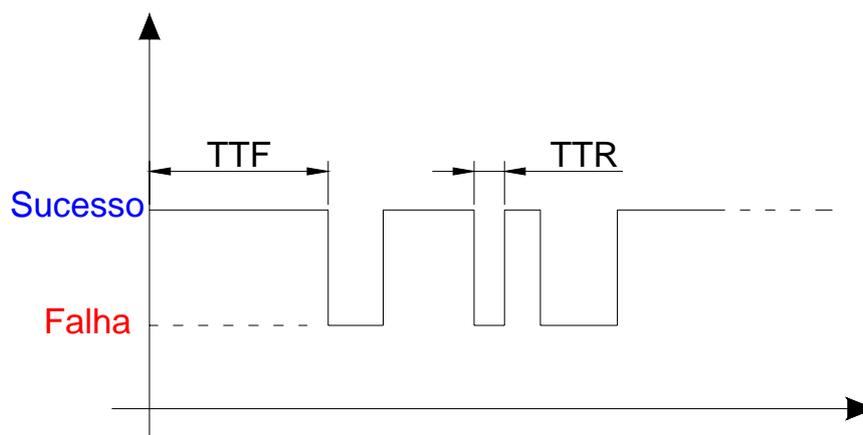


Figura 3.2: Histórico de Operação/reparo de um Componente.

Na SMC cronológica estes tempos podem ser representados por distribuições de probabilidades tais como Exponencial, Gama, Normal, Lognormal e Weibull [BW99a].

Na SMC seqüencial o estado operativo inicial do sistema é amostrado a partir de um algoritmo de SMC não seqüencial. Os índices de desempenho do sistema são estimados a partir de funções teste $G(t)$ [LCNFSG06], [SB77], [SPF93]:

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

onde:

T período da simulação;

$G(t)$ função teste que verifica, em qualquer instante t , se o estado do sistema é, ou não, adequado.

Cada índice pode ser avaliado desde que seja utilizada a função teste adequada. Para a probabilidade de falha LOLP (LOLP – Loss of Load Probability), por exemplo, $G(t) = 1$ se o estado do sistema no tempo t é de falha e caso contrário $G(t) = 0$. Uma outra maneira de determinar o valor esperado de $G(t)$ é dada pela equação abaixo:

$$\tilde{E}[G] = \frac{1}{NY} \sum_{k=0}^{NY} G(y_k) \quad (3.2)$$

onde:

NY número de anos simulados;

y_k seqüência de estados do sistema no ano k .

Para o caso da energia não suprida, ENS, o seu valor será a soma das energias não supridas associadas a cada interrupção de um ano simulado. A incerteza em relação ao índice estimado é dada pela variância do estimador:

$$V(\bar{E}[G]) = \frac{V(G)}{NY} \quad (3.3)$$

onde:

$V(G)$ Variação da função teste.

Pela análise da Equação 3.3, é possível concluir que a incerteza do valor estimado é inversamente proporcional ao tamanho da amostra, indicando assim que, quanto maior a amostra (NY) menor o erro, em outras palavras, melhor a precisão.

A simulação somente é interrompida quando a convergência para os índices estimados é alcançada. A convergência indica que a quantidade de dados, gerados durante a simulação, foi suficiente para representar o evento que se está estudando. A convergência da SMC é testada utilizando-se um coeficiente de incerteza denominado coeficiente de variação β [LMMB00], [R81]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V[\bar{E}(G)]}}{\bar{E}(G)} \quad (3.4)$$

O coeficiente β demonstra a tendência de uma distribuição convergir para um valor, chamado de valor médio. Quanto menor o valor de β mais convergida estará a função.

3.2.2 METODOLOGIA PARA EXECUÇÃO DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO CRONOLÓGICA

Uma possível metodologia para execução da SMC seqüencial, retirada da referência [LCNFSG06], tem seus passos de execução apresentados a seguir:

1. Identificar todos os caminhos mínimos e conjuntos de corte para todos os pontos de carga;

2. Simular o estado inicial de cada componente pertencente a cada conjunto mínimo de corte por meio de SMC não seqüencial;
3. Gerar diferentes números aleatórios para tempo de sucesso e falha de cada componente pertencente a cada conjunto mínimo de corte, e converter estes números em tempos para a falha, TTF, e tempo de reparo, TTR, usando as distribuições apropriadas;
4. Identificar o menor tempo (T_{MIN}) e defini-lo como “clock” do processo. O equipamento correspondente a T_{MIN} é denominado E_M ;
5. Analisar a performance de confiabilidade para todos os pontos de carga, alimentadores ou qualquer grupo específico de consumidores e para o sistema. Isto inclui a busca por possíveis ações de chaveamento, as quais também devem ser simuladas. A análise deve também considerar variações nas cargas dos consumidores e os tempos relacionados como estas variações;
6. Baseado na análise anterior deve-se calcular as contribuições para os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga;
7. Gerar e adicionar um novo tempo (sucesso ou falha) para o equipamento E_M . Se o período de análise (no caso, o ano da simulação) não estiver encerrado retornar para o Passo 4. Caso contrário, calcular os índices de confiabilidade (para os pontos de carga e para o sistema) no período correspondente e seguir para o Passo 8;
8. Avaliar a convergência por meio do cálculo do coeficiente de variação β para os índices de confiabilidade. Se não for atingida a convergência retornar ao Passo 4, caso contrário calcular os índices de confiabilidade (valores médios e funções distribuições de probabilidades) para todos os pontos de carga e para o sistema e, finalmente, parar o processo de simulação.

Na metodologia empregada nesta dissertação, retirada de [LCNFSG06], são executados três etapas na SMC:

- A. Decomposição do sistema em subsistemas menores;
- B. Preparação dos dados e sua estruturação utilizando técnicas de programação orientada a objetos;
- C. Simulação Monte Carlo cronológica para determinação dos índices de confiabilidade (onde é empregado o algoritmo proposto acima, Passos 1 a 8).

As técnicas presentes nas Etapas A e B, implementadas pelos autores da referência [LCNFSG06], têm como objetivo aumentar a eficiência e diminuir o tempo computacional da SMC seqüencial, especialmente em se tratando da análise de sistema de grande porte.

Etapa A – Decomposição do Sistema

Para realizar a decomposição do sistema é necessário identificar os alimentadores principais. Em sistemas de pequeno porte, é possível a determinação destes alimentadores por simples observação, no entanto, em sistemas maiores tal procedimento é inviável. Para a identificação destes alimentadores, é checada a conectividade entre os ramos do sistema e desta forma, indicado os pontos de carga que utilizam o mesmo alimentador como fonte de energia, sem que haja necessidade de chavear (fechar) qualquer chave seccionadora normalmente aberta do sistema (chaves N/A).

Em condições normais de operação, os subsistemas gerados pela decomposição do sistema operam independentes entre si. A influência entre os mesmos somente é percebida caso haja necessidade de fechar chaves normalmente abertas, devido à ocorrência de alguma contingência. Na ocorrência de situações como esta, alguns pontos de carga do alimentador serão supridos por outros alimentadores, sendo computado para os seus índices tempo de chaveamento.

A decomposição do sistema em subsistemas auxilia a análise e cálculo dos índices de confiabilidade, principalmente em sistema de grande porte, onde, em alguns casos, o emprego de SMC no sistema todo é inviável. Obviamente há uma desvantagem imediata na análise via sistemas decompostos. Com a decomposição alguns cortes de segunda ordem não são considerados. No entanto, a influência de cortes de segunda ordem nos índices de desempenho do sistema é relativamente pequena e pode, em vários casos, ser desconsiderada [BW98].

Etapa B – Estruturação de dados via Programação Orientada a Objetos

As técnicas de Programação Orientada a Objetos (POO) são utilizadas com o intuito de aumentar a performance computacional, diminuindo-se o tempo gasto no processamento dos índices de desempenho do sistema.

Basicamente, a vantagem do emprego destas técnicas baseadas em formação de objetos, está na criação de um *software* capaz de re-utilizar informações a respeito dos componentes do sistema (modelados como objetos no programa), bem como facilitar o desenvolvimento, manutenção e atualização dos sistemas modelados desta maneira [LSCS05].

Linguagens baseadas em programação procedural são orientadas a ação, isto significa que os programadores canalizam seus esforços para a implementação das funções de seus programas. Neste caso o programa é composto por um conjunto de funções que manipulam os dados ao invés de orientar seu desenvolvimento. Na POO a programação é orientada para a construção de classes, as quais representam conceitos reais do sistema em estudo, a partir das quais os objetos são construídos. A programação passa a estar focada na construção dos objetos, os quais trocam informações para cumprir as tarefas que o programa deve realizar.

Cada classe do sistema armazena dados e funções de uma determinada parte do problema que o programa se propõe a resolver. Estas informações são

inerentes a cada classe e ficam armazenadas na mesma, sem que as demais tenham completo acesso. A informação contida nos objetos da classe somente é manipulada pelas funções definidas nesta mesma classe. Como os objetos de classes diferentes devem comunicar entre si, é necessário que cada classe apresente uma interface bem definida, de tal forma a permitir que objetos de classes diferentes obtenham informações dos seus próprios objetos.

Considerando os sistemas de distribuição, cada elemento do sistema é delimitado por uma barra de entrada e por uma barra de saída (Bin e Bout respectivamente). Esses elementos podem ser divididos em oito categorias:

- ✓ Fontes;
- ✓ Disjuntores;
- ✓ Fusíveis;
- ✓ Chaves seccionadoras normalmente fechadas;
- ✓ Chaves normalmente abertas;
- ✓ Transformadores;
- ✓ Pontos carga;
- ✓ Linhas de distribuição.

Os elementos do sistema de distribuição são representados na forma de uma lista de objetos, conforme se pode observar na Figura 3.3:



Figura 3.3: Representação dos Elementos do Sistema.

onde:

G1, DJ1 e LT1: representam possíveis componentes do sistema. No caso, um gerador, um disjuntor e uma linha de transmissão.

Estes objetos, representativos dos componentes do sistema, apresentam atributos, os quais identificam características próprias de cada elemento, tais como: o número do elemento, o tipo (disjuntor, chave, transformador...), o nome de cada elemento do sistema e ponteiros, que apontam para outros objetos da lista. O ponteiro *Next* aponta para o próximo elemento da lista, já os ponteiros *Bin* e *Bout* apontam para objetos que representam as barras do sistema de distribuição. As barras possuem uma variável para armazenar seu nome e um ponteiro para a próxima barra da lista, conforme se pode observar na Figura 3.4 abaixo:

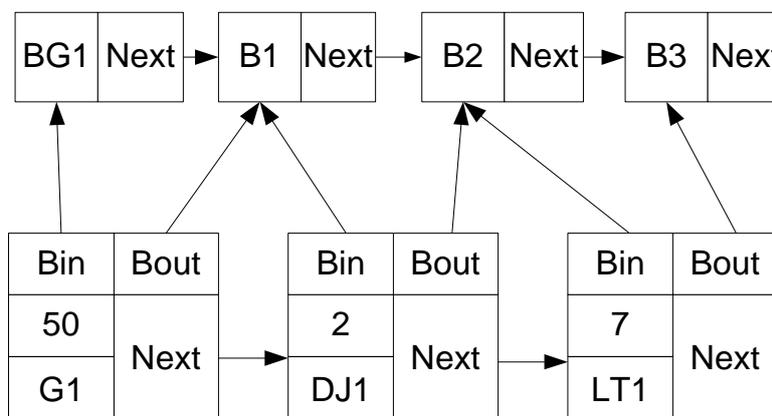


Figura 3.4: Objeto Barra Conectado ao Objeto Elemento.

Com isso é possível determinar as conexões existentes entre cada elemento pertencente à rede em estudo. Desta maneira, identificam-se os caminhos mínimos e conjuntos de corte para todos os pontos de carga do sistema. Esta informação é utilizada na SMC seqüencial para determinar os índices de confiabilidade do sistema, bem como suas funções densidade de probabilidade.

Informações adicionais sobre o emprego da POO podem ser encontradas nas referências [LSCS05], [N05] e [LACFNGP06]. Na seção seguinte serão apresentados alguns conceitos a respeito da programação orientada a objetos, o intuito destas informações é explicar alguns dos conceitos empregados nesta seção.

3.2.3 LINGUAGEM UNIFICADA DE MODELAGEM

A Linguagem Unificada de Modelagem (UML - *Unified Modeling Language*) [O03], [LACFNGP06], é a linguagem padrão para a modelagem orientada a objetos de qualquer sistema de informação. Existiam várias metodologias de modelagem orientada a objetos [BSE92], até o surgimento da UML, que aliou as melhores idéias de cada uma destas metodologias, e mostrou como deveria ser a migração de cada uma para UML.

Algumas dessas metodologias são apresentadas a seguir:

1. OOD - Object Oriented Design [B94]: método de projeto em que um sistema é modelado como uma coleção de objetos cooperando entre si, e objetos individuais sendo tratados como instâncias de classes dentro de uma hierarquia de classes. Ela apresenta Identificação de classes e objetos, indica as semânticas utilizadas entre os mesmos, identifica seus relacionamentos e implementa interface de objetos e classes;
2. OMT - *Object Modeling Technique*: [RBPEL91] é uma técnica desenvolvida por Rumbaugh e membros da General Electric nos EUA. A técnica possui três aspectos complementares: modelagem objeto,

usando Diagrama de Classes e diagrama de instâncias, modelagem funcional usando diagrama de fluxo de dados, modelagem dinâmica usando declarações gráficas e diagrama de execução;

3. OOSE - *Object-Oriented Software Engineering*: [JCJO92] foi desenvolvida por Ivar Jacobson em 1992. Foi a primeira metodologia de projeto orientado a objetos que utilizou diagramas de casos de uso no desenvolvimento de *software*.

Conceitos Básicos Empregados na UML

Uma classe representa a descrição de um conjunto de objetos com estruturas, comportamentos e relacionamentos semelhantes. Objetos são comportamentos particulares de classe [N05].

Toda classe possui um nome que a torna diferente das demais. Os atributos da classe representam as propriedades do problema real que a classe modela. O atributo é compartilhado entre os elementos da classe e pode ser ou não compartilhado com as demais classes.

As operações de uma classe implementam serviços que são solicitados pelos objetos pertencentes à classe. Novamente, uma operação de uma classe pode ser visualizada ou não pelos objetos de outras classes.

Na UML, o termo relacionamento designa uma determinada conexão entre elementos de um modelo. Na POO os três relacionamentos mais importantes são: dependência, generalização e associação.

1. Dependência: representa um relacionamento entre dois elementos (ou dois grupos de elementos) e indica uma situação em que a mudança de um elemento pode implicar na mudança de outro elemento;
2. Generalização: representa um relacionamento entre um elemento mais geral, denominado classe-mãe, e um elemento mais específico,

denominado classe-filha, que é totalmente consistente com o primeiro elemento, podendo possuir, porém, informações adicionais;

3. Associação: representa um relacionamento estrutural que especifica que objetos de uma classe estão conectados a objetos de outra classe. A partir de uma associação conectando duas classes, pode-se *navegar* do objeto de uma classe até o objeto de outra classe e vice-versa.

3.3 APLICAÇÕES

Para avaliar a técnica de simulação analítica, Seção 2.4.1, e simulação Monte Carlo seqüencial, algoritmo apresentado na Seção 3.2.2, as duas metodologias serão aplicadas em dois sistemas: o primeiro é o sistema teste IEEE – RBTS barra 2 [ABSGS91], cujas características estão apresentadas no Anexo A desta dissertação, e o segundo é o sistema real denominado Papagaios, integrante da malha de distribuição da CEMIG e que se encontra no Anexo B.

3.3.1 SISTEMA TESTE IEEE – RBTS BARRA 2

O sistema IEEE – RBTS Barra 2 é um sistema padrão para testes, [ABSGS91], relativamente pequeno e possuidor de 22 pontos de carga e 74 ramos. Sua topologia é apresentada na Figura 3.5.

Tal como foi discutido anteriormente, inicialmente o sistema é decomposto em subsistemas. No caso são detectados 4 sistemas menores. Como o sistema teste não apresenta uma topologia muito complexa, é possível até mesmo visualizar estes subsistemas. Estes são demarcados por linhas tracejadas na Figura 3.6.

Em condições normais de operação, estes quatro alimentadores operam independentemente, a não ser nos casos em que ocorra uma falha em determinado componente que obrigue a realização de manobras de chaveamento, a partir das chaves normalmente abertas (500) e (501).

As Figuras 3.5 e 3.6 são apresentadas a seguir:

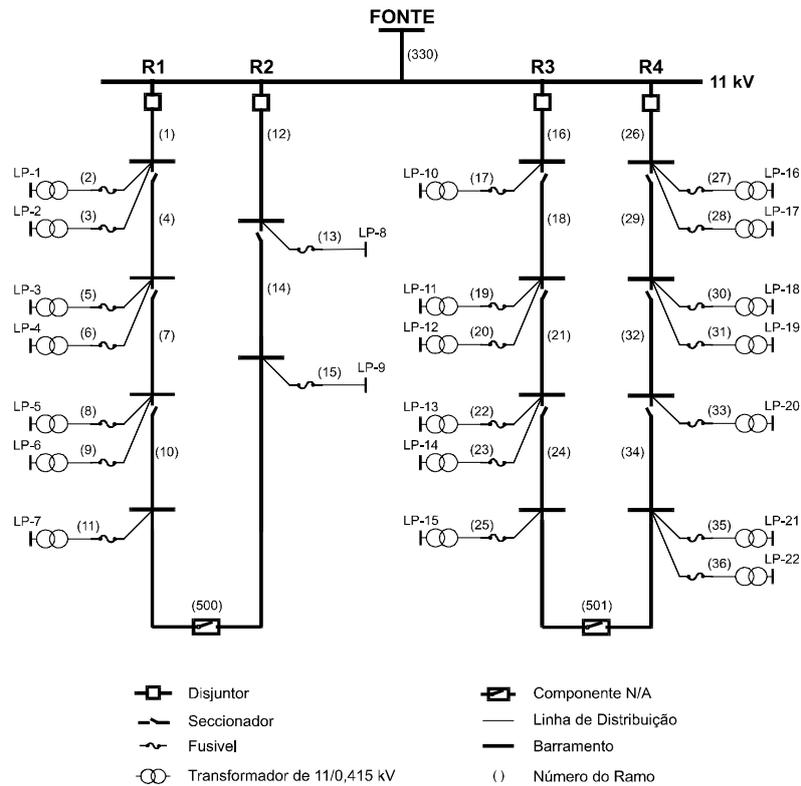


Figura 3.5: Topologia do Sistema de Distribuição IEEE – RBTS Barra 2.

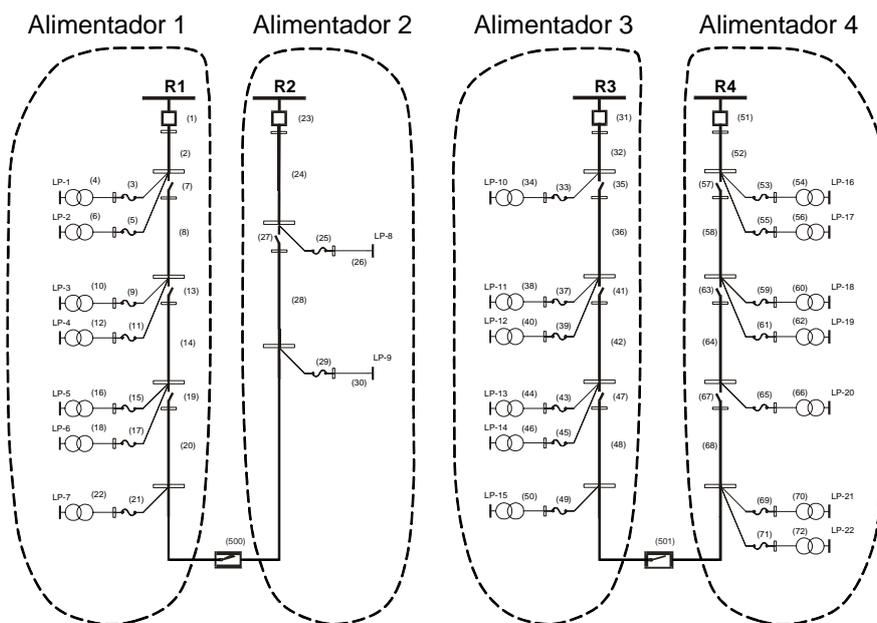


Figura 3.6: Sistema IEEE- - RBTS Barra 2 Decomposto.

Os alimentadores são totalmente separados e as chaves normalmente abertas (500 e 501), que conectam os alimentadores, são substituídas por fontes de energia alternada, colocadas nos pontos N/A. A Figura 3.7 ilustra esta modificação:

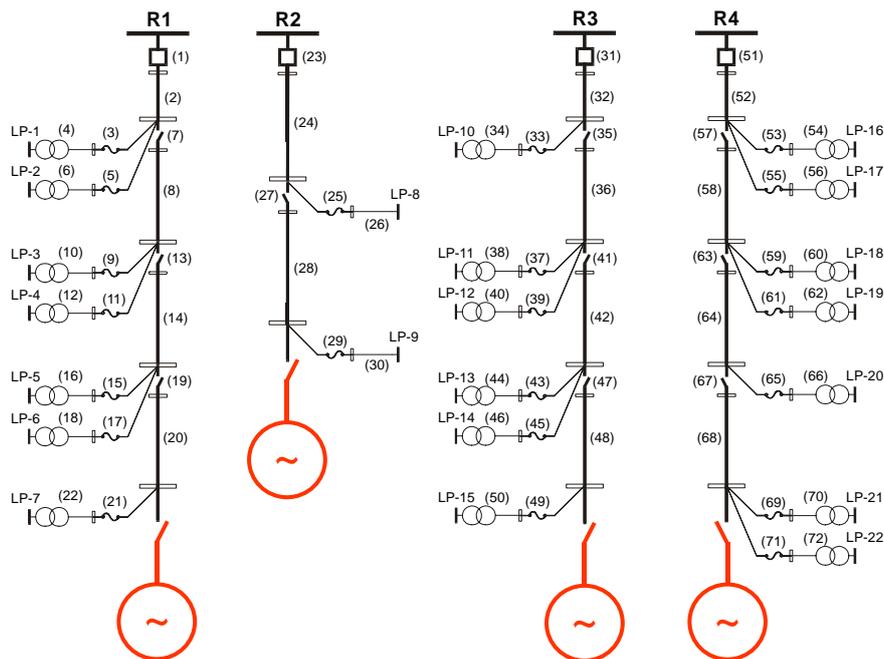


Figura 3.7: Sistema IEEE – RBTS Barra 2 Decomposto com Geradores Fictícios.

A seguir será feita uma comparação entre a metodologia cronológica proposta e o método analítico, discutido no Capítulo 2. Para tal serão apresentados os valores médios dos índices de confiabilidade para alguns pontos de carga obtidos nas simulações:

Tabela 3.1: Índices para Pontos de Carga: Metodologia Analítica (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [h/ano]	r [h/Int.]	ENS [kWh/ano]	AENS	LOLC
LP01	0,2404	3,5548	14,7872	1901,84	9,06	380,37
LP09	0,1408	0,4963	3,5250	570,79	570,79	2770,67
LP12	0,2566	3,6345	14,1628	1635,54	8,18	327,11
LP21	0,2535	3,5644	14,0629	2017,45	2017,45	17551,80

Tabela 3.2: Índices para Pontos de Carga: Metodologia SMC Sequencial (RBTS)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [h/ano]	r [h/Int.]	ENS [kWh/ano]
LP01	0,2400	3,5425	14,7576	1895,22
LP09	0,1411	0,5024	3,5610	577,74
LP12	0,2560	3,5978	14,0534	1619,03
LP21	0,2527	3,5577	14,0813	2013,67

O erro relativo (ε), em módulo, entre os valores comuns encontrados pelas duas metodologias é:

Tabela 3.3: Erro Relativo – Índices para Pontos de Carga (RBTS)

Ponto de Carga	ε_{FIC} [%]	ε_{DIC} [%]	ε_r [%]	ε_{EENS} [%]
LP01	0,166	0,346	0,200	0,348
LP09	0,213	1,229	1,021	1,218
LP12	0,234	1,010	0,772	1,009
LP21	0,316	0,188	0,131	0,187

Pela tabela dos erros, é possível concluir que as duas metodologias fornecem, em termos de valores para médias dos índices simulados, praticamente os mesmos resultados. Observa-se também que os valores de FIC para os pontos de carga considerados são baixos, mostrando que o sistema falha pouco, ou em outras palavras, apresenta alta confiabilidade.

Em termos de índices sistêmicos, considerando valores médios, tem-se:

Tabela 3.4: Índices para Alimentadores: Metodologia Analítica (RBTS)

Sistema	FEC [Int./ano]	DEC [h/ano]	r [Int./h]	ENS [kWh/ano]	AENS	LOLC
Alimentador 1	0,2491	3,5975	0,0693	13093,60	20,08	64832,20
Alimentador 2	0,1408	0,5174	0,2721	1109,29	554,64	5196,43
Alimentador 3	0,2510	3,6022	0,0700	11133,20	17,62	50323,50
Alimentador 4	0,2482	3,5833	0,0702	12172,70	19,57	64790,20

Para o cálculo do índice LOLC foi utilizada a curva extraída da Ontário Hydro [E89], apresentada na Figura 2.3.

Tabela 3.5: Índices para Alimentadores: Metodologia SMC Seqüencial (RBTS)

Sistema	FEC [Int./ano]	DEC [h/ano]
Alimentador 1	0,2489	3,5593
Alimentador 2	0,1409	0,5213
Alimentador 3	0,2500	3,5593
Alimentador 4	0,2475	3,5836

O erro relativo (ε), em módulo, entre os valores comuns encontrados pelas duas metodologias é:

Tabela 3.6: Erro Relativo – Índices para Alimentadores (RBTS)

Sistema	ε_{FEC} [%]	ε_{DEC} [%]
Alimentador 1	0,080	1,062
Alimentador 2	0,071	0,754
Alimentador 3	0,398	1,191
Alimentador 4	0,282	0,008

Para o cálculo dos índices acima apresentados, foi considerado como critério de convergência $\beta = 1\%$.

Novamente a diferença percentual dos valores calculados pelas duas metodologias é pequena. Os índices FEC para os alimentadores são baixos, o que indica que o sistema falha pouco.

A SMC cronológica fornece também as funções densidade de probabilidade para os índices de confiabilidade dos pontos de carga e do sistema (alimentadores). Considerando por exemplo o ponto de carga LP01, as funções densidade de probabilidade para os indicadores DIC e FIC são apresentadas nas Figuras 3.8 e 3.9:

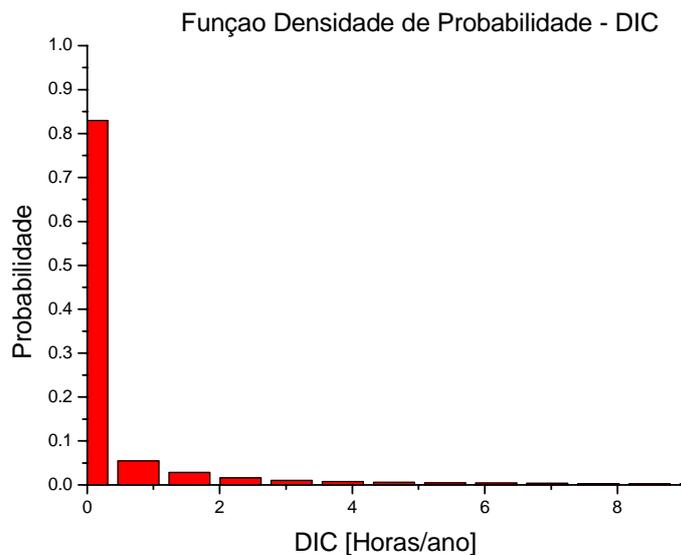


Figura 3.8: Densidade de Probabilidade – DIC – LP01.

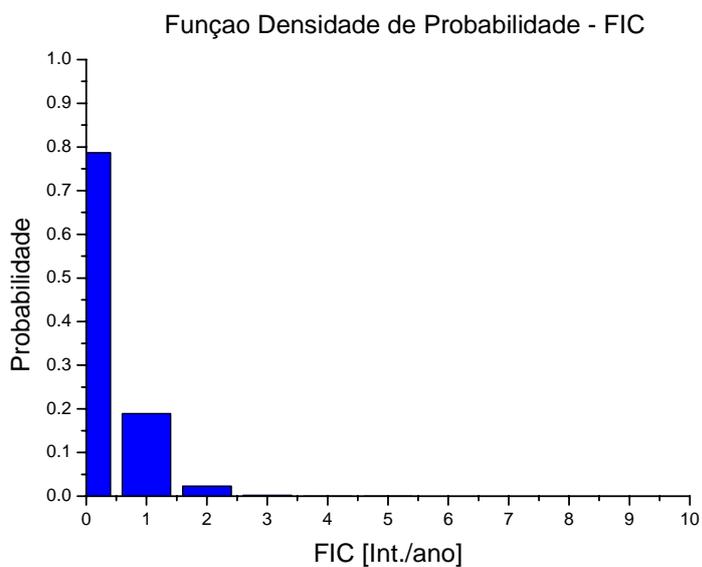


Figura 3.9: Densidade de Probabilidade – FIC – LP01.

Considerando ainda o ponto de carga LP01, a função densidade de probabilidade para o índice DMIC é apresentada na Figura 3.10:

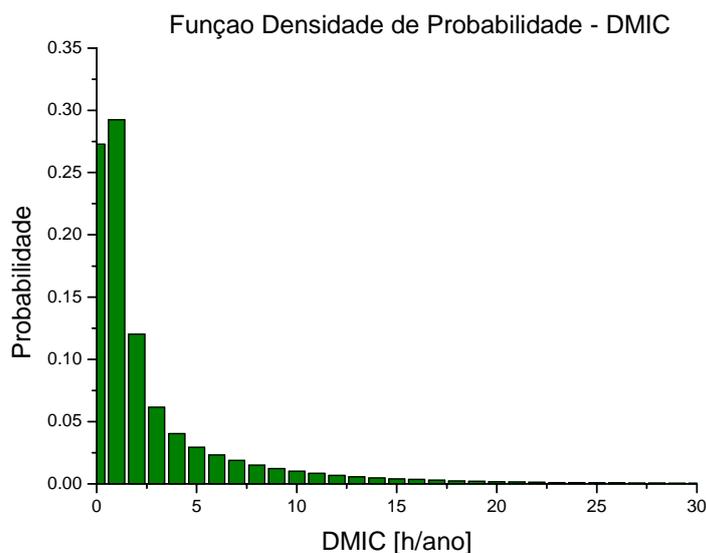


Figura 3.10: Densidade de Probabilidade – DMIC – LP01.

Por meio das funções densidade de probabilidade, várias informações a respeito dos indicadores do sistema, e consequentemente do próprio sistema, podem ser obtidas. Por exemplo, pela Figura 3.8, tem-se que a probabilidade do indicador DIC, para o ponto de carga LP01, ultrapassar o valor de 1 [hora/ano] é de apenas 11,55%, sendo que para este ponto de carga há maior probabilidade, cerca de 82,98%, do indicador estar abaixo de 0,77143 [horas/ano]. Utilizando a informação contida na Figura 3.9, tem-se que a probabilidade do indicador FIC ser menor ou igual a 0 [int./ano] é de 78,65%, e a probabilidade do indicador ser menor ou igual a 1 [int./ano] é de 97,55%, o que atesta a robustez para este ponto de carga do sistema RBTS. Por meio da Figura 3.10, tem-se que a probabilidade do valor DMIC ser maior ou igual a 2 [h/ano] é de 68,54%, e a probabilidade do indicador ser maior ou igual a 5 [h/ano] é de 81,64%.

Estas funções apresentadas acima serão empregadas na metodologia desenvolvida nos Capítulos 4 e 5 desta dissertação. Serão formalizados uma metodologia de avaliação dos dados de confiabilidade dos componentes da rede, e também um mecanismo de bonificação/penalização da concessionária,

em função destas funções densidade de probabilidade dos índices DIC, FIC e DMIC.

Em termos de sistema, as funções de probabilidade para os índices de desempenho DEC e FEC do alimentador 1 são apresentadas nas Figuras 3.11 e 3.12 a seguir:

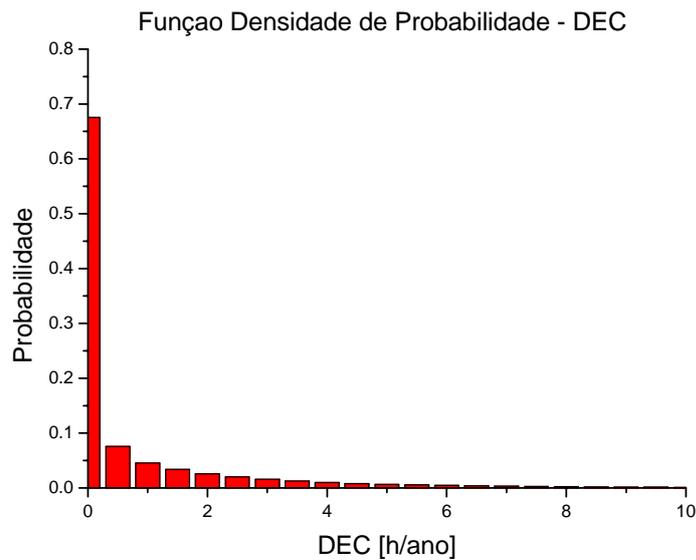


Figura 3.11: Densidade de Probabilidade – DEC – Alimentador 1.

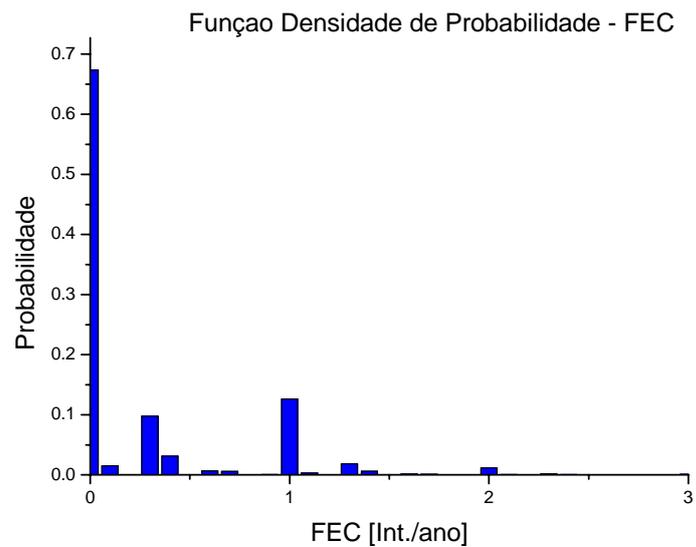


Figura 3.12: Densidade de Probabilidade – FEC – Alimentador 1.

3.3.2 SISTEMA REAL CEMIG – PAPAGAIOS

O sistema Papagaios faz parte da malha de distribuição da CEMIG, concessionária do setor elétrico Brasileiro, possui 61 pontos de carga e 148 componentes. A topologia do sistema pode ser visualizada pela Figura 3.13:

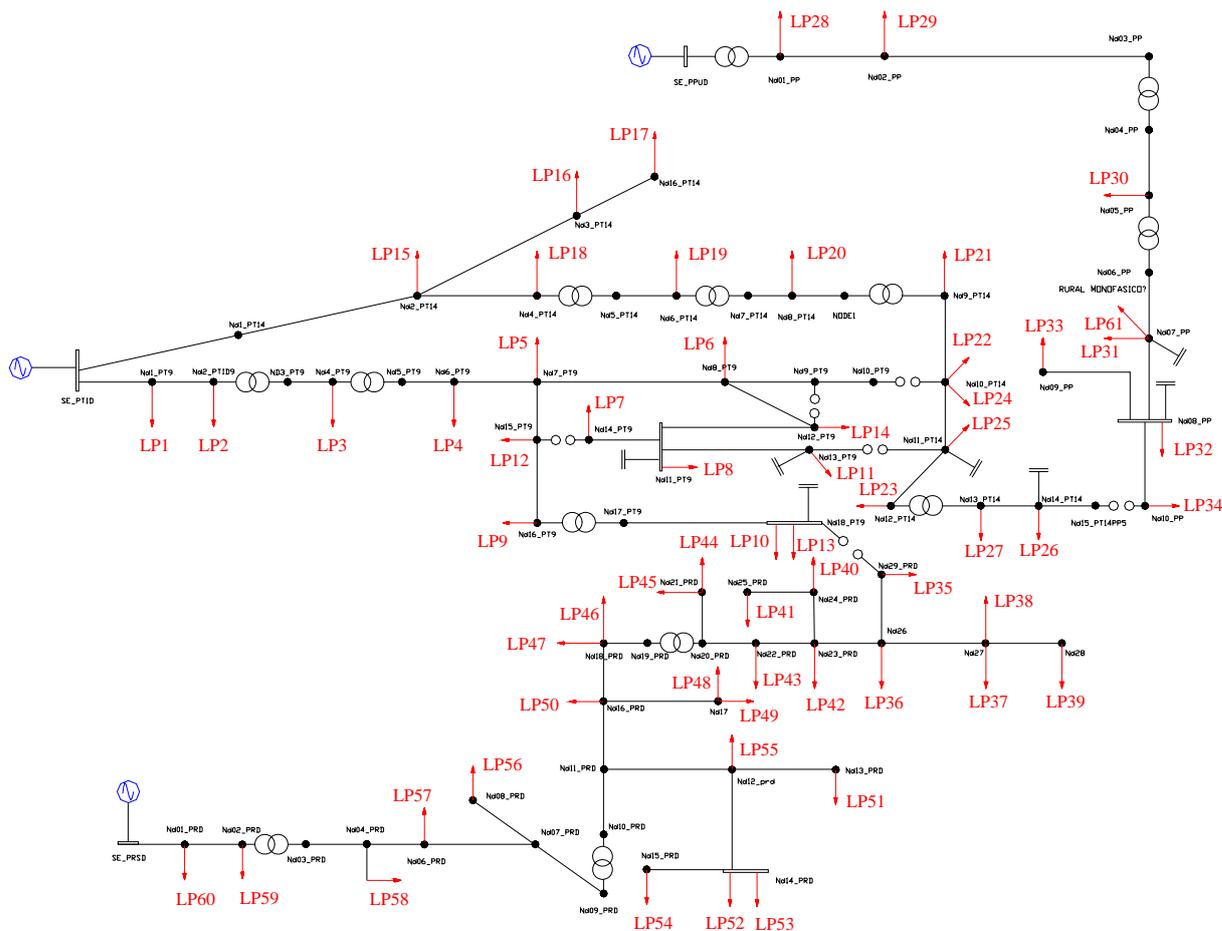


Figura 3.13: Topologia do Sistema CEMIG – Papagaios.

A decomposição do sistema Papagaios gera quatro subsistemas. Diferentemente do sistema Teste – IEEE Barra 2, não é possível determinar por simples inspeção estes sistemas menores, isto porque o sistema da CEMIG apresenta topologia mais complexa. A Figura 3.14 apresenta os quatro subsistemas do sistema Papagaios:

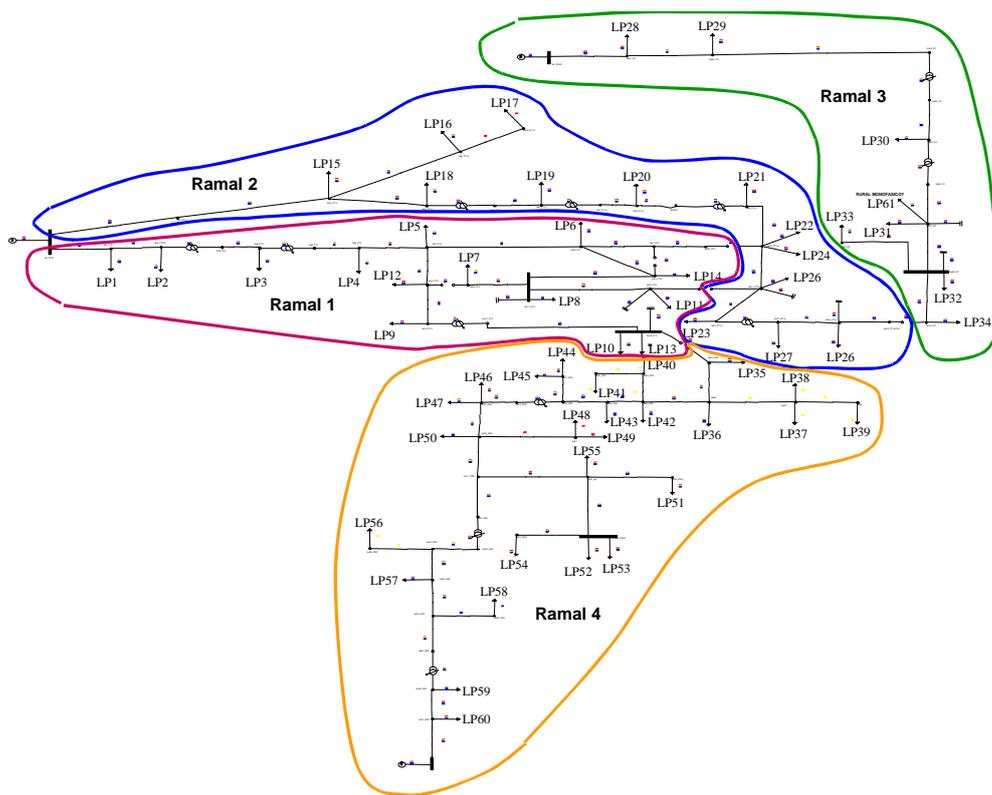


Figura 3.14: Sistema Real Papagaios Decomposto.

A seguir serão apresentados os subsistemas já com as chaves N/A tendo sido alteradas pela inserção de uma fonte geradora:

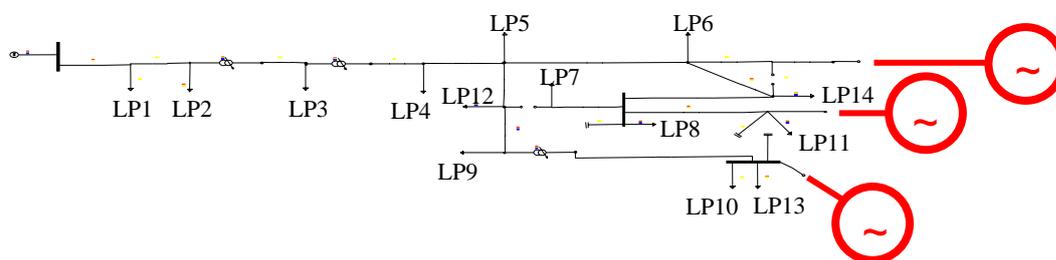


Figura 3.15: Alimentador 1 do Sistema Elétrico Papagaios.

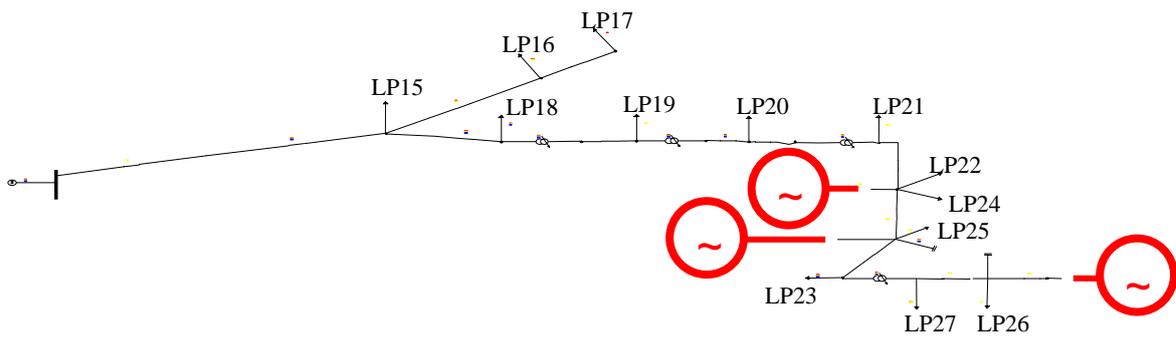


Figura 3.16: Alimentador 2 do Sistema Elétrico Papagaios.

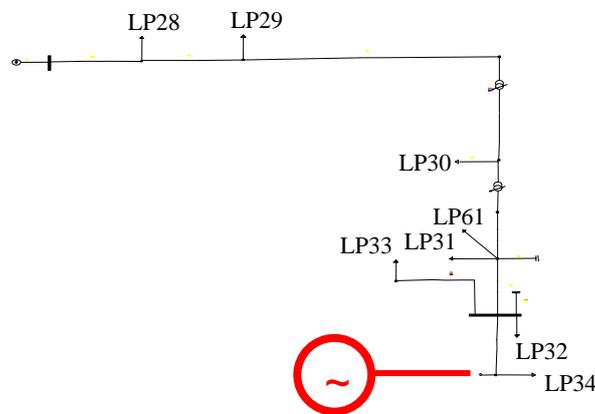


Figura 3.17: Alimentador 3 do Sistema Elétrico Papagaios.

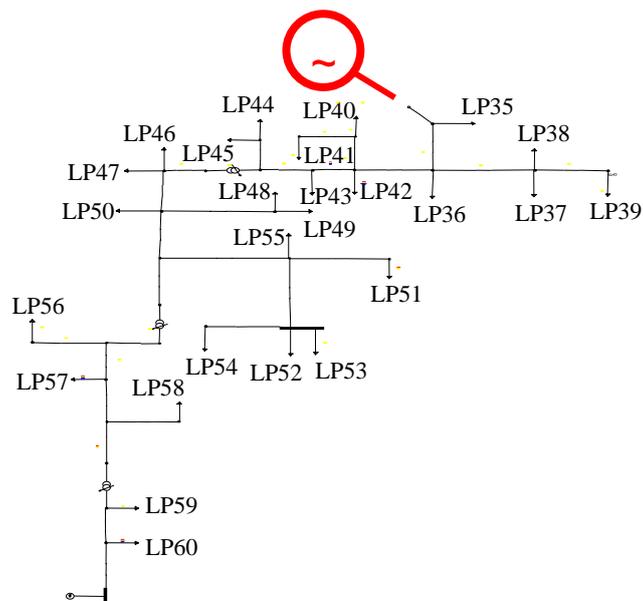


Figura 3.18: Alimentador 4 do Sistema Elétrico Papagaios.

A seguir será apresentada a comparação entre a metodologia cronológica proposta, e o método analítico discutido anteriormente, utilizando valores médios dos índices de confiabilidade para alguns pontos de carga obtidos nas simulações.

Tabela 3.7: Índices para Pontos de Carga: Metodologia Analítica (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [h/ano]	r [h/Int.]	ENS [kWh/ano]	AENS	LOLC
LP0001	17,6075	12,4299	0,7059	5270,27	12,43	19832,40
LP0002	17,6157	12,4381	0,7061	99,50	12,44	374,40
LP0015	29,5717	20,8805	0,7061	17038,50	20,88	64109,50
LP0016	29,5785	26,5795	0,8986	13289,80	26,58	42712,80
LP0028	16,9550	12,0699	0,7119	4827,95	12,07	18086,20
LP0029	16,9640	11,9774	0,7060	7186,45	11,98	27041,00
LP0035	29,7850	21,0247	0,7059	504,59	21,02	1898,90
LP0036	29,7917	21,0315	0,7060	673,01	21,03	2532,55

Para o cálculo do índice LOLC foi utilizada a curva extraída da Ontario Hydro [E89], apresentada na Figura 2.3.

Para a metodologia seqüencial tem-se:

Tabela 3.8: Índices para Pontos de Carga: Metodologia SMC Seqüencial (PAPG)

Ponto de Carga	FIC [Int./ano]	DIC [h/ano]	r [h/Int.]	ENS [kWh/ano]
LP0001	17,5675	12,4141	0,7067	5263,59
LP0002	17,5675	12,4141	0,7067	99,31
LP0015	29,4482	20,8103	0,7067	16981,20
LP0016	29,4313	26,4895	0,9000	13244,70
LP0028	16,9172	12,0558	0,7126	4822,32
LP0029	16,9174	11,9540	0,7066	7172,41
LP0035	29,6979	20,9971	0,7070	503,93
LP0036	29,6979	20,9971	0,7070	671,91

O erro relativo (ε), em módulo, entre os valores dos índices comuns encontrados pelas duas metodologias é:

Tabela 3.9: Erro Relativo – Índices para Pontos de Carga (PAPG)

Ponto de Carga	ε_{FIC} [%]	ε_{DIC} [%]	ε_r [%]	ε_{EENS} [%]
LP0001	0.227	0.127	0.113	0.127
LP0002	0.274	0.193	0.085	0.191
LP0015	0.418	0.336	0.085	0.336
LP0016	0.498	0.339	0.156	0.339
LP0028	0.223	0.117	0.098	0.117
LP0029	0.275	0.195	0.085	0.195
LP0035	0.292	0.131	0.156	0.131
LP0036	0.315	0.164	0.142	0.163

Em termos de índices sistêmicos, considerando valores médios, tem-se:

Tabela 3.10: Índices para Alimentadores: Metodologia Analítica (PAPG)

Sistema	FEC [Int./ano]	DEC [h/ano]	r	ENS	AENS	LOLC
Alimentador 1	17,6177	12,44	1,4161	40678,8	12,44	153058
Alimentador 2	29,5711	21,6573	1,3217	83120,6	21,6573	305178
Alimentador 3	16,9741	12,3909	1,396	35301,70	12,3909	130263
Alimentador 4	29,8052	22,4286	1,3053	106895	22,4286	387417

Tabela 3.11: Índices para Alimentadores: Metodologia SMC Seqüencial (PAPG)

Sistema	FEC [Int./ano]	DEC [h/ano]
Alimentador 1	17,5677	12,414
Alimentador 2	29,4437	21,5856
Alimentador 3	16,9173	12,3564
Alimentador 4	29,6884	22,3774

Tabela 3.12: Erro Relativo – Índices para Alimentadores (PAPG)

Sistema	ϵ_{FEC} [%]	ϵ_{DEC} [%]
Alimentador 1	0.284	0.209
Alimentador 2	0.431	0.331
Alimentador 3	0.335	0.278
Alimentador 4	0.392	0.228

Para o cálculo dos índices acima apresentados, foi considerado como critério de convergência $\beta = 1,5\%$.

Da mesma maneira, é possível determinar as funções densidades de probabilidade para os índices de desempenho por ponto de carga, ou do sistema, funções que serão empregados nos Capítulos 4 e 5.

Considerando, por exemplo, o ponto de carga LP0001 tem-se nas Figuras 3.19 e 3.20 as funções densidade de probabilidade para os indicadores DIC e FIC:

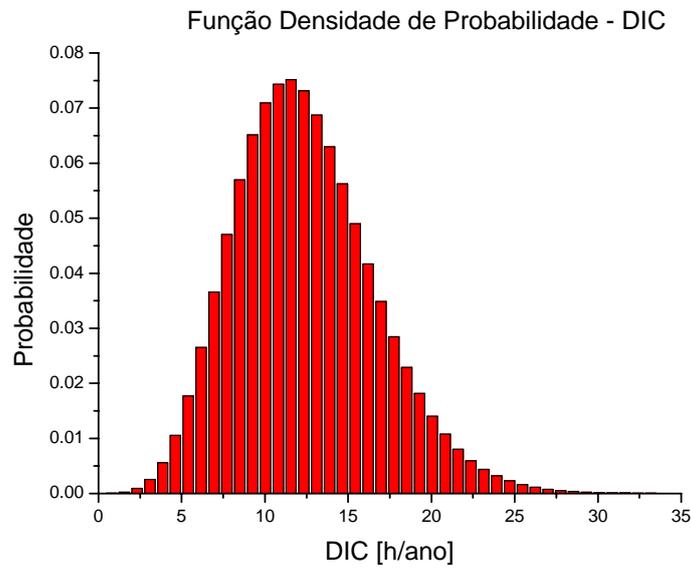


Figura 3.19: Densidade de Probabilidade – DIC – LP0001.

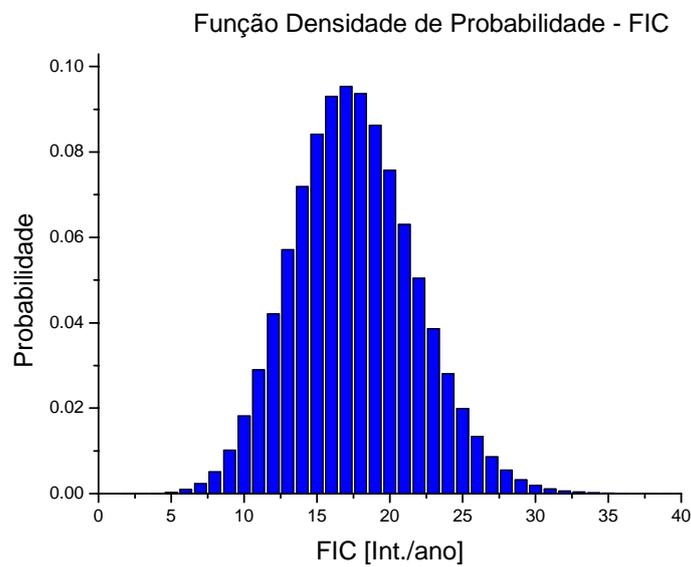


Figura 3.20: Densidade de Probabilidade – FIC – LP0001.

A Figura 3.21 apresenta a função densidade de probabilidade para o índice DMIC:

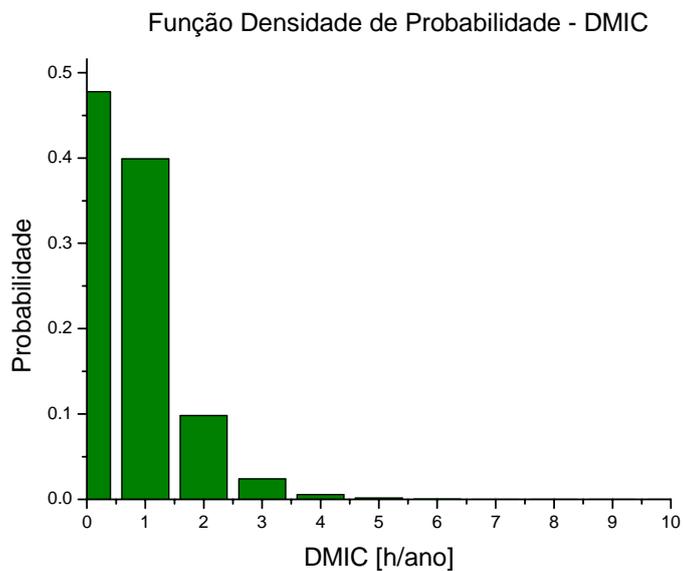


Figura 3.21: Densidade de Probabilidade – DMIC – LP0001.

Para o alimentador 1, as funções densidade de probabilidade para os índices DEC e FEC são:

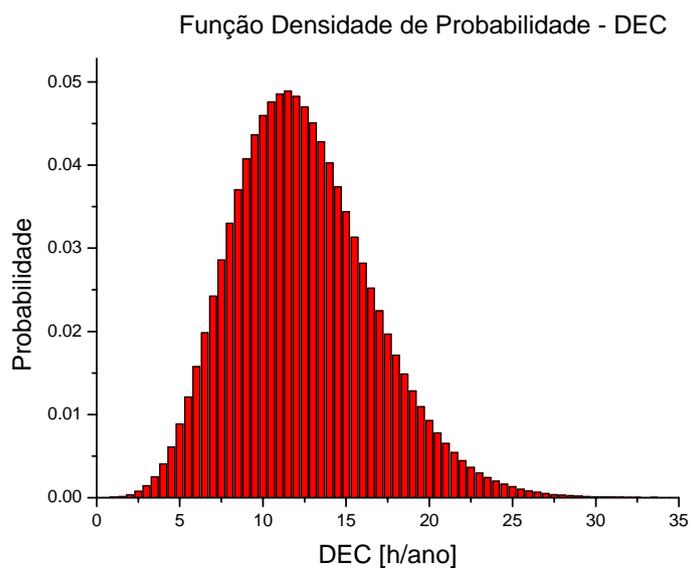


Figura 3.22: Densidade de Probabilidade – DEC – Alimentador 1.

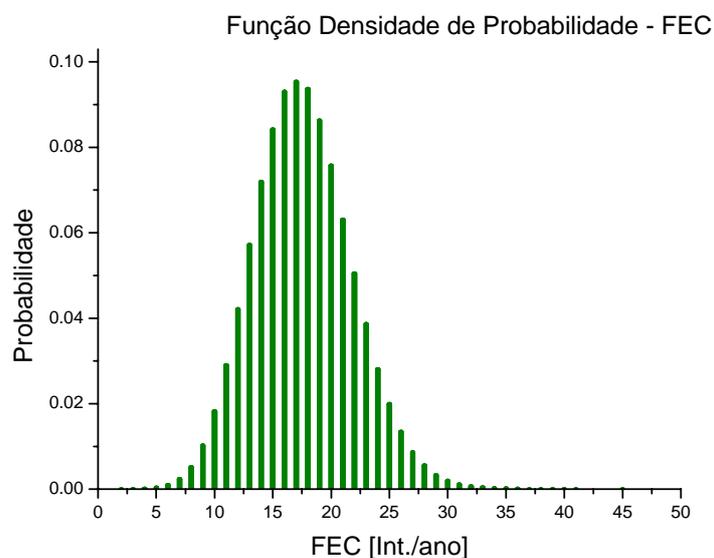


Figura 3.23: Densidade de Probabilidade – FEC – Alimentador 1.

De posse das funções densidade de probabilidade dos indicadores, informações adicionais a respeito do comportamento do índice podem ser obtidas. Considerando, por exemplo, o indicador DEC para o Alimentador 1 do sistema Papagaios, tem-se que a probabilidade do indicador estar localizado numa faixa 32% acima e abaixo de seu valor médio, ou seja, numa faixa entre 8,5 [h/ano] e 16,5[h/ano], é de 69,23%. A probabilidade do indicador DEC possuir um valor entre 5 [h/ano] e 12,5[h/ano] é de 55% aproximadamente. Pela Figura 3.23, tem-se que a probabilidade do indicador FEC, para o Alimentador 1 do sistema Papagaios, estar localizado numa faixa 30% acima e abaixo do seu valor médio, isto é, entre 12,3 [int./ano] e 22,9 [Int./ano], é de aproximadamente 77%. A probabilidade do indicador FEC possuir um valor maior ou igual a 20 [Int./ano] é de 31,06%.

As funções apresentadas para o sistema Papagaios também serão utilizadas para avaliação das metodologias propostas nos Capítulos 4 e 5 desta dissertação.

3.4 CONCLUSÕES

A metodologia de simulação Monte Carlo, para avaliação dos indicadores de desempenho, consegue determinar as funções densidade de probabilidade dos índices de confiabilidade, tanto para os pontos de carga quanto para o sistema. Por esta razão, a SMC, especificamente a cronológica, se mostra mais robusta do que as técnicas analíticas, as quais, na grande maioria dos casos, somente determinam os valores médios dos índices.

Foi apresentada neste capítulo uma SMC seqüencial que utiliza decomposição de sistemas para a realização dos estudos de confiabilidade. Para o sistema RBTS, foram definidos quatro subsistemas, e apresentados os resultados médios dos índices para alguns pontos de carga e para cada alimentador principal. O mesmo ocorreu para o sistema Papagaios, também particionado em quatro subsistemas. Ambos os sistemas apresentaram, por meio da SMC, valores médios muito próximos daqueles encontrados para a simulação analítica. Para ambas as simulações também foram fornecidas as distribuições de probabilidade dos índices.

A simulação Monte Carlo é uma ferramenta valiosa na avaliação de confiabilidade dos sistemas de distribuição. No entanto, para a sua aplicação são necessárias informações a respeito dos componentes constituintes da rede. Caso os dados de confiabilidade dos elementos sistêmicos, empregados nestes estudos, não representem o sistema de maneira correta, não adianta empregar esta metodologia robusta, afinal os resultados estarão incoerentes.

O Capítulo 4 propõe uma nova técnica de calibração e validação das informações dos componentes, que associada a SMC apresentada neste capítulo, fornecerá resultados corretos para as avaliações de confiabilidade preditivas dos sistemas de distribuição.

CAPÍTULO 4

CALIBRAÇÃO DE DADOS

4.1 INTRODUÇÃO

A avaliação do desempenho dos sistemas elétricos de distribuição é feita calculando-se índices de desempenho. Estes quantificam e qualificam os sistemas em termos de confiabilidade. Isto permite descrever a operação do sistema, identificar pontos críticos e, assim, prever reforços para que as interrupções de energia e suas durações não ultrapassem limites estabelecidos.

As ferramentas empregadas nestes estudos se baseiam na topologia e nos dados de confiabilidade dos componentes do sistema. Erros na modelagem do sistema podem ocorrer devido ao emprego de dados que não caracterizam adequadamente estes componentes. Desta maneira, o tratamento dos dados representa um esforço necessário e importante, inclusive para validação das técnicas empregadas no cálculo dos índices de confiabilidade.

Informações como taxa de falha, tempos de reparo e tempos de chaveamento de linhas de transmissão, chaves seccionadoras, disjuntores, fusíveis e outros componentes devem formar um banco de dados confiável e compatível com o sistema em estudo.

Muitas concessionárias possuem um histórico dos índices de desempenho do sistema, mas não possuem as informações referentes aos dados dos componentes. Estes podem ser obtidos utilizando-se o banco de dados dos indicadores de confiabilidade sistêmicos, porém, caso os mesmos não estejam disponíveis, figura-se a necessidade de buscar estes valores em fontes

alternativas. Uma possível solução seria o emprego de dados relativos a outros sistemas, mesmo assim, pode ser necessária a adequação destes dados para que os mesmos representem com maior verossimilhança o sistema em estudo.

Outro fator interessante a ser discutido é que, mesmo que as concessionárias possuam este banco de dados dos elementos de suas redes, é necessário que estes valores sejam atualizados. Fatores ambientais, tais como condições climáticas e a própria vegetação local, podem alterar a taxa de falha e tempo de reparo de determinados componentes, principalmente linhas aéreas de transmissão. Falhas ocorrem com maior frequência, por exemplo, em áreas onde há maior concentração de árvores em relação às regiões com menor quantidade. Desta maneira pode não ser conveniente assumir que linhas de transmissão, presentes em uma determinada área, têm mesma taxa de falha por quilômetro. Tal como citado em [B02], pode-se utilizar uma proporção para diminuir as taxas de falha das linhas presentes em trechos com menos árvores, e aumentar (por exemplo, em três vezes) as áreas onde há maior concentração de vegetação.

Em resumo, é imprescindível o emprego de dados coerentes, pois, somente desta forma, os índices de confiabilidade previstos irão corresponder com o histórico operacional do sistema, garantindo assim, um modelo de avaliação correto e de resultados confiáveis.

Neste capítulo serão discutidos estes aspectos de validação de dados de confiabilidade dos componentes do sistema. Além de ser apresentada uma metodologia de validação existente na literatura do tema, será proposta uma nova técnica, que será empregada em dois sistemas, o IEEE – RBTS Barra 2 e o sistema brasileiro da CEMIG denominado Papagaios.

4.2 CALIBRAÇÃO DE DADOS BASEADA EM ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Os índices de desempenho do sistema são funções dos dados de confiabilidade dos componentes que o constituem, tais como indisponibilidade de serviço, taxas de falha, tempos de reparo e chaveamento.

É possível, desta forma, avaliar a sensibilidade destas funções (i.e. índices de desempenho) em relação as suas variáveis (i.e. dados de confiabilidade dos componentes do sistema) aplicando o conceito de derivada parcial. A derivada parcial da função, em relação a uma de suas variáveis, mede o quanto o valor da função irá se alterar se a variável em análise sofrer uma modificação. Esta modificação pode ser aproximada à geração de uma perturbação na variável, para posteriormente se verificar o impacto resultante nos índices sistêmicos [BO98], [B02].

A metodologia proposta em [BO98], também apresentada em [B02], procura corrigir os dados dos componentes do sistema, que estiverem incoerentes, baseado nesta análise de sensibilidade, de tal forma a fazer com que os índices de confiabilidade previstos correspondam aos dados históricos do sistema.

A análise é feita sobre os índices SAIFI, SAIDI, apresentados no Capítulo 2, e também em função do índice MAIFI (MAIFI - Momentary Average Interruption Frequency). Este índice, apesar de não ser empregado nas avaliações dos sistemas brasileiros, representa a frequência média com que ocorrem interrupções momentâneas no sistema. Por interrupção momentânea entende-se uma falha no fornecimento de energia que é restabelecida por meio de chaveamentos no sistema, sendo computados, nestes casos, tempos de chaveamento e não de reparo. O índice MAIFI é calculado dividindo-se o

número de consumidores momentaneamente interrompidos, pelo número total de consumidores servidos.

Os dados de componentes que a metodologia pretende adequar são as taxas de falha, momentânea e sustentada, e tempo de reparo (MTTR – Mean Time to Repair). A taxa de falha momentânea representa a frequência de ocorrência de falhas que são restauradas a partir de processos de chaveamento. A taxa de falha sustentada representa a frequência de ocorrência de falhas que necessitam de reparo no componente falho, para posterior restabelecimento do fornecimento de energia. No Brasil não há esta divisão, a taxa de falha representa a frequência de ocorrência de qualquer tipo de falha^{4.1}.

Segundo [B02], os índices SAIFI e MAIFI são influenciados diretamente pelas taxas de falha, e variam linearmente em função das mesmas. No entanto, estes índices não variam com relação a variável MTTR, isto porque o aumento no tempo de reparo de um dado componente não faz com que consumidores sofram um número maior ou menor de interrupções. Pelas razões acima mencionadas, as correções nas taxas de falha serão feitas adequando-se os valores previstos dos índices SAIFI e MAIFI, com os seus respectivos valores de referência (por valor de referência entende-se o valor verificado para o respectivo índice no histórico operacional do sistema).

O índice SAIDI varia linearmente em relação às taxas de falha e ao MTTR. Como as taxas de falha serão corrigidas a partir dos indicadores SAIFI e MAIFI, o MTTR será corrigido por meio da adequação do valor previsto do SAIDI com o seu valor de referência.

Inicialmente é aplicado o seguinte equacionamento para ajuste das taxas de falha:

$$SAIFI_r = \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_S} \Delta \lambda_S + \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_M} \Delta \lambda_M + SAIFI_i \quad (4.1)$$

^{4.1} Segundo [ANEEL00] são consideradas falhas a serem computadas pelos indicadores de desempenho, àquelas com duração maior ou igual a 3 minutos.

$$MAIFI_r = \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_S} \Delta \lambda_S + \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_M} \Delta \lambda_M + MAIFI_i \quad (4.2)$$

ou seja,

$$\begin{bmatrix} SAIFI_r \\ MAIFI_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_S} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_M} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_S} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_M} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \lambda_S \\ \Delta \lambda_M \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_i \\ MAIFI_i \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde:

$SAIFI_r$ valor de referência para $SAIFI$;

$MAIFI_r$ valor de referência para $MAIFI$;

$SAIFI_i$ valor inicial de $SAIFI$;

$MAIFI_i$ valor inicial de $MAIFI$;

λ_S taxa de falha sustentada;

λ_M taxa de falha momentânea.

Como mencionado anteriormente, as derivadas parciais podem ser aproximadas por métodos de perturbação. Sendo assim, são aplicadas perturbações nas taxas de falha ($\Delta \lambda_S$ e $\Delta \lambda_M$) que causam variação (i.e. aumento ou diminuição) nos índices. Esta variação dos índices é adicionada ao seu valor inicial. Como a função dos índices em relação às taxas é linear, as derivadas parciais representam valores numéricos a serem adicionados aos valores iniciais. O processo é repetido iterativamente até que o valor do índice se assemelhe ao seu valor de referência. É necessário estipular um erro como critério de parada das simulações.

Uma vez atingida a convergência, os novos valores para as taxas de falha são determinados pela Equação 4.4:

$$\lambda_{novo} = \lambda_{antigo} + \Delta\lambda \quad (4.4)$$

onde:

λ_{antigo} : valor inicial da taxa de falha;

λ_{novo} : valor corrigido da taxa de falha;

$\Delta\lambda$: perturbação na taxa de falha que causou a convergência do processo.

De maneira análoga, a relação existente entre SAIDI e MTTR pode ser utilizada para correção deste dado de confiabilidade dos componentes:

$$SAIDI_r = \frac{\partial MTTR}{\partial SAIDI} \Delta SAIDI + SAIDI_i \quad (4.5)$$

onde:

$SAIDI_r$ valor de referência para $SAIDI$;

$SAIDI_i$ valor inicial de $SAIDI$;

$MTTR$ Tempo médio para o reparo.

No caso proposto em [B02], são corrigidas apenas as taxas de falha e tempo de reparo das linhas de transmissão, isto porque são estes os que causam maiores variações nos índices de confiabilidade do sistema.

Transportando a avaliação descrita acima para o panorama do cenário brasileiro, seria empregado no equacionamento somente o índice FEC para correção da taxa de falha, já que para o nosso sistema ela é um valor único, e o índice DEC para correção do tempo de reparo dos componentes. Assim como descrito em [B02], as linhas de transmissão possuem os dados de confiabilidade que mais influenciam no cálculo dos índices de desempenho sistêmicos, sendo seus valores de taxas de falha geralmente superiores aos dos outros componentes, como chaves, disjuntores e fusíveis.

Como visto anteriormente, esta metodologia propõe a adequação dos dados de confiabilidade dos componentes utilizando os valores médios dos índices de desempenho. O valor médio, no entanto, pode não representar fielmente o comportamento do índice e conseqüentemente do sistema, principalmente em situações onde há maior aleatoriedade em seus valores. A densidade de probabilidade dos índices pode ser empregada para representar, de forma mais precisa, as características de cada índice e, por conseguinte, do sistema.

A seção seguinte propõe um método de validação não mais baseado em médias, mas nas funções densidades de probabilidade dos índices de confiabilidade sistêmicos.

4.3 CALIBRAÇÃO DE DADOS – METODOLOGIA PROPOSTA

Esta metodologia tem como objetivo validar os dados de confiabilidade dos componentes do sistema. O processo de calibração dos dados é dividido em três etapas: detecção, localização e, finalmente, correção.

- Detecção: determina-se se há ou não erro(s) nos dados de confiabilidade dos componentes do sistema;
- Localização: caso haja(m) erro(s) nos dados, define-se o trecho do sistema onde há a presença do(s) dado(s) inconsistente(s). As etapas de detecção e localização ocorrem simultaneamente;
- Correção: caso haja(m) erro(s) nos dados, os mesmos são corrigidos nesta etapa final.

Os dados a serem calibrados serão as taxas de falha de elementos presentes na rede em estudo, porém o processo também poderia ser estendido ao tempo de reparo destes elementos. Para a adequação dos dados serão empregadas as funções densidade de probabilidade dos indicadores sistêmicos DEC e FEC. Para a determinação destas funções são empregadas as técnicas de simulação Monte Carlo, vistas no Capítulo 3.

4.3.1 DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE ERROS

O objetivo destas duas etapas iniciais da metodologia proposta é determinar se o banco de dados, contendo informações de taxas de falha dos componentes sistêmicos, empregados nos estudos de confiabilidade, está coerente com a rede em análise e, caso o mesmo não esteja, definir o posicionamento do(s) dado(s) inconsistente(s).

Para a calibração das taxas de falha presentes no banco de dados será utilizada uma amostra de índices de confiabilidade do sistema, no caso FEC, a qual será comparada com os mesmos índices calculados por meio das informações contidas no banco de dados. O emprego do indicador FEC ao invés do DEC, para a realização da detecção/localização dos dados errados, ocorre devido à maior sensibilidade verificada durante as simulações do índice FEC em detectar o erro. O único dado sendo calibrado é a taxa de falha dos componentes, caso fosse executado uma calibração também nos tempos de reparo do elemento, o índice DEC seria o índice aconselhável para o ajuste dos tempos.

Esta amostra representa o comportamento operacional atual do sistema e, na prática, corresponderia a valores observados pela concessionária, durante um determinado período. Desta maneira, o processo utilizará uma amostra de valores de FEC pequena, apenas representativa de um período sazonal, de tal forma a se conseguir calibrar os dados para a condição presente da rede. Analisando estatisticamente o quantitativo de dados disponíveis, o problema seria melhor representado quanto maior a amostra disponível, no entanto, amostras demasiadamente grandes poderiam encobrir as mudanças nas taxas de falha de alguns componentes.

Para determinação dos índices de desempenho, FEC, do sistema, é empregada a metodologia de simulação Monte Carlo apresentada no Capítulo 3, Seção 3.2.2.

A técnica empregada divide topologicamente o sistema em subsistemas menores para, posteriormente, ser aplicada a simulação Monte Carlo em cada uma destas regiões. Determinam-se, assim, os índices e suas funções densidade de probabilidade para cada sub-área. O procedimento de detecção de dados inconsistentes é repetido para cada subsistema, é desta forma que o procedimento de localização do dado errado é realizado. O sistema teste IEEE – RBTS Barra 2 [ABSGS91], por exemplo, é subdividido em quatro alimentadores, cada qual com seus índices de confiabilidade, a detecção é

repetida para cada um sendo a localização do erro determinada por alimentador.

Com o exposto acima, pode ser elaborada uma divisão inicial dos procedimentos empregados na detecção/localização. Serão considerados três passos principais:

1. Determinação dos índices de confiabilidade, FEC, de cada subsistema gerado, utilizando as informações dos componentes (i.e. taxas de falha e tempos de reparo) contidas no banco de dados, via simulação Monte Carlo;
2. Definição de uma amostra do índice, FEC, que reflita o comportamento operacional atual de cada subsistema;
3. Comparação dos valores obtidos nos passos 1 e 2, para detecção de inconsistências nos dados de confiabilidade dos elementos do subsistema.

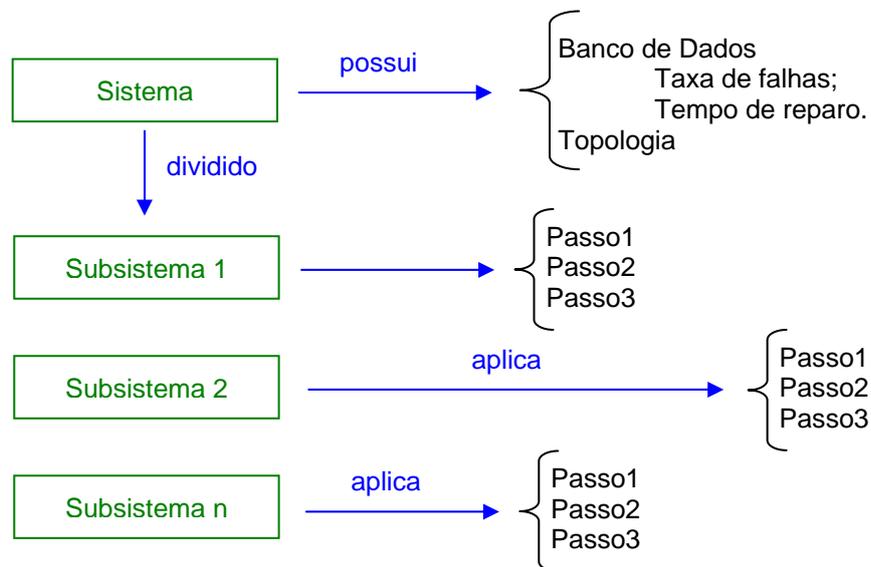


Figura 4.1: Organograma do Processo.

A seguir serão detalhados os procedimentos empregados em cada passo.

Passo 1

Para cada subsistema gerado é aplicada a simulação Monte Carlo Cronológica utilizando as informações do banco de dados, obtendo a função densidade de probabilidade do índice FEC.

A partir desta função é determinada a função densidade de probabilidade da variável aleatória Erro Intrínseco da seguinte maneira:

- Sorteiam-se aleatoriamente, da curva de densidade gerada pela simulação Monte Carlo, N valores do índice FEC. Este número N é igual ao tamanho da amostra que reflete o comportamento operacional do subsistema (amostra do Passo 2). Determinam-se as probabilidades referentes aos valores sorteados;
- O Erro Intrínseco é então determinado como sendo:

$$E_i = \sum |P_{Curva} - P_{sorteio}| \quad (4.6)$$

onde:

E_i i-ésimo valor do erro intrínseco;

P_{curva} probabilidade dos valores FEC da curva de densidade de probabilidades obtida via Simulação Monte Carlo;

$P_{sorteio}$ probabilidade dos valores FEC obtidos a partir do sorteio.

- O procedimento é repetido “i” vezes. Quanto maior o valor de “i”, melhor representada estará a curva de densidade de probabilidade do Erro Intrínseco.

A variável, Erro Intrínseco, informa a sensibilidade do tamanho da amostra em representar o sistema. Quanto maior a amostra de valores FEC (amostra

definida no Passo 2), mais pontos teriam sido sorteados e conseqüentemente, mais próximos da curva de densidade de probabilidade, calculada via simulação Monte Carlo, se estaria. Desta maneira, pode-se afirmar que quanto menor a amostra mais o valor esperado da variável Erro Intrínseco se afasta de zero.

A partir da função densidade de probabilidade do Erro Intrínseco, é definida uma nova variável, denominada Limiar:

$$\text{Limiar} = E_j, \text{ talque } \sum_{i=1}^j P(E_i) \leq X \quad (4.7)$$

onde:

E_j valor de Erro Intrínseco cuja soma de probabilidade é finalizada porque atingiu o valor limite estipulado;

$P(E_i)$ probabilidade do Erro Intrínseco (E_i);

X valor limite estipulado sendo ($0 \leq X \leq 1$).

Esta variável será empregada no critério de decisão da detecção de erros no banco de dados e será novamente abordada no Passo 3.

Passo 2

Determina-se uma amostra de valores FEC que represente o comportamento do sistema. Estes valores poderiam ser obtidos a partir de um conjunto de dados históricos de operação do sistema, que são geralmente armazenados por uma concessionária. Como dito anteriormente, esta amostra é pequena, apenas referente a um período sazonal próximo a data presente.

Para as simulações feitas com os sistemas IEEE – RBTS Barra 2 e Papagaios, os dados foram obtidos de outra maneira. Para confecção da amostra, foi realizada a simulação Monte Carlo Cronológica, considerando um banco de dados com taxas de falha diferentes daquele empregado no Passo 1, e

amostrados valores aleatoriamente da curva de densidade de probabilidade do índice FEC. Isto possibilita a criação de amostras contendo maior quantidade de dados de FEC, sem que haja risco desta amostra maior mascarar mudanças nos valores das taxas de falha. No entanto, é necessário ressaltar que estas amostras devem ser pequenas caso elas sejam retiradas de um histórico operativo do sistema. As amostras maiores somente serão empregadas para avaliar estatisticamente a metodologia criada.

Com uma amostra de N valores de FEC é calculado o Erro Intrínseco como segue:

$$E_{i amostra} = \sum |P_{Curva} - P_{amostra}| \quad (4.8)$$

onde:

$E_{i amostra}$ valor de Erro Intrínseco calculado para a amostra;

P_{curva} probabilidade dos valores FEC da curva de densidade de probabilidades obtida via Simulação Monte Carlo (Passo 1);

$P_{amostra}$ probabilidade dos valores FEC da amostra.

Passo 3

O valor de Erro Intrínseco calculado para a amostra é comparado com o valor do Limiar. Define-se, assim, se há ou não erro nos dados dos componentes pertencentes ao subsistema sendo avaliado:

- Se $E_{i amostra} \leq Limiar$, então não há erro no banco de dados, considerando uma porcentagem de $(X)*100$ de acerto nesta afirmação;
- Se $E_{i amostra} > Limiar$, então há erro no banco de dados, considerando uma porcentagem de $(X)*100$ de acerto nesta afirmação.

Considere a função densidade de probabilidade do erro intrínseco apresentada na Figura 4.2 a seguir:

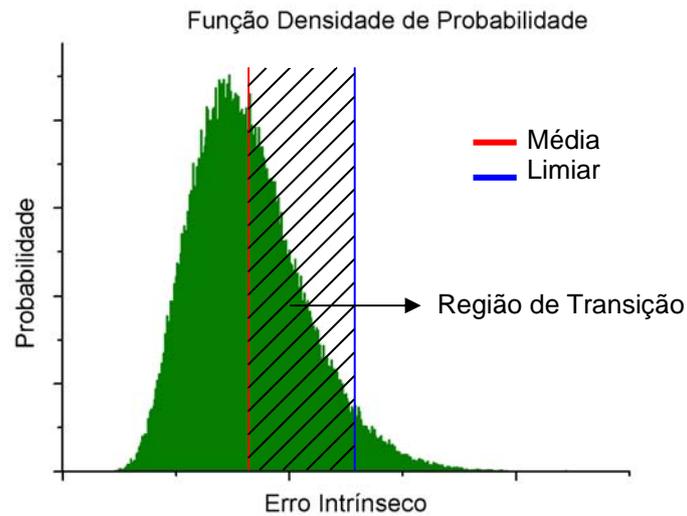


Figura 4.2: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco.

Na figura é possível observar a média e o valor do Limiar. Será definida como Região de Transição (RT) àquela formada por todos os pontos localizados entre o valor esperado e o Limiar. Os valores de Erros Intrínsecos das amostras localizados na Região de Transição serão denominados Pontos Pertencentes à Região de Transição (PPRT).

A seguir será apresentado um organograma completo do processo de detecção e localização de dados inconsistentes:

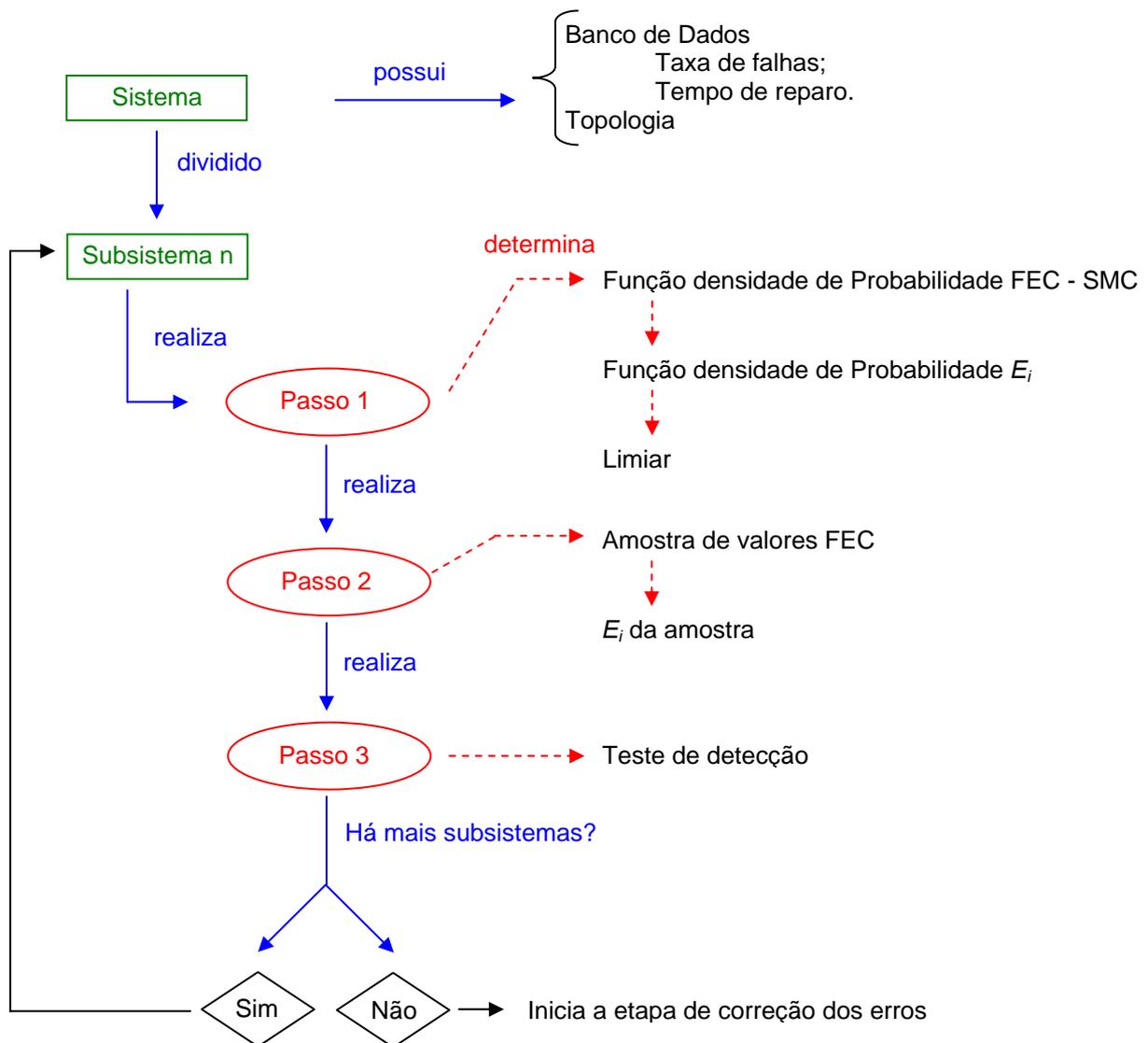


Figura 4.3: Organograma do Processo de Detecção/localização.

Após finalizado o processo de detecção/localização, é realizada a terceira etapa da metodologia, que consiste na correção dos dados inconsistentes dos subsistemas.

4.3.2 CORREÇÃO DE ERROS

Para elaboração desta etapa da metodologia de calibração dos dados, foram empregadas algumas idéias relativas às Estratégias de Evolução (ES – Evolution Strategies). Elas foram inicialmente propostas por Rechenberg [R73],

[R94] e Schwefel [S75], [S95], tendo suas idéias sido aproveitadas por diversos outros pesquisadores, [H92], [K91], [O92].

As técnicas de ES se propõem a resolver problemas de otimização de parâmetros, no caso do problema em questão, seus conceitos seriam empregados na busca da melhor solução, ou seja, na determinação dos melhores valores para as taxas de falha dos componentes do sistema.

Tal como descrito em [LMRSS95], as ES procuram a solução ótima de um problema, por meio da evolução de uma população (conjunto de soluções possíveis). A cada geração, ou iteração, os indivíduos são avaliados por uma função de adaptação, a qual pode ser a própria função objetivo do problema em questão, e os melhores são selecionados para serem os progenitores da próxima geração. Uma nova população é então gerada a partir de mutações destes progenitores. Os novos indivíduos são, por sua vez, avaliados e novamente selecionam-se os melhores para a geração seguinte. Repete-se este procedimento, geração após geração, até que um critério de parada seja satisfeito. Assim, ao se satisfazer o critério de parada toma-se o melhor indivíduo como a solução do problema.

Para a etapa de correção dos erros, a população será apenas formada por um indivíduo, o qual representará uma solução possível para o problema (i.e. um conjunto de taxas de falha para os componentes pertencentes ao subsistema sob avaliação). O indivíduo será avaliado e caso não seja satisfatório (i.e. processo de detecção ainda encontre erros para estas taxas de falha) um novo será gerado a partir de uma mutação neste indivíduo progenitor. O processo é repetido até que se atinja o critério de parada, que no caso seria a não detecção de erros.

Geralmente, os mecanismos de seleção e mutação são utilizados para simular o processo evolutivo das ES. O modelo ES, $(\mu, \kappa, \lambda, \rho)$ ES, proposto por Schwefel [S74] tem os seguintes parâmetros:

- μ – número total de progenitores numa geração;

- κ – número de ciclos reprodutivos de um indivíduo;
- λ – número total de descendentes criados numa geração;
- ρ – número de progenitores de um indivíduo;

Os modelos de ES mais explorados são:

- ✓ (μ, λ) ES – Este modelo utiliza um esquema determinístico de seleção. A notação (μ, λ) indica que μ progenitores geram λ descendentes por meio de mutações, e os μ melhores descendentes são selecionados para substituírem seus pais. Este procedimento permite que o melhor indivíduo da futura geração apresente um desempenho inferior ao do seu progenitor. Isto, por um lado, possibilita uma ligeira deterioração das próximas gerações, mas por outro é interessante, pois permite à população maior flexibilidade para sair de uma região de atração para um ótimo local;
- ✓ $(\mu + \lambda)$ ES – Neste modelo, os novos μ progenitores são selecionados do conjunto $\mu + \lambda$, garantindo assim, que os indivíduos da geração futura sejam sempre melhores que os seus progenitores.

A seleção, tal como exposto, é um mecanismo que escolhe quais são os melhores indivíduos de uma população, os quais devem ser utilizados para gerar uma nova descendência. Para o problema da correção dos dados, o processo de seleção não é executado. Como há apenas um indivíduo em cada população, este é utilizado para gerar um descendente a partir de uma mutação.

A mutação permite gerar diversidade nas populações, garantindo assim, que diferentes regiões, dentro do espaço de busca, sejam exploradas. No caso do problema a ser modelado, a mutação será a ferramenta de alteração do indivíduo constituinte da população, gerando instantaneamente seu descendente. A mutação consiste em adicionar ao indivíduo uma perturbação normalmente distribuída.

$$TF = TF^k + \sigma \times Z \quad (4.9)$$

onde:

TF indivíduo descendente, que sofreu mutação. Representa um conjunto de valores de taxas de falha para os componentes do subsistema sendo avaliado;

TF^k indivíduo progenitor. Representa um conjunto de valores de taxas de falha para os componentes do subsistema sendo avaliado;

σ amplitude de mutação ou passo mutacional, representa o desvio padrão adotado para a perturbação.

sendo:

$$Z = [N_1(0,1), \dots, N_n(0,1)] \quad (4.10)$$

onde:

N_n corresponde a uma distribuição Gaussiana com média zero e variância unitária.

A forma de administrar a amplitude de mutação, σ , durante o processo evolutivo define duas categorias de ES: as não-adaptativas e auto-adaptativas.

Nas ES não-adaptativas, σ é mantido constante durante todo o processo de busca da melhor solução, apenas as taxas de falha de um indivíduo ficam sujeitas à mutação. A eficiência desta metodologia está fortemente ligada ao parâmetro σ . Por exemplo, valores grandes de σ originarão importantes alterações nos indivíduos, o que é geralmente benéfico no início de um processo evolucionário. Grandes perturbações permitem ao novo indivíduo saltar para longe do progenitor e pesquisar novas soluções em regiões diferentes. No entanto, à medida que os indivíduos aproximam-se do ótimo, estas perturbações podem afastá-los desta região. Este será o critério empregado na busca das melhores taxas de falha.

Nas ES auto-adaptativas, por sua vez, σ fica sujeito à mutação e seleção. Com auto-adaptação, à medida que as melhores soluções são encontradas, as amplitudes de mutação irão se reduzir para garantir que as perturbações introduzidas nos novos indivíduos sejam pequenas. Deste modo, evita-se que os indivíduos saltem para fora desta região. Por outro lado, quando os indivíduos se encontram distantes da zona de otimalidade, as amplitudes tendem a aumentar com o intuito de possibilitar que os novos indivíduos migrem para regiões diferentes.

Conhecidos os conceitos das ES que inspiraram a elaboração da metodologia de correção dos parâmetros, os procedimentos desta etapa da calibração dos dados podem ser listados da seguinte maneira:

1. Considerando um subsistema, aplicam-se os procedimentos da etapa de detecção/localização de erros: Passo 1, 2 e 3;
2. Caso haja erros, sorteia-se aleatoriamente um valor, Z , numa distribuição Gaussiana com média zero e variância unitária. Este valor é multiplicado por um desvio padrão, σ , previamente definido;
3. O valor resultante, $Z \times \sigma$, é somado às taxas de falha de todos os elementos que constituem o subsistema em análise. Para que o crescimento ou diminuição de todas as taxas se dê na mesma proporção, o valor $Z \times \sigma$ é também multiplicado por um fator de proporcionalidade, definido, para cada componente, como sendo a sua taxa de falha inicial;
4. De posse dos novos valores de taxa de falha, retorna-se ao Procedimento 1. Se o teste de detecção der negativo (Passo 3), o processo é finalizado, caso contrário, são repetidos os procedimentos de 2 a 4 iterativamente, até que se atinja a convergência.

Como mencionado no Procedimento 4, um critério de convergência seria o resultado negativo do processo de detecção. É também definido um segundo

critério de parada. De acordo com este, o fim do processo pode ocorrer também caso um determinado número de iterações seja alcançado.

O organograma do processo de correção de dados é apresentado na Figura 4.4 a seguir:

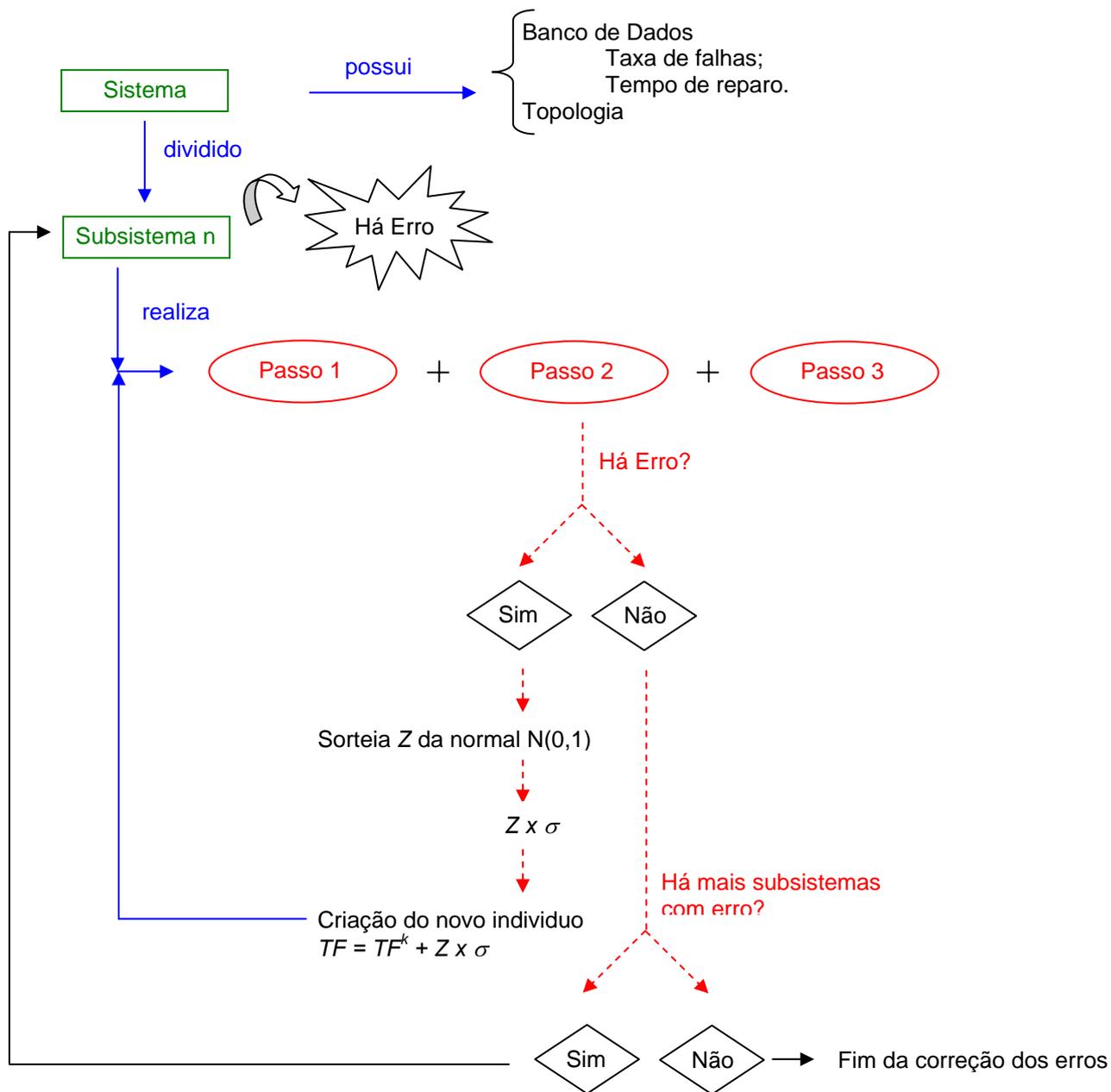


Figura 4.4: Organograma do Processo de Correção.

4.4 RESULTADOS

Para avaliar a metodologia de calibração de dados proposta, Seção 4.3, foram estudados dois sistemas: o sistema teste IEEE – RBTS Barra 2 [ABSGS91], e um sistema real brasileiro denominado Papagaios.

Para ambos os sistemas, serão apenas considerados erros nas taxas de falha das linhas de transmissão. Isto porque, elas representam os componentes com maiores taxas de falha nestes sistemas de distribuição, conseqüentemente influenciando mais os indicadores caso mudem de valor.

Para a detecção e localização do erro, a função empregada no ajuste das taxas de falha é a densidade de probabilidade do índice FEC, enquanto que para a correção dos dados, a convergência se dá quando o ajuste dos dados provê funções densidade de probabilidade corretas para os índices FEC e DEC.

4.4.1 DETECÇÃO/LOCALIZAÇÃO DE ERROS EM SISTEMAS

Sistema Teste IEEE – RBTS Barra 2

Os dados de confiabilidade dos componentes pertencentes ao sistema RBTS estão no Anexo A desta dissertação.

Tal como exposto no Capítulo 3, o sistema RBTS é subdividido topologicamente em quatro alimentadores. Para avaliação da metodologia, o Alimentador 1 possuirá os dados de taxas de falha de suas linhas de transmissão alteradas, já os demais alimentadores não possuirão erros. Para a amostra de valores do índice FEC, representativas do comportamento do sistema, será considerado um período sazonal que forneça apenas 10 dados deste índice. Apenas para avaliação estatística da metodologia serão também consideradas amostras com 100 e 1000 valores de FEC. Será considerado para cálculo do Limiar

$X=0,9$, desta maneira o resultado obtido pela detecção do erro terá 90% de probabilidade de estar correto, ou 10% de chance de estar errado.

As funções densidade de probabilidade da variável aleatória Erro Intrínseco para o Alimentador 1, considerando amostras de 10, 100 e 1000 valores de FEC, são apresentadas nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 respectivamente:

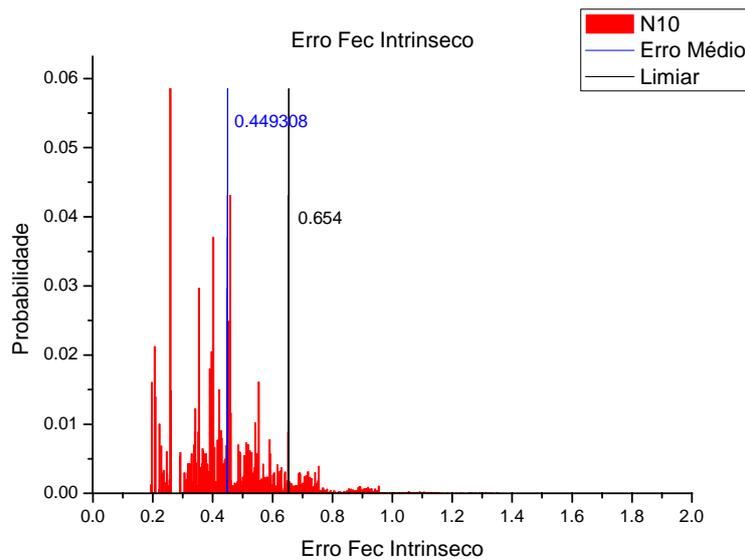


Figura 4.5: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=10 (RBTS).

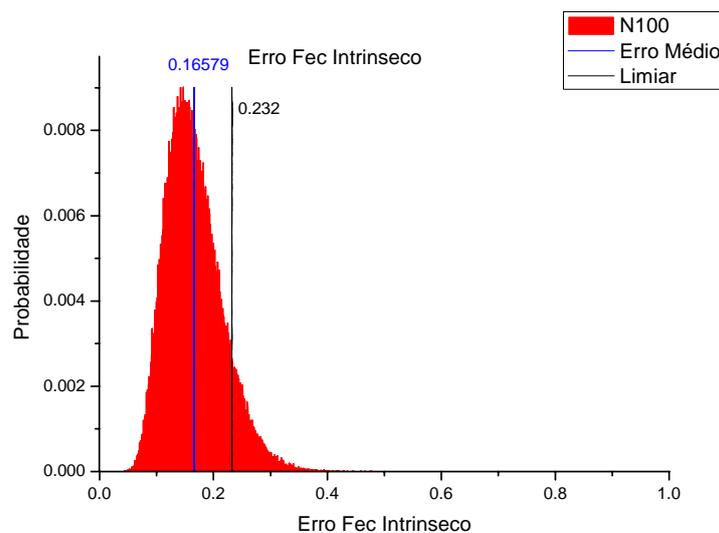


Figura 4.6: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=100 (RBTS).

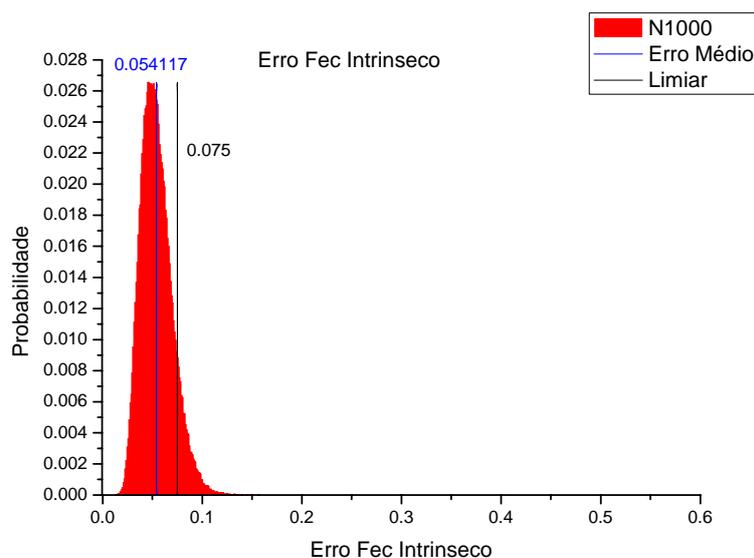


Figura 4.7: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=1000 (RBTS).

Observa-se pelos Gráficos 4.5, 4.6 e 4.7 anteriores, que quanto maior a amostra melhor representado é o sistema, dado que o valor esperado do Erro Intrínseco se aproxima de zero. Com o aumento da amostra, as funções densidade se deslocam para a esquerda, levando com elas o valor encontrado para o Limiar. A função apresentada para a amostra N=10 se apresenta mais conturbada que as demais, isso porque quando os sorteios são realizados para se determinar esta função, o número de pontos sorteados é menor e conseqüentemente varre-se uma parcela menor do possível espaço de solução.

A Tabela 4.1 apresenta o resultado do valor esperado da variável Erro Intrínseco, assim como o valor determinado para o Limiar para cada alimentador do sistema RBTS:

Tabela 4.1: Valores Esperados para o Erro Intrínseco e Limiar do FEC de Cada Alimentador (RBTS)

Valor Esperado para o Erro Intrínseco			
	N=10	N=100	N=1000
Alimentador 1	0,4493	0,1658	0,0541
Alimentador 2	0,2593	0,0873	0,0279
Alimentador 3	0,4372	0,1610	0,0526
Alimentador 4	0,4447	0,1638	0,0534
Valor Determinado para o Limiar			
	N=10	N=100	N=1000
Alimentador 1	0,6540	0,2320	0,0750
Alimentador 2	0,4300	0,1420	0,0460
Alimentador 3	0,6380	0,2270	0,0730
Alimentador 4	0,6440	0,2300	0,0740

O Alimentador 1 do sistema RBTS possui quatro trechos de linha de transmissão, denominados LT01, LT04, LT07 e LT10. Foram simulados erros no banco de dados, considerando várias combinações desses trechos e novos valores para as taxas da falha destes componentes. Nas tabelas a serem apresentadas nas páginas seguintes, os trechos de linhas coloridos representam os componentes cujas taxas foram alteradas, o fator multiplicativo indica por quantas vezes estas taxas foram multiplicadas. Também são informados o Limiar, o Erro Amostral (E_{Amostral}), o resultado da detecção e finalmente a probabilidade do resultado encontrado estar correto. Se o resultado do teste der positivo significa que há dados errados no banco de dados, no entanto, se der negativo os dados representativos dos componentes pertencentes ao referido alimentador estão corretos.

Considerando uma avaliação inicial na qual as taxas ainda não foram alteradas o resultado do teste de detecção é negativo para todos os alimentadores, tal como pode ser observado pela Tabela 4.2:

Tabela 4.2: Teste de Detecção – Taxas de Falha dos Componentes Mantidas Constantes (N=10)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 1$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	0,6232	Negativo	90,13
Alimentador 2	0,4300	0,2284	Negativo	90,14
Alimentador 3	0,6380	0,3839	Negativo	90,43
Alimentador 4	0,6440	0,3754	Negativo	90,37

Como as amostras são geradas por meio de sorteios aleatórios é possível gerar uma seqüência de amostras para avaliar com qual probabilidade o resultado do teste de detecção é realizado. A Tabela 4.3 apresenta o resultado da avaliação do teste de detecção, considerando 10 conjuntos de amostras:

Tabela 4.3: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de falha dos Componentes Mantidas Constantes (N=10)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. $\leq \mu$	$\mu \leq$ Pto. < L	Pto. $\geq L$
Alimentador 1	10%	90%	60%	30%	10%
Alimentador 2	10%	90%	80%	10%	10%
Alimentador 3	0%	100%	70%	30%	0%
Alimentador 4	10%	90%	60%	30%	10%

Na Tabela 4.3, a variável “ μ ” representa o Erro Intrínseco médio, “Pto.” Indica o valor do erro amostral e “L” indica a variável Limiar.

De acordo com a Tabela 4.3 acima apresentada, para o Alimentador 1, por exemplo, das amostras geradas, 60% dos Erros Amostrais calculados são valores acima da média, 30% são PPRT e 10% dos valores calculados são

superiores ao Limiar e indicam erro. Em resumo, há 10% de amostras que indicaram a presença de erros e 90% a sua inexistência.

Consideremos agora o caso onde a Linha LT01, pertencente ao Alimentador 1, tem sua taxa de falha alterada, aumentada em três vezes. Nas tabelas que apresentam a avaliação do método de detecção, novamente foi considerado um conjunto de 10 amostras:

Tabela 4.4: Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=10)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	0,4910	Negativo	90,13

Tabela 4.5: Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=10)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	10%	90%	60%	30%	10%

Tabela 4.6: Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=100)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra		N = 100
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,2320	0,1749	Negativo	90,04

Tabela 4.7: Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=100)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	20%	80%	10%	70%	20%

Tabela 4.8: Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=1000)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra		N = 100
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,0750	0,1566	Positivo	90,29

Tabela 4.9: Avaliação do Teste de Detecção – Taxa de Falha da LT01 Alterada (N=1000)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. $\leq \mu$	$\mu \leq$ Pto. < L	Pto. \geq L
Alimentador 1	10%	0%	0%	0%	100%

Conforme pode ser observado nas Tabelas 4.4 a 4.9, para um cenário de amostra pequena (N=10) o erro na taxa de falha da LT01 não é detectado. Quando a amostra aumenta o erro é detectado dado que o sistema é melhor representado. Quando são sorteadas várias amostras um fato interessante pode ser observado. Quando N=10 há 60% de valores calculados para o Erro Amostral que se situam abaixo da média do Erro Intrínseco, 30% de valores localizados na RT e 10% deles estão acima do Limiar. No caso em que N=100, há apenas 10% de valores localizados abaixo da média enquanto que 70% se localizam na RT e 20% acima da média. Por fim, no caso N=1000, todos os valores calculados estão acima do Limiar. O que se pode inferir é que o número maior de pontos PPRT em N=100 representa um indicativo de que com o aumento da amostra é provável que erros passem a ser detectados, justamente pela melhor representação do sistema, fato este confirmado em N=1000.

Quando apenas a LT01 tem sua taxa de falha alterada, considerando uma amostra pequena, a detecção somente resulta em valores positivos quando a taxa sofre um aumento muito grande, acima de 10 vezes. O fato de a amostra ser pequena dificulta a detecção de erros, no entanto, o sistema RBTS também

apresenta uma peculiaridade que contribui para o aumento das dificuldades. O sistema teste é muito confiável, apresentando poucas falhas por possuir elementos com taxas de falha muito baixas. Num sistema real, é mais provável que as alterações nas taxas, mesmo considerando que as mesmas ocorram em poucos elementos, altere de forma mais significativa os índices de confiabilidade.

Para as simulações apresentadas nas Tabelas 4.4, 4.6 e 4.8, não foram detectados erros nos Alimentadores 2, 3 e 4, tal como era de se esperar.

Considerando falhas em mais de um trecho de linha de transmissão e amostras pequenas tem-se para um fator multiplicativo 6 os seguintes valores:

Tabela 4.10: Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04 e LT07 Alteradas (N=10)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 6$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	1,3379	Positivo	90,13

Novamente para avaliações do teste de detecção é considerado um conjunto de 10 amostras:

Tabela 4.11: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04 e LT07 Alteradas (N=10)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. $\leq \mu$	$\mu \leq$ Pto. < L	Pto. $\geq L$
Alimentador 1	70%	30%	10%	20%	70%

As Tabelas 4.12 e 4.13 apresentam o resultado do teste considerando mais um trecho de linha falho e fator multiplicativo igual a 5:

Tabela 4.12: Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=5)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 5$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	1,2704	Positivo	90,13

Tabela 4.13: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=5)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. $\leq \mu$	$\mu \leq$ Pto. < L	Pto. \geq L
Alimentador 1	70%	30%	0%	30%	70%

Tabela 4.14: Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=6)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 6$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	1,5230	Positivo	90,13

Tabela 4.15: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=6)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. $\leq \mu$	$\mu \leq$ Pto. < L	Pto. \geq L
Alimentador 1	100%	0%	0%	0%	100%

Dos casos acima apresentados, é possível observar que a detecção de erros ocorre mais facilmente quanto maior o fator multiplicativo e o número de componentes falhos. Considerando pequenas amostras (N=10) e dois trechos de linha falhos, o teste de detecção apresenta valores positivos para fatores multiplicativos iguais ou maiores que 6. Aumentando o número de trechos

falhos para três linhas, o teste de detecção apresenta valores positivos para fatores multiplicativos maiores ou iguais a 5.

Sistema Real CEMIG – Papagaios

Os dados de confiabilidade dos componentes pertencentes ao sistema Papagaios estão no Anexo B desta dissertação.

O sistema Papagaios é subdividido topologicamente em quatro subsistemas. Novamente será considerado para cálculo do Limiar $X=0,9$, desta maneira o resultado obtido pela detecção do erro terá 90% de probabilidade de estar correto.

As funções densidade de probabilidade da variável aleatória Erro Intrínseco para o Alimentador 1 (Figura 3.14), considerando amostras de 10, 100 e 1000 valores de FEC, são apresentadas pelas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10:

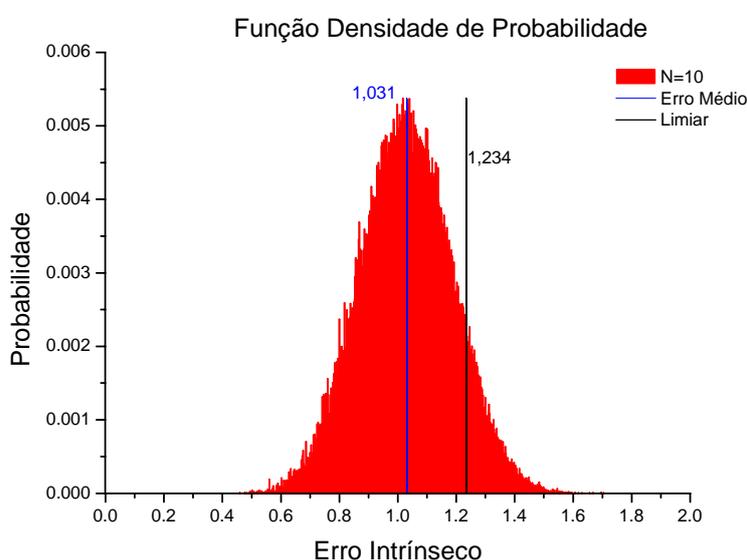


Figura 4.8: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=10 (PAPG).

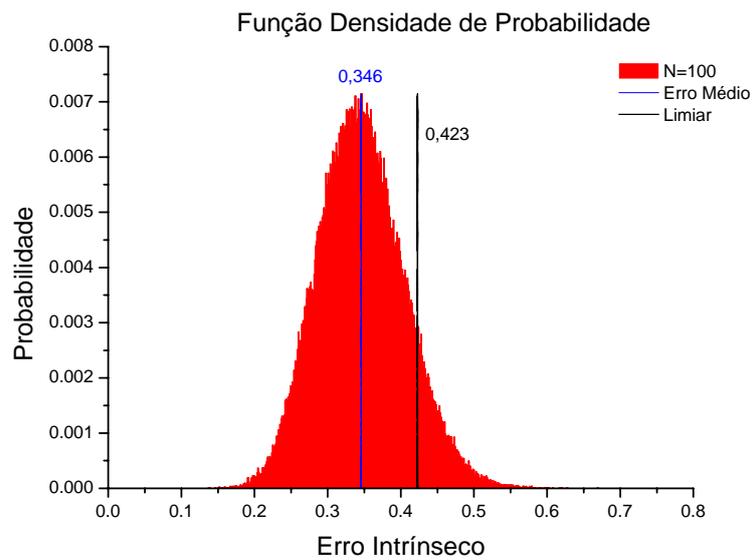


Figura 4.9: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=100 (PAPG).

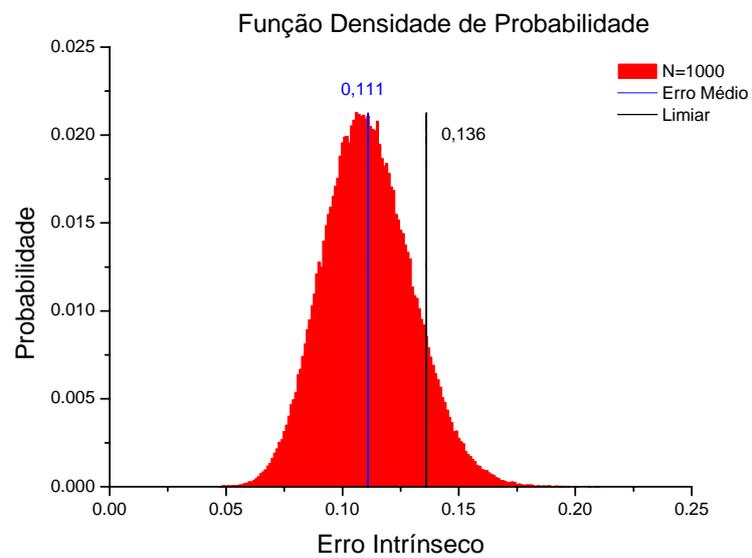


Figura 4.10: Função Densidade de Probabilidade do Erro Intrínseco – Amostra com N=1000 (PAPG).

Novamente observa-se que quanto maior a amostra, melhor representado é o sistema, dado que o valor esperado do Erro Intrínseco se aproxima de zero.

Os valores médios da variável Erro Intrínseco e os valores relativos ao Limiar, para cada alimentador do sistema, estão na Tabela 4.16:

Tabela 4.16: Valores Esperados para o Erro Intrínseco e Limiar do FEC de Cada Alimentador (PAPG)

Valor Esperado para o Erro Intrínseco			
	N=10	N=100	N=1000
Alimentador 1	1,031	0,345	0,111
Alimentador 2	1,023	0,348	0,115
Alimentador 3	1,237	0,444	0,160
Alimentador 4	1,221	0,427	0,150
Valor Determinado para o Limiar			
	N=10	N=100	N=1000
Alimentador 1	1,234	0,432	0,136
Alimentador 2	1,230	0,426	0,140
Alimentador 3	1,402	0,521	0,185
Alimentador 4	1,386	0,504	0,174

O resultado do teste de detecção, considerando falhas nas linhas de transmissão entre os pontos de carga LP1, LP2, LP3 e LP4 do Alimentador 1, pode ser visualizado na Tabela 4.17:

Tabela 4.17: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra	N = 10	
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	1,2340	1,6325	Positivo	90,09

Para um conjunto de 10 amostras, a Tabela 4.18 mostra o resultado da avaliação do teste de detecção:

Tabela 4.18: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E _{Amostral}		
			Pto. ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	100%	0%	100%	0%	0%

Aumentado o número de linhas de transmissão falhas entre os pontos de carga, tem-se:

Tabela 4.19: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/ LP6/ LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra	N = 10	
Resultado do Teste				
	Limiar	E _{Amostral}	Resultado	P _{acerto} [%]
Alimentador 1	1,2340	1,9973	Positivo	90,09

Tabela 4.20: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/ LP6/ LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E _{Amostral}		
			Pto ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	100%	0%	100%	0%	0%

Pelas Tabelas 4.17 e 4.19 acima, é possível concluir que aumentado à quantidade de trechos com erro, o Erro Amostral aumenta.

A Tabela 4.21 mostra o resultado do teste para quatro trechos de linhas de transmissão falhos e fator multiplicativo igual a 4:

Tabela 4.21: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 4$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	1,2340	1,9672	Positivo	90,09

Tabela 4.22: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	100%	0%	100%	0%	0%

Tabela 4.23: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/ LP6/ LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 4$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	1,2340	1,9997	Positivo	90,09

Tabela 4.24: Avaliação do Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/ LP6/ LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=4)

Avaliação do Teste de Detecção					
	Positivo	Negativo	Nº E_{Amostral}		
			Pto. ≤ μ	μ ≤ Pto. < L	Pto. ≥ L
Alimentador 1	100%	0%	100%	0%	0%

Observa-se que quando o fator multiplicativo aumenta, os Erros Amostrais também aumentam.

Para as simulações apresentadas nas Tabelas 4.17 a 4.24, não foram detectados erros nos Alimentadores 2, 3 e 4, tal como era de se esperar.

4.4.2 CORREÇÃO DE ERROS EM SISTEMAS

Sistema Teste IEEE – RBTS Barra 2

O processo de detecção/correção do erro informa quais os subsistemas que possuem dados inconsistentes. De posse desta informação, as taxas de falha das linhas de transmissão presentes na rede com erro são ajustadas para prover índices de desempenho, DEC e FEC, consistentes com o histórico operacional do subsistema.

Considere para o sistema RBTS o caso em que todas as linhas de transmissão do Alimentador 1, LT01, LT04, LT07 e LT10, apresentam novos valores de taxas de falha:

Tabela 4.25: Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=5)

Detecção de Erros (E) - FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 5$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	1,2704	Positivo	90,13

A correção das taxas de falha, utilizando o processo descrito na Seção 4.3.2, é apresentada na Tabela 4.26:

Tabela 4.26: Resultado do Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. \text{ dados}}$	λ_{Correto}	$\lambda_{\text{Corrigido}}$
LT01	0,0488	0,2440	0,3410
LT04	0,0488	0,2440	0,3410
LT07	0,0488	0,2440	0,3410
LT10	0,0390	0,1950	0,2725

onde:

ε : erro amostral;

$\lambda_{B. \text{ dados}}$: taxa de falha do componente presente no banco de dados;

λ_{Correto} : taxa de falha correta do componente;

$\lambda_{\text{Corrigido}}$: taxa de falha do componente após processo de correção;

Pela análise da Tabela 4.26, pode-se concluir que o valor das taxas de falha corrigidas está próximo do valor correto, com um erro relativo de 28,44%.

Caso fossem empregadas amostras maiores os valores propostos para correção seriam:

Tabela 4.27: Resultado Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=1000)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. \text{ dados}}$	λ_{Correto}	$\lambda_{\text{Corrigido}}$
LT01	0,0488	0,2440	0,2583
LT04	0,0488	0,2440	0,2583
LT07	0,0488	0,2440	0,2583
LT10	0,0390	0,1950	0,2064

Como amostras maiores representam melhor o sistema, o erro relativo entre os valores de taxas corrigidas e corretas é de apenas 5,54%, menor do que o verificado pela Tabela 4.26.

Como visto na metodologia proposta na Seção 4.3.2, as taxas de falha são aumentadas ou diminuídas todas na mesma proporção. A Figura 4.11 mostra o resultado do teste de detecção após a correção das taxas de falha do banco de dados. São propostas várias correções, considerando que as taxas de falhas são multiplicadas por um valor de correção (VC) variando de 1 até 14, e considerando um conjunto de 10 amostras sorteadas.

Observando a Figura 4.11, percebe-se que a medida que as taxas são aumentadas pelo processo de correção, o sistema alterna nas situações “há erro”, “não há erro” e “há erro” novamente. Como o fator multiplicativo desta simulação é 5, o sistema deveria não detectar erro somente quando as taxas do banco de dados fossem multiplicadas pelo valor 5. No entanto, a Figura 4.11 mostra que as taxas no banco de dados são consideradas corretas quando multiplicadas tanto por 5 quanto por 6. Isso ocorre porque o sistema esta sendo representado por uma amostra pequena, $N=10$, caso fosse empregada uma amostra maior, $N=1000$, os dados somente seriam considerados corretos quando as taxas fossem multiplicadas por 5. Esta situação está contemplada na Figura 4.12.

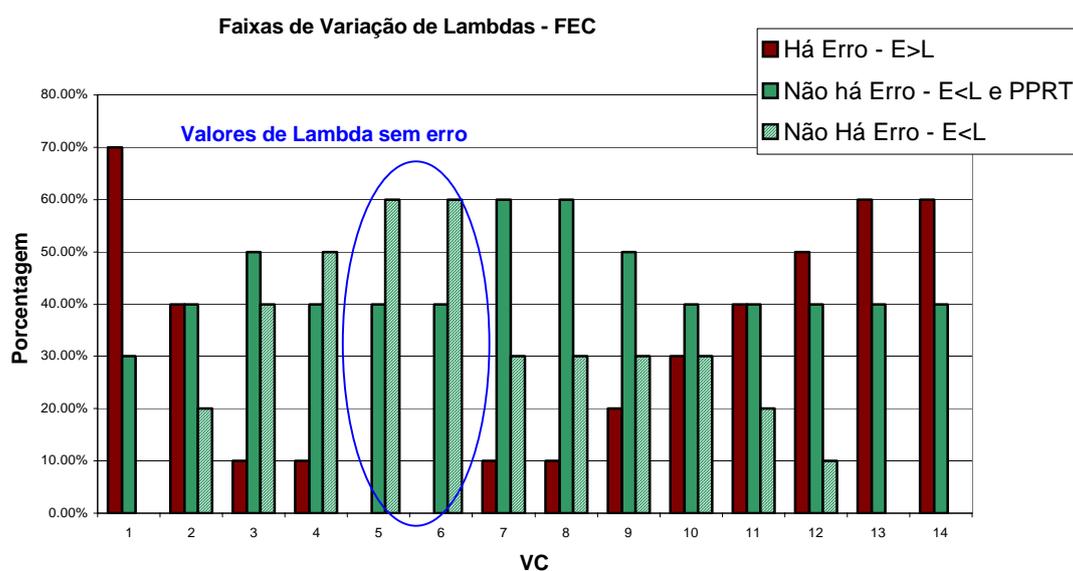


Figura 4.11: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=10).

Na Figura 4.11, as variáveis “E” e “L”, presentes na legenda, representam o Erro Amostral e o Limiar respectivamente.

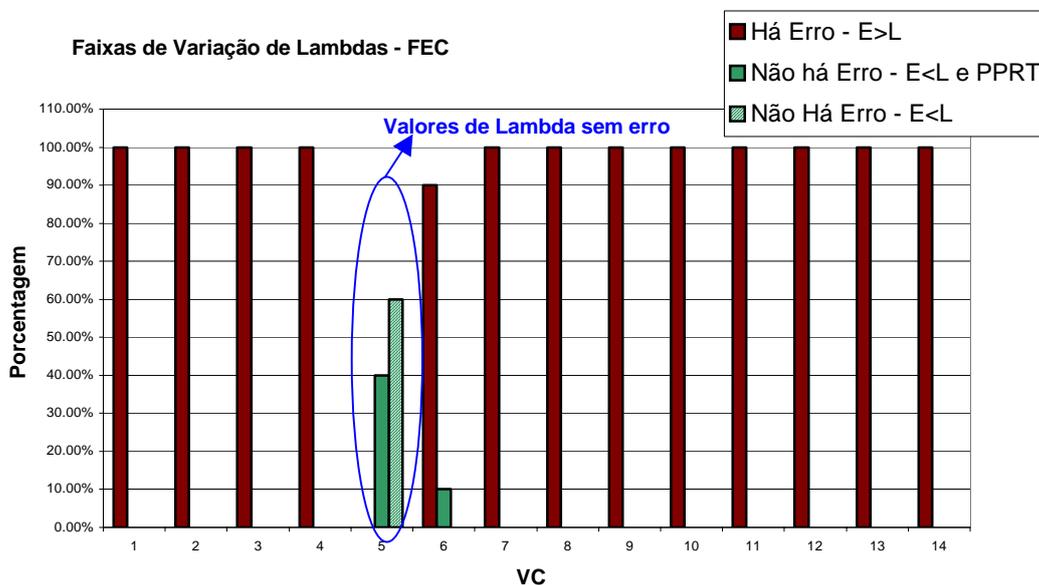


Figura 4.12: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=1000).

Pode ser observado também pelas Figuras 4.11 e 4.12, que quando o sistema sai da condição “há erro” para “não há erro”, os valores de erro amostral calculados em cada amostra sorteada, começam a migrar da região acima do limiar para a RT, mostrando que as taxas estão se aproximando do valor correto. Da mesma maneira, à medida que as taxas continuam sendo aumentadas, o sistema sai da condição “não há erro” para “há erro”, e neste caso os valores de erro amostral começam a se localizar mais na RT, mostrando a tendência de sobrepor o limiar.

Considerando agora um fator multiplicativo de 6, as correções propostas pelo método seriam:

Tabela 4.28: Teste de Detecção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=6)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LT01	LT04	LT07	LT10
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 6$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado da Simulação				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Alimentador 1	0,6540	1,5230	Positivo	90,13

Tabela 4.29: Resultado Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=10)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. \text{ dados}}$	λ_{Correto}	$\lambda_{\text{Corrigido}}$
LT01	0,0488	0,2928	0,3409
LT04	0,0488	0,2928	0,3409
LT07	0,0488	0,2928	0,3409
LT10	0,0390	0,2340	0,2725

Caso fossem empregadas amostras maiores os valores propostos para correção seriam:

Tabela 4.30: Resultado Teste de Correção – Taxas de Falha das LT01, LT04, LT07 e LT10 Alteradas (N=1000)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. \text{ dados}}$	λ_{Correto}	$\lambda_{\text{Corrigido}}$
LT01	0,0488	0,2928	0,2824
LT04	0,0488	0,2928	0,2824
LT07	0,0488	0,2928	0,2824
LT10	0,0390	0,2340	0,2257

Pela Tabela 4.29, o erro relativo entre os valores corrigidos para as taxas de falha e os valores corretos das mesmas é de 14,11%. Quando a amostra

aumenta, Tabela 4.30, o erro relativo reduz para 3,68%, devido a melhor representação sistêmica.

Avaliando o teste de detecção para vários ajustes de taxas de falha tem-se:

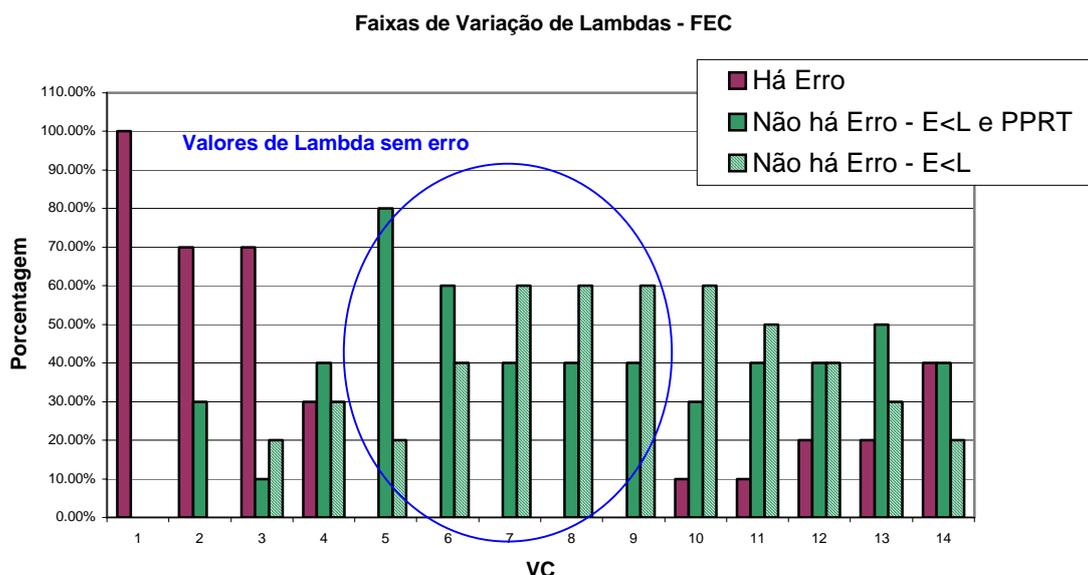


Figura 4.13: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=10).

Pela Figura 4.13, é possível observar que quando as taxas são aumentadas de 5 a 9 vezes o teste de detecção não encontra erros nas taxas de falha do banco de dados.

Quando a amostra representativa do sistema é aumentada as faixas de correção que fornecem teste de detecção negativo reduzem, somente sendo aceito o valor 6, tal como mostrado na Figura 4.14:

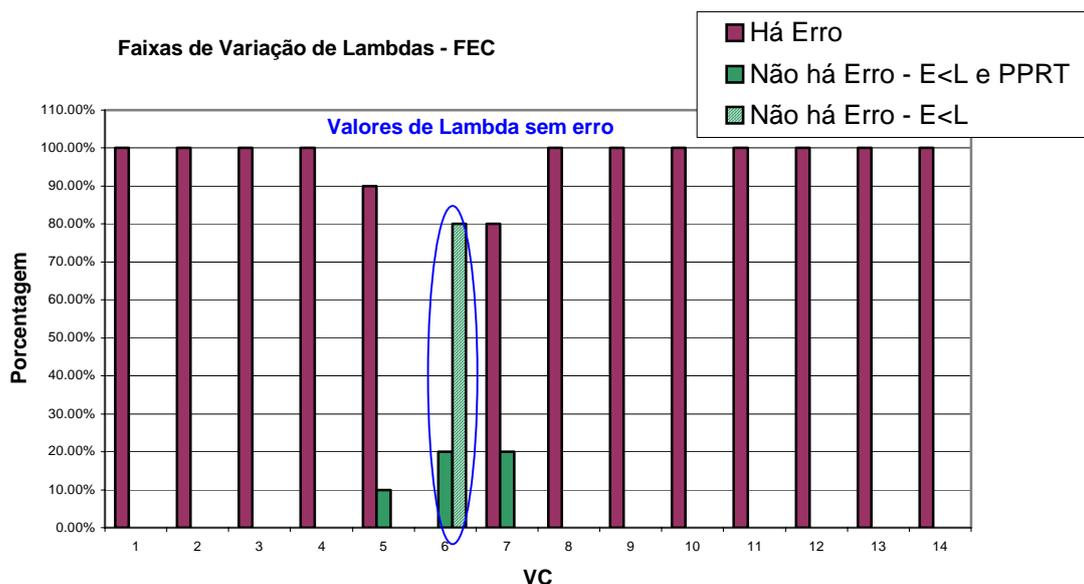


Figura 4.14: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=1000).

Sistema Real CEMIG – Papagaios

Considere para o sistema Papagaios o caso em que todas as linhas de transmissão entre os pontos de carga LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6 e LP7, do Alimentador 1, apresentam novos valores de taxas de falha:

Tabela 4.31: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=3)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 3$	Tamanho da Amostra	N = 10	
Resultado do Teste				
	Limiar	$E_{Amostral}$	Resultado	$P_{acerto} [\%]$
Ramal 1	1,2340	1,9973	Positivo	90,09

A correção das taxas de falha é apresentada na Tabela 4.32:

Tabela 4.32: Resultado Teste de Correção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6 e LP7 Alteradas (N=10)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. dados}$	$\lambda_{Correto}$	$\lambda_{Corrigido}$
LP1	0,6000	1,8000	1,6680
LP2	1,8000	5,4000	5,0030
LP3	0,3000	0,9000	0,8338
LP4	2,1000	6,3000	5,8370
LP5	0,3000	0,9000	0,8338
LP6	2,2500	6,7500	6,2560
LP7	3,0000	9,0000	8,3380

Pela Tabela 4.32, observa-se que o erro relativo entre o valor correto e àquele obtido pelo método de correção é de aproximadamente 7,36%.

A Figura 4.15 a seguir mostra o resultado do teste de detecção após o ajuste das taxas de falha do banco de dados, considerando que as mesmas são multiplicadas por valores de correção variando de 1 até 7 vezes, e considerando um conjunto de 10 mostras sorteadas.

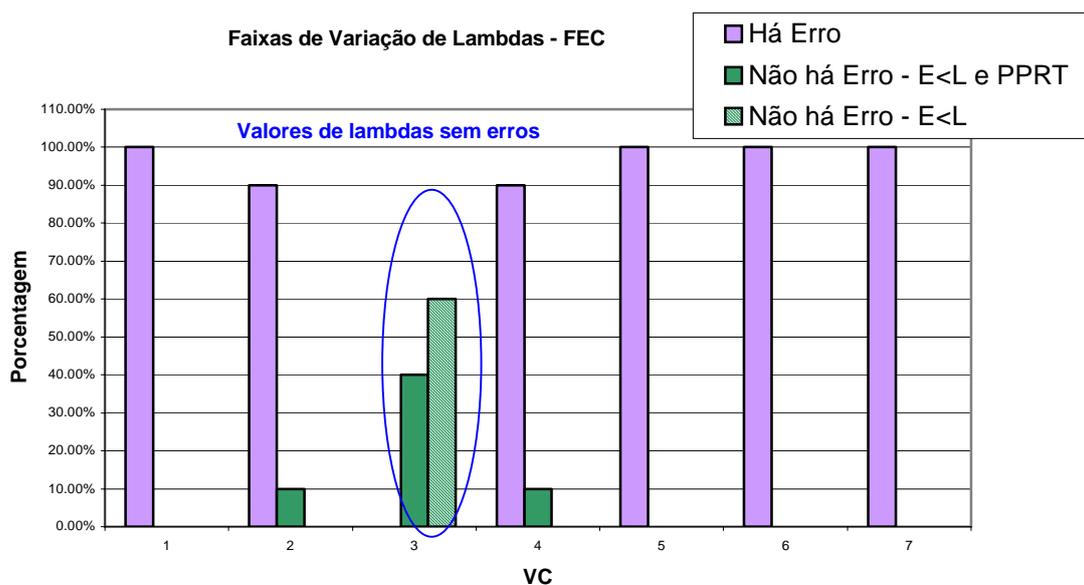


Figura 4.15: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=10).

Como a faixa aceita para valores de taxas de falha (i.e. VC's em que erros não são mais encontrados) é mais rígida (i.e. há menos valores de VC em que o erro não mais é detectado) do que as apresentadas no sistema RBTS para pequenas amostras, o ajuste dos dados é mais correto, desta forma o erro relativo, mesmo considerando pequenas amostras, é pequeno, 7,36%. Considerando agora um outro fator multiplicativo tem-se:

Tabela 4.33: Teste de Detecção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1/ LP2/ LP3/ LP4/ LP5/LP6/LP7 Alteradas (N=10 e Fator Multiplicativo=5)

Detecção de Erros (E) – FEC				
Dados de Entrada da Simulação				
Taxas Alteradas	LP1	LP2	LP3	LP4
	LP5	LP6	LP7	
Fator Multiplicativo	$\lambda \times 5$	Tamanho da Amostra		N = 10
Resultado do Teste				
	Limiar	E_{Amostral}	Resultado	P_{acerto} [%]
Ramal 1	1,2340	2,0000	Positivo	90,09

A correção das taxas de falha apresenta o seguinte resultado:

Tabela 4.34: Resultado Teste de Correção – Taxas de Falha das linhas entre os pontos de carga LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP6 e LP7 Alteradas (N=10)

Correção dos Dados			
Taxas Alteradas	$\lambda_{B. dados}$	$\lambda_{Correto}$	$\lambda_{Corrigido}$
LP1	0,6000	3,0000	3,4720
LP2	1,8000	9,0000	10,4200
LP3	0,3000	1,5000	1,7360
LP4	2,1000	10,5000	12,1500
LP5	0,3000	1,5000	1,7360
LP6	2,2500	11,2500	13,0200
LP7	3,0000	15,0000	17,3600

Os erros relativos encontrados para esta simulação são também pequenos, 15,78% aproximadamente, o que indica que a correção dos dados foi adequada. A Figura 4.16 demonstra as faixas de ajuste das taxas de falha aceitáveis, nota-se novamente que esta faixa é rígida.

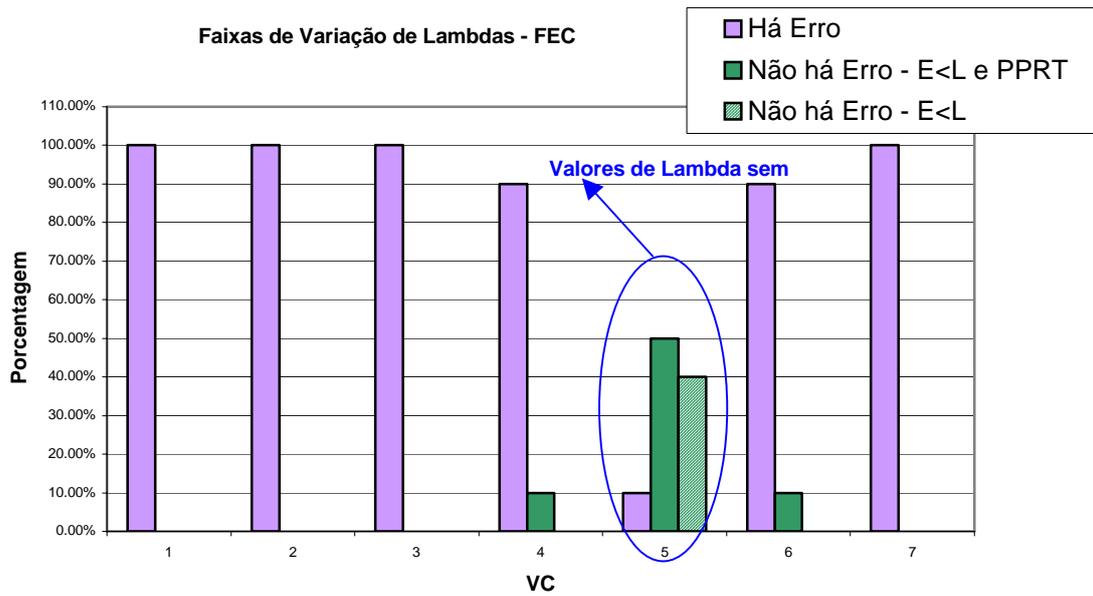


Figura 4.16: Resposta do Teste de Detecção para Vários Ajustes de Taxas de Falha (N=10).

Para o sistema Papagaios não foram apresentados os resultados das simulações considerando amostras maiores, N=100 ou mesmo N=1000. Apesar do erro ser corrigido também nestas condições, amostras maiores não seriam empregadas na prática e somente foram apresentadas anteriormente com o intuito de discutir a metodologia.

4.5 CONCLUSÕES

A metodologia de calibração de dados de confiabilidade tem como objetivo validar as informações dos parâmetros de confiabilidade dos componentes da rede. Este procedimento se mostra deveras importante porque, somente com o emprego de dados corretos, os índices de desempenho previstos irão corresponder com o histórico operacional do sistema, garantindo, em um dado estudo, a geração de resultados confiáveis.

Neste capítulo, foi proposta uma metodologia que não mais ajusta os parâmetros dos elementos utilizando valores médios dos índices de desempenho sistêmico, mas sim suas funções densidade de probabilidade. O emprego das funções densidade garante melhor representação do sistema, dado que trata melhor a aleatoriedade dos valores dos índices.

O problema de calibração de dados apresenta uma dificuldade em termos estatísticos. Isso ocorre devido à necessidade de manipular amostras de dados pequenas, e delas inferir resultados. Para resolver o problema o método trabalha com funções densidade de erros e probabilidade de acerto nas detecções de 90%, entretanto, qualquer outro valor poderia ter sido empregado.

A princípio, no problema da correção dos dados foi implementada uma rotina que não faz nenhum ajuste no valor do desvio padrão, utilizado para gerar as perturbações. É possível, como melhoria no método proposto, realizar um ajuste no desvio padrão, de tal forma a direcionar melhor a busca da solução ótima e, possivelmente, a encontrá-la com um número menor de iterações.

Ainda com relação à etapa de correção dos dados, as taxas de falha de todos os componentes do subsistema com defeito são ajustadas. Isso ocorre porque o processo de localização do erro determina apenas qual a sub-área com defeito e não localiza especificamente o elemento com defeito.

Tanto a detecção quanto a correção dos dados utilizam a metodologia de simulação Monte Carlo seqüencial, apresentada na Seção 3.2.2. Para a detecção, o tempo gasto para avaliar se há ou não erro está relacionado com o tempo em que a SMC leva para determinar as funções densidade dos índices. Como a SMC possui eficiência computacional elevada, o resultado de suas avaliações nos sistemas é obtido rapidamente, para o caso do sistema Papagaios o tempo para convergência do método é de aproximadamente 5 minutos, o que faz o processo de detecção ser também relativamente rápido. O procedimento de correção ocorre iterativamente, o sistema é inicialmente avaliado com a SMC para as novas taxas de falha, depois aplica-se a detecção de erros, e o ciclo se repete até que se atinja a convergência. O número de iterações pode tornar-se menor e, portanto, a convergência tornar-se mais rápida, caso seja aplicada uma ES adaptativa.

Utilizando os dados calibrados e as técnicas de simulação Monte Carlo, vistas no Capítulo 3, é possível prever o comportamento do sistema através de seus índices de desempenho. De posse destas informações, as concessionárias podem determinar os trechos mais susceptíveis à falhas promovendo mudanças, evitando assim, a incidência de penalidades impostas pelo órgão regulador do sistema, tal como será discutido no capítulo a seguir.

CAPÍTULO 5

AVALIAÇÃO DE METAS POR MECANISMOS BASEADOS EM DESEMPENHO

5.1 INTRODUÇÃO

As concessionárias de energia elétrica têm por finalidade prover energia com confiabilidade a seus consumidores. Atualmente, estas concessionárias operam em um sistema sendo reestruturado, sentindo uma constante necessidade de reduzir custos para continuar obtendo lucros. A postergação de obras de ampliação e obras de reforços no sistema, a diminuição de processos de qualidade interna e o aumento dos intervalos de manutenção são formas de redução de custos, porém acarretam na deterioração da confiabilidade dos sistemas [BB00]. Esta degradação afeta diretamente os clientes destas operadoras do setor de energia, os quais pagariam a mesma tarifa por um serviço de qualidade inferior.

Para controlar este problema, as agências reguladoras propuseram regras impondo padrões para os índices de confiabilidade do sistema. No cenário brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, publicou a resolução número 24 [ANEEL00], a qual estabelece padrões para a continuidade do serviço de distribuição de energia, ou seja, limites para a frequência de falhas e tempo de interrupção de fornecimento de energia. De acordo com a resolução, caso os limites sejam ultrapassados penalidades são impostas na forma de multas.

A solução para o pagamento de multas seria investir no sistema de tal forma a torná-lo mais confiável. Porém, na atual conjuntura, não há nenhuma forma de incentivo às concessionárias que operam com grau de confiabilidade elevado, afinal, mesmo que o sistema esteja mais robusto, multas ainda poderão ocorrer dado que os índices apresentam um comportamento aleatório.

Um mecanismo, conhecido como “*performance based rates*” (PBR), foi introduzido com o intuito de balancear a qualidade de serviço e o custo das concessionárias [BB00], [BCP02]. O PBR é um contrato que bonifica a concessionária por prover energia com boa confiabilidade e/ou penaliza a empresa quando o oposto ocorre. O PBR introduz nas avaliações de confiabilidade dos sistemas um elemento de risco financeiro e, por meio dele, as concessionárias passam a ter que lidar e definir as incertezas relacionadas com a performance de seus sistemas.

Neste capítulo serão discutidos os conceitos relativos ao mecanismo PBR, bem como a metodologia de simulação para avaliação prática deste conceito. Duas regras para o PBR serão consideradas e serão previstos os valores médios de multas e bonificações dos sistemas de distribuição. Serão também apresentados e discutidos os resultados das simulações em dois sistemas, o sistema teste IEEE – RBTS Barra 2 e o sistema real da CEMIG denominado Papagaios.

5.2 METODOLOGIA PBR – CONCEITUAÇÃO BÁSICA E BREVE HISTÓRICO DO SEU EMPREGO

O PBR é um contrato que “premia” a concessionária por prover energia com boa confiabilidade e/ou penaliza a empresa quando o oposto ocorre. Portanto, de acordo com a performance do seu sistema, sobre a empresa podem ser incididas multas, caso os limites dos índices sejam ultrapassados, ou bonificações, nas situações contrárias.

Para prever multas e bonificações são necessárias curvas de densidade de probabilidade dos índices indicativos de desempenho do sistema, tais como DIC, FIC e DIMIC. Os eventos num sistema de potência (como número de falhas, tempo necessário para concertar um componente, tempo necessário para restabelecer o sistema) são de natureza aleatória. Desta maneira, os índices computados através destas informações apresentam o mesmo comportamento. De posse destas informações, fica claro que a melhor maneira de representar estes índices é por meio de funções densidades de probabilidade e não apenas por valores médios, por isso a metodologia PBR necessita de informações referentes às funções.

As funções densidade de probabilidade podem ser obtidas através da simulação Monte Carlo Cronológica. Como exposto no Capítulo 3, um histórico artificial de tempos para a falha e tempos de reparo, para cada componente do sistema, é gerado em ordem cronológica. Por meio destes valores uma seqüência de ciclos operação/reparo do sistema é gerada combinando-se os estados dos elementos. A partir deste histórico artificial do sistema, os índices de confiabilidade e suas respectivas funções densidade são gerados.

Em [BB00] o histórico artificial dos componentes é gerado de outra maneira dado que, tal como exposto pelos autores, a SMC ainda se apresentava computacionalmente lenta. Componentes com taxas de falha constantes

podem ser representados pela distribuição de Poisson. Se um componente tem taxa de falha (λ) constante ao longo do ano, a probabilidade do componente falhar x vezes ao longo do ano pode ser descrita pela Equação 5.1:

$$P(x) = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (5.1)$$

onde:

$P(x)$ probabilidade do componente falhar x vezes ao longo do ano;

X número de falhas do componente ao longo do ano;

λ taxa de falha do componente, considerada constante ao longo do ano.

Desta maneira, pelo processo de Poisson, um dado ano aleatório pode ser simulado, bastando para isso simular quantas vezes cada componente do sistema falhou neste ano.

A metodologia apresentada por [BB00] segue as seguintes etapas:

1. Sorteia-se para cada componente do sistema um número (n) entre 0 e 1;
2. Se:
 - $n < e^{-\lambda}$, então nenhuma falha é computada para este componente no ano sendo simulado. O número $e^{-\lambda}$ é definido a partir da Equação 5.1, bastando substituir o valor x por zero:

$$P(0) = \frac{\lambda^0 e^{-\lambda}}{0!} = e^{-\lambda} \quad (5.2)$$

- $n > e^{-\lambda}$, então o número de falhas (x) que este componente possui no ano sendo simulado é definido pela Equação 5.3:

$$n = \frac{\lambda^x e^{-\lambda}}{x!} \quad (5.3)$$

Com as Etapas 1 e 2 simula-se o número de falhas de cada componente ao longo do ano considerado, para calcular os índices de confiabilidade são empregados os conceitos para determinar valores esperados, vistos também no Capítulo 3, bastando substituir a taxa de falha do componente pelo número de falhas simuladas. São simulados vários anos e armazenados os valores encontrados para posteriormente determinar as funções densidade de probabilidade.

Com o avanço das técnicas de programação os problemas de lentidão e quantidade de dados a serem administrados numa SMC foram contornados. Trabalhos posteriores envolvendo PBR, [BCP02], foram apresentados utilizando a SMC com histórico artificial de tempos dos componentes. No trabalho [BCP02] os índices de desempenho são modelados por funções densidade de probabilidade discretas, com classes de intervalos de tamanhos apropriados. Desta maneira, os valores esperados de bonificações e penalizações são calculados considerando o conceito de variáveis aleatórias discretas:

$$E = \sum x_i p_i \quad (5.4)$$

onde:

E valor esperado;

X_i resultado do índice de desempenho para um intervalo discreto i ;

p_i probabilidade de ocorrência de x_i .

Na seção seguinte será apresentada uma metodologia PBR, baseada na simulação Monte Carlo apresentada e discutida na Seção 3.2.2 desta dissertação. Os valores de bonificações e penalizações são computados toda vez que um novo valor do índice de desempenho é determinado. Desta maneira todos os valores do índice de confiabilidade obtidos durante a simulação são empregados no cálculo das multas e/ou bonificações, diferentemente da técnica apresentada em [BCP02].

5.3 METODOLOGIA PROPOSTA

A agência reguladora do sistema elétrico brasileiro ANEEL estabelece limites para os índices de confiabilidade que indicam o desempenho operacional da rede. Estes valores padrões não podem ser ultrapassados pois, caso isso se verifique, a concessionária sofre penalidades sob a forma de multas.

A grande maioria das distribuidoras no Brasil opera seus sistemas com valores médios (μ) para os índices de confiabilidade abaixo, porém, muito próximos destes padrões estabelecidos (p). Pela definição de média estatística, pode-se concluir que existem valores de índices abaixo ou acima da média, tal como pode ser observado na Figura 5.1 [CLS04]. Com isso, mesmo estando a média abaixo do padrão, é perfeitamente possível que ocorram valores acima da média, fato este que resultaria em multas por violação das metas estabelecidas.

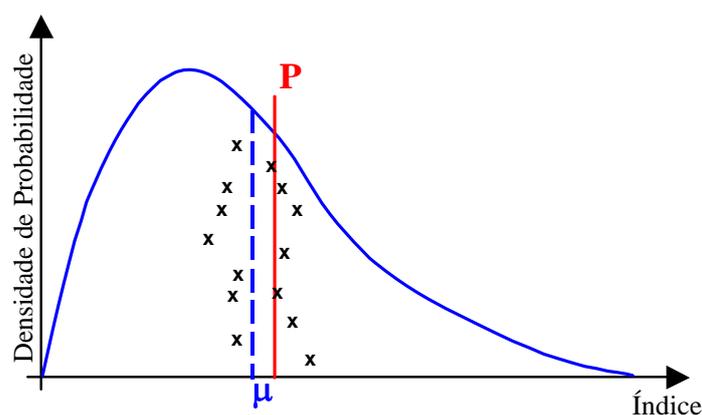


Figura 5.1: Densidade de Probabilidade e Limite Padrão para um Índice de Confiabilidade.

Para que o padrão não seja ultrapassado, a média da distribuição de probabilidade deve estar muito abaixo deste limite, o que significaria investimentos vultosos. Como no sistema atual a legislação apenas aplica

penalidades, as concessionárias não sentem nenhum benefício em investir demasiadamente. O cenário mais atrativo passa a ser investimentos pequenos e convívio com a aplicação de algumas multas.

A situação pode ser alterada caso seja considerado um mecanismo de avaliação de desempenho mais justo. Para as concessionárias que investirem em seus sistemas, passando a apresentar um desempenho superior ao estipulado, seriam computadas gratificações ou bonificações, caracterizando assim o mecanismo PBR. A idéia é criar um ambiente interessante para que a concessionária queira sempre investir no sistema e possuir um grau de confiabilidade mais elevado, compensando eventuais multas que possam ocorrer através das bonificações.

5.3.1 PRINCÍPIO DO PBR

Para a implementação do PBR são definidas três zonas distintas, denominadas: Zona de Bonificação, Zona de Penalização e Zona de Tolerância.

As regiões acima descritas podem ser visualizadas na Figura 5.2:

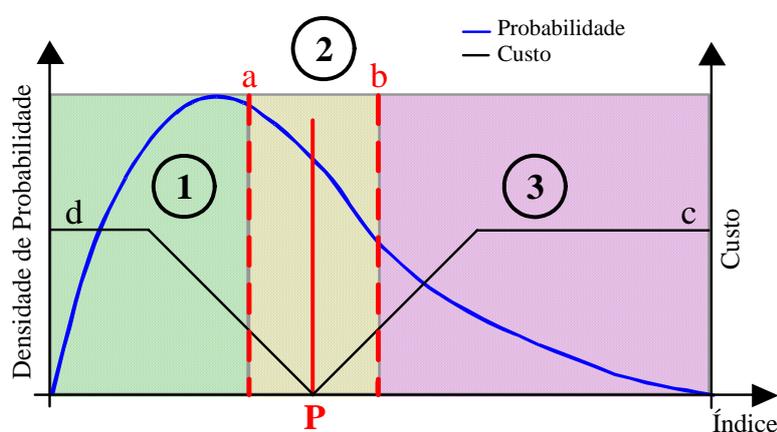


Figura 5.2: Zonas de Incidência de Multas e Bonificações – Mecanismo PBR 1.

- Zona de Bonificação (1): valores de índice de desempenho localizados nesta região geram bonificações para a concessionária;
- Zona de Tolerância (2): valores de índice de desempenho localizados nesta região não causam nem bonificação nem penalização para a concessionária;
- Zona de Penalização (3): valores de índice de desempenho localizados nesta região geram penalizações para a concessionária.

Se um dado índice de desempenho do sistema, seja ele DIC, FIC ou DMIC, estiver abaixo do limite mínimo estabelecido pela Zona de Tolerância, reta vertical “a” apresentada na Figura 5.2, a concessionária receberá algum tipo de incentivo, que poderá ser financeiro, fiscal ou qualquer outro tipo a ser definido. A Zona de Tolerância, delimitada pelas retas verticais “a” e “b”, é definida como sendo a região intermediária entre o setor onde ocorrerá a bonificação e àquele onde ocorrerá a penalização. É uma zona neutral, nela nenhuma gratificação ou multa será computada. Se o índice estiver acima do limite máximo estabelecido pela Zona de Tolerância, reta vertical “b”, a concessionária receberá automaticamente uma penalidade sob a forma de multa financeira.

As três zonas definidas podem ser ajustadas de acordo com o sistema em estudo e/ou o órgão regulador específico da localidade em estudo. Com isto não se penaliza demasiadamente um sistema com alto grau de confiabilidade e, em contrapartida, não se bonifica excessivamente um sistema de baixa qualidade.

As penalidades e gratificações serão computadas para os índices DIC, FIC e DMIC, e seguem a fórmula apresentada em [ANEEL00] e discutida na Seção 2.3.3:

$$Custo_{DIC} = \left(\frac{DIC_V}{DIC_P} - 1 \right) \times DIC_P \times Tar_M \times ke_i \quad (5.5)$$

$$Custo_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_P} - 1 \right) \times DMIC_P \times Tar_M \times kei \quad (5.6)$$

$$Custo_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_P} - 1 \right) \times FIC_P \times Tar_M \times kei \quad (5.7)$$

onde:

$Custo_i$: multa ou bonificação calculada para o indicador i que pode ser o DIC, o DMIC ou o FIC;

DIC_V representa o valor do índice DIC computado;

DIC_P representa o valor padrão para o índice DIC;

$DMIC_V$ representa o valor do índice DMIC computado;

$DMIC_P$ representa o valor padrão para o índice DMIC;

FIC_V representa o valor do índice FIC computado;

FIC_P representa o valor padrão para o índice FIC;

Tar_M representa a tarifa média paga pelo consumidor em [R\$/h];

Kei coeficiente de majoração, segundo [ANEEL00] seu valor pode ser adotado no intervalo de 10 a 50.

Na Figura 5.2, a curva de custo localizada a esquerda do padrão adotado para o índice é a de bonificação, àquela localizada a direita deste valor representa a curva de custo para as multas.

O coeficiente de majoração, kei , adotado para a curva de penalização será diferente daquele adotado para a curva de bonificação. Desta maneira, as duas curvas de custo apresentarão inclinações diferentes. Nas simulações que serão apresentadas na seção seguinte, o coeficiente adotado para a curva de bonificação é menor do que aquele adotado para a de multa, o que implicará

numa inclinação de curva menor. Isso é feito porque a gratificação é apenas um incentivo.

O limite máximo da curva de bonificação é representado na Figura 5.2 pelo seguimento de reta “d”. Similarmente, o valor máximo da curva de penalização é representado pelo seguimento de reta “c”.

Observando ainda a Figura 5.2 é possível visualizar que as curvas de custo têm origem no ponto padrão e, desta forma, apresentam valores localizados na Zona de Tolerância. Vale ressaltar que para valores de índices presentes nesta área, não serão computadas multas e nem gratificações.

A Figura 5.2 apresenta um modelo de curvas de custos que poderia ser adotado no PBR, assim este modelo será denominado PBR 1. Poderiam ser definidas outras curvas de custos para o PBR. A Figura 5.3 apresenta uma nova possibilidade definindo assim um PBR 2.

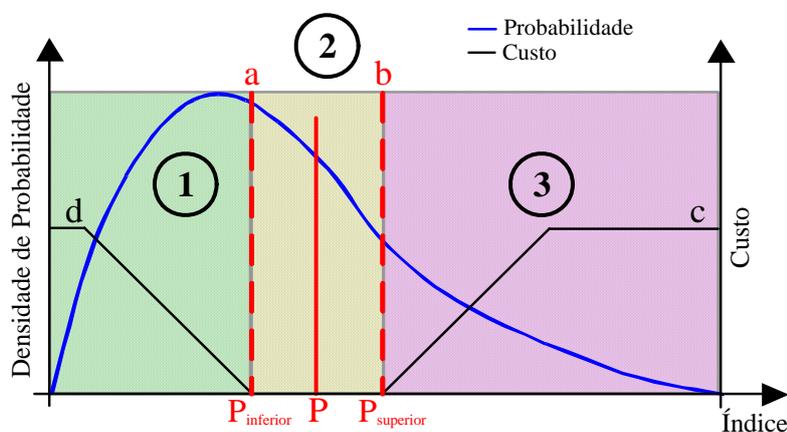


Figura 5.3: Zonas de Incidência de Multas e Bonificações – Mecanismo PBR 2.

No PBR 2 há uma alteração no ponto inicial das curvas de custo. Agora elas não mais têm origem no valor padrão estabelecido como meta. A curva relativa à bonificação tem origem no limite inferior da Zona de Tolerância, denominado $P_{inferior}$, enquanto a curva de penalidades tem origem no limite superior a partir

do ponto definido como $P_{superior}$. Comparando o PBR 1 e o 2 conclui-se que para mesmos valores de índice de desempenho o PBR 1 bonifica e penaliza mais do que o 2, a não ser nos casos em que os limites máximos de multas e gratificações tenham sido alcançados, curvas “c” e “d”.

Com a alteração do ponto de origem das curvas de bonificação e penalização, as Equações de custos 5.5, 5.6 e 5.7 se alteram para:

$$CustoB_{DIC} = \left(\frac{DIC_V}{DIC_{P_{inferior}}} - 1 \right) \times DIC_{P_{inferior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.8)$$

$$CustoP_{DIC} = \left(\frac{DIC_V}{DIC_{P_{superior}}} - 1 \right) \times DIC_{P_{superior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.9)$$

$$CustoB_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_{P_{inferior}}} - 1 \right) \times DMIC_{P_{inferior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.10)$$

$$CustoP_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_V}{DMIC_{P_{superior}}} - 1 \right) \times DMIC_{P_{superior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.11)$$

$$CustoB_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_{P_{inferior}}} - 1 \right) \times FIC_{P_{inferior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.12)$$

$$CustoP_{FIC} = \left(\frac{FIC_V}{FIC_{P_{superior}}} - 1 \right) \times FIC_{P_{superior}} \times Tar_M \times kei \quad (5.13)$$

Nas Equações 5.8 a 5.13 os parâmetros Tar_M e kei são os mesmos definidos para as Equações de 5.5 a 5.7. Os custos com a consoante “B” são aqueles referentes as bonificações dos índices de desempenho, enquanto os com “P” representam os cálculos relativos às multas. Para o cálculo das bonificações o

valor padrão é alterado para o limite inferior da Zona de Tolerância, indicado por $DIC_{Pinferior}$, $DMIC_{Pinferior}$ e $FIC_{Pinferior}$ para os índices DIC, DMIC e FIC respectivamente. De maneira análoga, para o cálculo das multas o valor padrão é alterado para o limite superior da zona neutra, indicado por $DIC_{Psuperior}$, $DMIC_{Psuperior}$ e $FIC_{Psuperior}$ para os índices DIC, DMIC e FIC respectivamente.

Na seção seguinte os mecanismos PBR 1 e 2 serão aplicados em dois sistemas. O sistema teste IEEE – RBTS Barra 2 e o sistema real da CEMIG Papagaios. Os resultados da metodologia PBR serão apresentados e também serão feitas algumas análises de sensibilidade variando os parâmetros de ajuste do modelo PBR.

5.4 APLICAÇÕES

Para avaliação da metodologia PBR proposta serão realizadas simulações no sistema teste IEEE – RBTS Barra 2 e no sistema brasileiro CEMIG – Papagaios. Nas simulações muitas variáveis podem ser ajustadas. Primeiro pode-se escolher qual mecanismo PBR utilizar, o PBR 1 ou o PBR 2, que possuem curvas de custos com origens diferentes. Uma vez definido qual PBR será utilizado, pode-se definir o tamanho da Zona de Tolerância, ajustando assim o afastamento entre as retas “a” e “b”, Figuras 5.2 e 5.3. Pode-se definir também a inclinação das curvas de custos referentes à bonificação e a penalidade, ajustando seus coeficientes *kei*. Também se ajustam os valores máximos de bonificações e penalizações a serem aplicados, definindo-se as curvas “c” e “d”. A tarifa Tar_M representa um custo em [\$/kWh] a ser multiplicado pela potência de cada unidade consumidora. Uma vez definido, este valor é o mesmo aplicado para todos os indicadores de desempenho.

5.4.1 SISTEMA TESTE IEEE – RBTS BARRA 2

O sistema RBTS, tal como visto no Capítulo 3, é dividido em quatro subsistemas menores, Figura 3.6, ao se empregar a metodologia de simulação Monte Carlo apresentada na Seção 3.2.2. A avaliação do mecanismo PBR será feita considerando os indicadores de desempenho FIC, DIC e DMIC de quatro pontos de carga do sistema (LP-01, LP-09, LP-12 e LP-21), cada qual localizado em um destes quatro subsistemas.

Para melhor explorar a metodologia proposta, os valores originais das taxas de falha que representam os ramais dos alimentadores 1, 2, 3 e 4, foram multiplicadas por 1, 2, 3 e 4 respectivamente. Com isso, é possível se obter uma maior diversificação de multas e bonificações entre os alimentadores. Àqueles multiplicados pelos maiores valores, tenderão a ter respostas frente às avaliações de confiabilidade piores, podendo vir a sofrer mais severamente com a incidência de multas.

De acordo com os dados do sistema RBTS, apresentados no Anexo A, o tempo médio de reparo dos transformadores de classe 11/0,45 [kV] é de 200 [horas], [BA94]. Este tempo foi modificado para 10 [horas], correspondendo ao tempo de substituição deste componente em campo, tal como deveria ocorrer na operação de um sistema real.

Para a simulação Monte Carlo Cronológica foi considerado para a convergência $\beta=1\%$, que representou para o sistema RBTS um valor de 370 mil anos de simulação. Os dados obtidos pela SMC, para os pontos de carga em estudo, estão na Tabela 5.1:

Tabela 5.1: Valores Esperados dos Índices de Desempenho para Pontos de Carga do Sistema

Ponto de Carga	FIC [falhas/ano]	DIC [horas/ano]	Duração [horas]
LP-01	0,23991	0,70063	2,92035
LP-09	0,28213	0,98862	3,50410
LP-12	0,73593	2,04016	2,77222
LP-21	0,96692	2,40398	2,48623

O ponto de carga LP-01 pertence ao Alimentador 1, que corresponde ao subsistema em que as taxas de falha não foram alteradas. No entanto, pode-se perceber que o valor relativo ao índice FIC não corresponde àquele apresentado na Tabela 3.2, apesar de em ambos os casos a mesma SMC ter sido empregada. Isto ocorre porque para o estudo do mecanismo PBR o sistema RBTS teve, para alguns trechos de linhas de transmissão, taxas de falha diferentes. Esta modificação altera o tempo de convergência do sistema. Conseqüentemente foi encontrado um novo valor para o indicador FIC muito próximo do anterior, porém 0,04% diferente.

Para as simulações dos mecanismos PBR serão consideradas como metas de indicadores de desempenho do sistema RBTS os valores: 1 [falha/ano], 6 [horas/ano] e 6 [horas] para os índices FIC, DIC e DMIC respectivamente.

Apesar das modificações das taxas de falha dos alimentadores observa-se da Tabela 5.1 que o sistema permanece robusto, estando às médias dos índices de confiabilidade abaixo dos padrões (P) definidos para os cálculos de multas e bonificações no sistema RBTS.

O primeiro mecanismo simulado foi o PBR 1. A Zona de Tolerância foi inicialmente ajustada para 20% acima do valor padrão definido para a curva de densidade de probabilidade, e 30% abaixo deste valor, correspondendo aos ajustes das retas verticais “b” e “a”, Figura 5.2, respectivamente. O coeficiente de majoração, *kei*, para a curva de penalização é adotado com o valor 10, [ANEEL00]. Já o coeficiente para a curva de bonificação foi ajustado com valor 1. O valor *kei* para a gratificação é menor que o empregado para a multa, assim como a Zona Neutra é mais larga em 10% no trecho relativo a curva de bonificação. Isso é feito porque a bonificação deve ser apenas um incentivo para as concessionárias. Os limites máximos das curvas de custos, retas “c” e “d”, foram adotados como sendo 10 vezes o valor da fatura anual do consumidor afetado.

Os valores médios das multas e bonificações para os quatro pontos de carga sob análise estão nas Tabelas 5.2 a 5.4:

Tabela 5.2: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 1

FIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	504,30	170,53	333,77
LP-09	1.039,69	504,72	534,97
LP-12	259,53	1.164,17	-904,64
LP-21	258,61	2.357,20	-2.098,59
Total	8.722,06	23.915,83	-15.193,78

Tabela 5.3: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 1

DIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	589,17	239,84	349,34
LP-09	1.215,74	682,97	532,77
LP-12	415,48	605,38	-189,91
LP-21	491,66	888,54	-396,88
Total	12.083,15	12.606,97	-523,83

Tabela 5.4: Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 1

DMIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	604,64	224,65	379,99
LP-09	1.257,88	603,66	654,22
LP-12	519,31	481,07	38,24
LP-21	705,37	675,80	29,57
Total	14.226,58	10.184,63	4.041,94

Nas Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 a coluna “Balanço” representa a somatória das colunas “Bonificação” e “Penalização”, nesta coluna valores positivos significam bonificação e negativos representam multas.

É possível observar pelas Tabelas 5.2 a 5.4 que os pontos de carga com melhores índices de confiabilidade, LP-01 pertencente ao Alimentador 1 e LP-09 pertencente ao Alimentador 2, são aqueles que recebem os maiores valores de bonificações, o que impacta significativamente na diminuição de multa que os mesmos pagariam. Porém, os pontos que possuem a média dos índices próxima dos padrões, LP-12 pertencente ao Alimentador 3 e LP-21 do Alimentador 4, são penalizados, considerando os índices FIC e DIC, haja visto que para estes pontos o montante de bonificação é inferior ao de penalização. No caso do indicador DMIC, para estes pontos de carga, o montante de bonificação recebido é inferior a dos outros dois pontos de carga com menores taxas de falha. Fica claro que os pontos de carga LP-01 e LP-09 são mais confiáveis do que os outros dois pontos de carga.

Sem a aplicação da metodologia PBR o sistema pagaria multas de US\$23.915,83, US\$12.606,97 e US\$10.184,63 para os indicadores FIC, DIC e DMIC respectivamente. Aplicando o mecanismo PBR 1, para o índice FIC a multa a ser paga sofre uma redução de 36% e para o DIC uma redução de 96%. Para o DMIC o sistema não chega a pagar multa, obtendo sim um crédito devido à bonificação de US\$4.041,94.

A Figura 5.4 ilustra a função densidade de probabilidade (massa) do índice DIC, para o ponto de carga LP-21, associada com as funções custos empregadas nos cálculos de bonificações e multas.

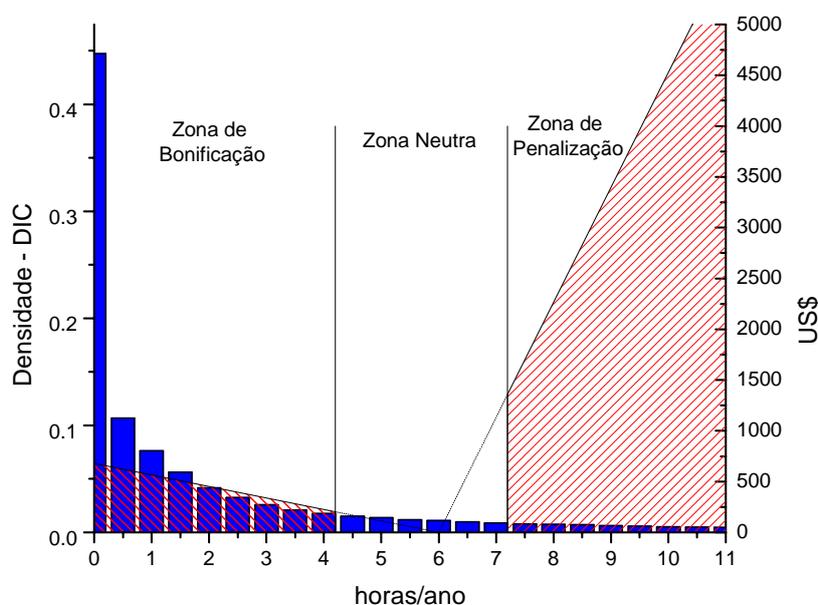


Figura 5.4: Penalização e Bonificação para a Curva de Probabilidade DIC para o Ponto de Carga LP-21.

Empregando na Figura 5.4 o mesmo cálculo presente na referência [BCP02], apresentado na Seção 5.2 deste capítulo, encontra-se o valor de US\$-395,34, referente ao balanço gratificação e multa, para o índice DIC no ponto LP-21. O valor encontrado pela Tabela 5.3 é de US\$-396,88. Os valores encontrados são muito próximos sendo a diferença correspondente de apenas 0,39%.

Foram realizados também alguns testes de sensibilidade variando as faixas ajustadas para a Zona Neutra. Novamente para esta análise de sensibilidade foi considerado o ponto de carga LP-21.

A Figura 5.5 mostra o comportamento das bonificações dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0%, que corresponderia ao caso de não se ter a região de tolerância, até 90%.

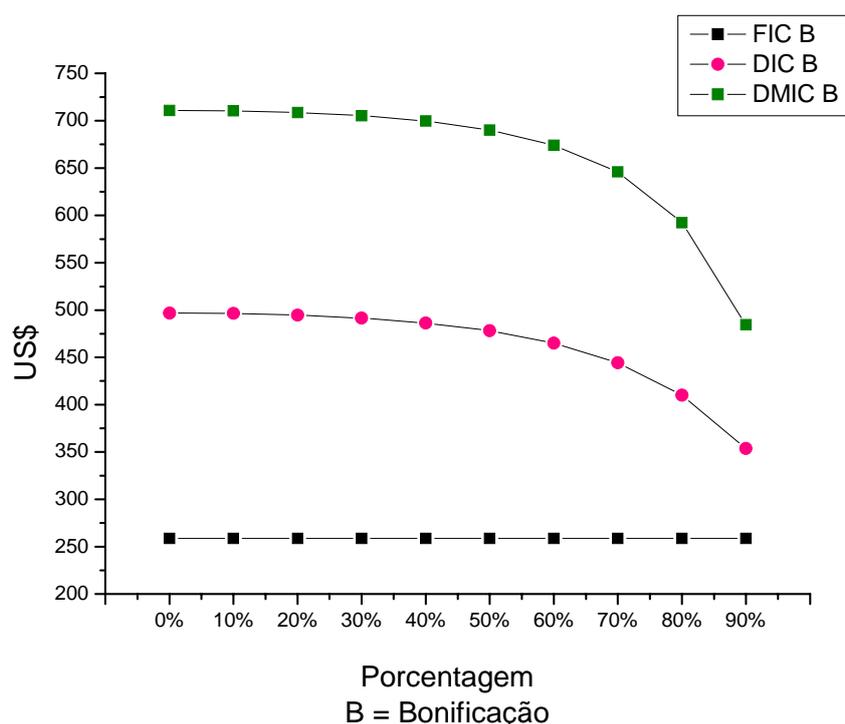


Figura 5.5: Avaliação da Bonificação Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 e PBR 1.

Tal como era de se esperar, à medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de bonificação são reduzidos. Para este ponto de carga, o índice FIC não sofreu variação considerando o PBR 1. Isto porque uma variação de 90% na faixa, não atinge o próximo valor discreto de FIC acima ou abaixo do padrão, no caso 0 ou 2 [falhas/ano], desta maneira os valores de bonificações não são alterados.

A Figura 5.6 mostra o comportamento das multas dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0 até 90% para o ponto de carga LP-21.

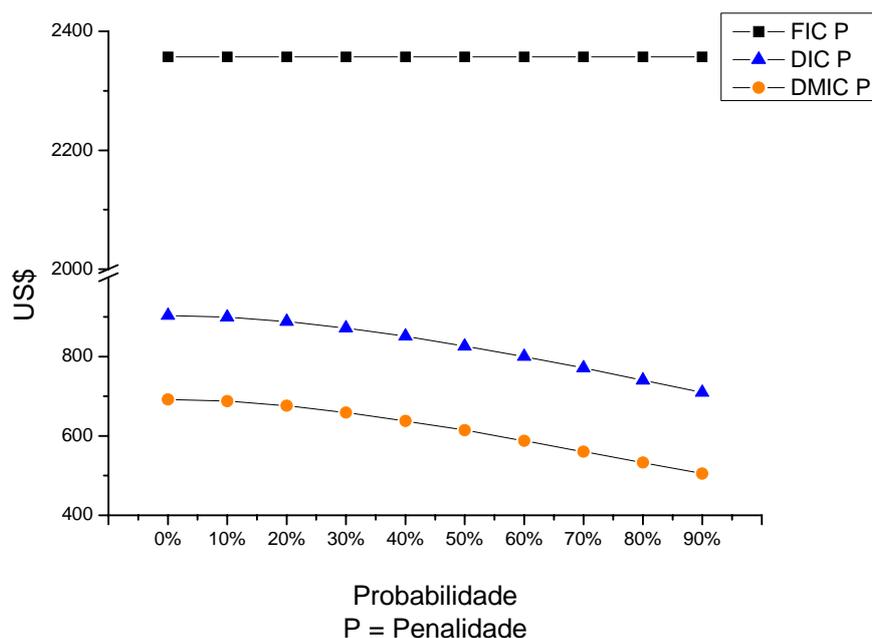


Figura 5.6: Avaliação da Penalização Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 e PBR 1.

Novamente à medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de penalização são reduzidos. O índice FIC não sofreu variação considerando o PBR 1 pelos mesmos motivos citados anteriormente.

Considerando as mesmas metas no sistema RBTS, foi simulado o comportamento do sistema frente à aplicação do mecanismo PBR 2. Os parâmetros das curvas adotados para o PBR 1 foram mantidos. A Zona de Tolerância, ajustada para 20% acima do valor padrão e 30% abaixo deste valor, define os valores de $P_{inferior}$ e $P_{superior}$ vistos na Figura 5.3.

Os resultados médios das multas e bonificações para os quatro pontos de carga sob análise estão nas Tabelas 5.5 a 5.7:

Tabela 5.5: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 2

FIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	352,74	138,94	213,81
LP-09	726,70	413,07	313,63
LP-12	180,79	981,07	-800,28
LP-21	180,99	2.016,84	-1.835,85
Total	6.097,26	20.267,01	-14.169,75

Tabela 5.6: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 2

DIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	406,02	203,26	202,75
LP-09	833,88	557,75	276,14
LP-12	276,32	507,36	-231,04
LP-21	323,84	746,10	-422,26
Total	8.168,39	10.564,75	-2.396,36

Tabela 5.7: Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para Pontos de Carga e Sistema – RBTS e PBR 2

DMIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-01	416,24	189,33	226,91
LP-09	860,73	485,41	375,31
LP-12	344,18	393,22	-49,04
LP-21	465,60	552,42	-86,82
Total	9.579,00	8.352,58	1.226,41

É possível observar pelas Tabelas 5.5 a 5.7 que os pontos de carga com melhores índices de confiabilidade, LP-01 e LP-09, recebem, tal como no PBR 1, os maiores valores de bonificações, já os pontos que possuem a média dos índices próxima dos padrões, LP-12 e LP-21, são penalizados, haja visto que para estes pontos o montante de bonificação é inferior ao de penalização.

Novamente, tal como no PBR 1, os pontos mais confiáveis, os do Alimentador 1 e 2, apresentam balanços para FIC, DIC e DMIC positivos.

Sem a aplicação do mecanismo PBR 2, o sistema pagaria multas de US\$20.267,01, US\$10.564,75 e US\$8.352,58 para os indicadores FIC, DIC e DMIC respectivamente. Aplicando o PBR 2, para o índice FIC a multa a ser paga sofre uma redução de 30% e para o DIC uma redução de 77%. Para o DMIC o sistema não chega a pagar multa, obtendo sim um crédito devido à bonificação de US\$1.226,41.

O resultado da aplicação dos mecanismos PBR 1 e PBR 2, para o sistema, estão apresentados nas Tabelas 5.8 a 5.10:

Tabela 5.8: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)

	FIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	8.722,06	23.915,83	-15.193,78
PBR 2	6.097,26	20.267,01	-14.169,75

Tabela 5.9: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)

	DIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	12.083,15	12.606,97	-523,83
PBR 2	8.168,39	10.564,75	-2.396,36

Tabela 5.10: Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (RBTS)

	DMIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	14.226,58	10.184,63	4.041,94
PBR 2	9.579,00	8.352,58	1.226,41

Os valores médios encontrados pelo PBR 2 sofrerão uma redução frente àqueles encontrados pelo PBR 1. Isto também é observado para os pontos de carga, através da comparação das Tabelas 5.2 a 5.4 com as Tabelas 5.5 a 5.7. Desta maneira, pode-se concluir que o PBR 2 é mais conservativo do que o PBR 1, porque bonifica e penaliza menos do que o outro.

Tal como no PBR 1 foram realizados testes de sensibilidade no PBR 2 variando as faixas ajustadas para a Zona Neutra. Novamente para esta análise de sensibilidade foi considerado o ponto de carga LP-21.

A Figura 5.7 mostra o comportamento das bonificações dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0%, que corresponderia ao caso de não se ter a região de tolerância, até 90%.

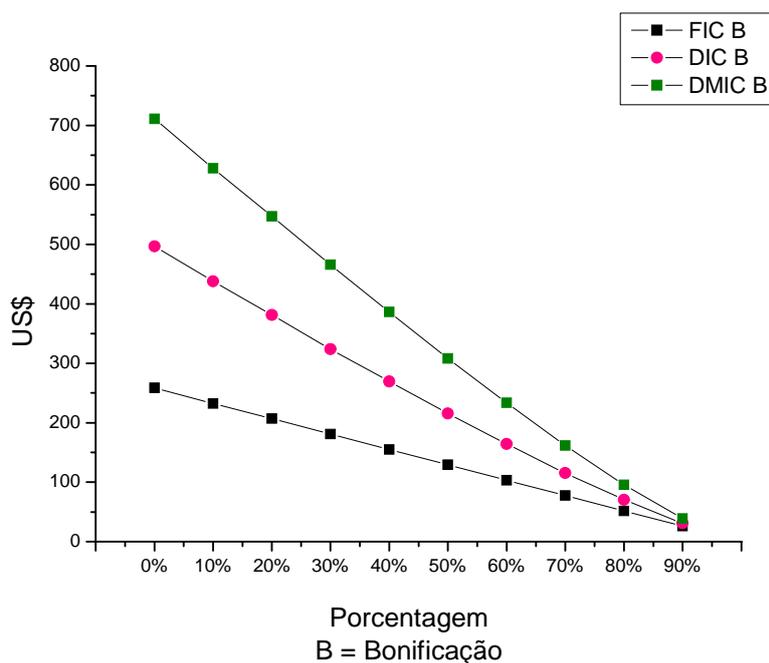


Figura 5.7: Avaliação da Bonificação Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 e PBR 2.

À medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de bonificação são reduzidos. Pode-se observar pela comparação das Curvas 5.5

e 5.7 que a redução da bonificação é mais drástica no PBR 2. Isto se deve ao fato de que à medida que as faixas aumentam a curva de bonificação se desloca mais para a esquerda, definindo um $P_{inferior}$ menor. Para esta simulação, o indicador FIC tem suas bonificações reduzidas, diferentemente do PBR 1, novamente o motivo é o deslocamento da curva de bonificação dado o aumento na Zona Neutra.

A Figura 5.8 mostra o comportamento das multas dos índices FIC, DIC e DMIC quando a Zona Neutra varia de 0 até 90% para o ponto de carga LP-21.

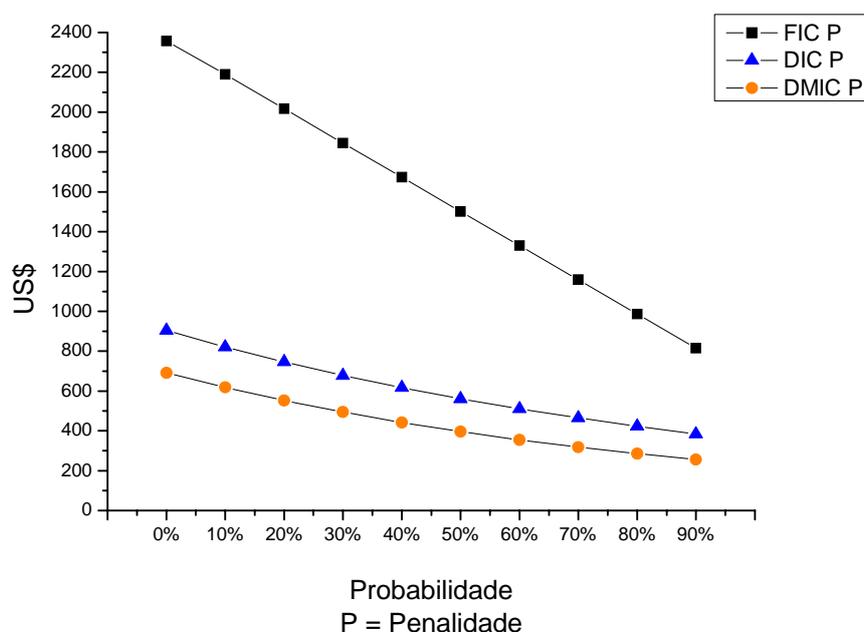


Figura 5.8: Avaliação da Penalização Frente à Variação da Zona Neutra para o Ponto de Carga LP-21 e PBR 2.

Tal como visto para as bonificações, à medida que a largura da Zona de Tolerância aumenta os valores de penalização são reduzidos.

5.4.2 SISTEMA REAL CEMIG – PAPAGAIOS

O sistema Papagaios foi dividido em quatro alimentadores ao ser aplicada a simulação Monte Carlo Cronológica, Seção 3.3.2. O tempo médio de reparo ou tempo de substituição da maioria dos equipamentos é 2,5 [horas], sendo o tempo médio de manobra de 1 [hora], os demais dados referentes a este sistema se encontram no Anexo B.

Para a simulação dos mecanismos PBR 1 e PBR 2 os padrões a serem adotados para os indicadores de desempenho são: 18 [falhas/ano], 24 [horas/ano] e 9 [horas] para os índices FIC, DIC e DMIC respectivamente. Considerando somente o setor de média tensão, tais padrões estão próximos dos valores utilizados para a região na qual o sistema está localizado. Foram também empregados valores de carga pico, o que majora o parâmetro Tar_M discutido na Seção 5.3.

Para a simulação Monte Carlo Cronológica foi considerado para a convergência $\beta=1,5\%$, que representou aproximadamente $1,26 \times 10^6$ anos de simulação. Os dados obtidos pela SMC, para alguns pontos de carga, estão na Tabela 3.8, serão estes os valores considerados para as simulações PBR dado que o sistema não teve nenhuma taxa de falha alterada.

Considerando inicialmente o PBR 1 a Zona de Tolerância foi ajustada para 20% acima do valor padrão definido para a curva de densidade de probabilidade, e 30% abaixo deste valor. O coeficiente de majoração, kei , para a curva de penalização foi adotado com o valor 10, o coeficiente para a curva de bonificação foi ajustado com valor 1. Os limites máximos das curvas de custos foram adotados como sendo 10 vezes o valor da fatura anual do consumidor afetado.

Os valores médios das multas e bonificações para os pontos de carga LP-1, LP-16, LP-29 e LP-35, cada qual pertencente a um dos subsistemas decompostos, assim como para o sistema, estão apresentados nas Tabelas 5.11 a 5.13:

Tabela 5.11: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 1

FIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	88,84	1.167,41	-1.078,57
LP-16	0,19	15.112,90	-15.112,70
LP-29	162,93	1.244,75	-1.081,82
LP-35	1,43E-4	1.415,74	-1.415,74
Total	1.462,02	278.674,00	-277.211,78

Tabela 5.12: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 1

DIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	926,03	4,16	921,86
LP-16	93,34	3.909,98	-3.816,64
LP-29	1.377,25	3,87	1.373,38
LP-35	10,75	31,39	-20,64
Total	16.812,98	21.105,60	-4.292,61

Tabela 5.13: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 1

DMIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	12.977,80	7,45E-3	12.977,70
LP-16	24.007,00	156,16	23.850,80
LP-29	17.035,80	0,01	17.035,80
LP-35	1.296,06	7,19E-4	1.296,06
Total	617.371,04	590,64	616.780,28

Observa-se que o uso do PBR permitiu, para os índices DIC e DMIC, bonificações razoáveis, diminuindo o montante de multas. Aplicando as regras presentes na referência [ANEEL00] e o conceito PBR, estar-se-ia reduzindo, por exemplo, o montante a ser pago de multa de 85% em relação ao índice DIC.

Considerando agora o PBR 2 e mantendo os mesmos ajustes do PBR 1, o sistema responde da seguinte maneira:

Tabela 5.14: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 2

FIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	22,79	467,80	-445,01
LP-16	0,03	10.620,90	-10.620,80
LP-29	43,19	478,68	-435,49
LP-35	0,00	530,22	-530,22
Total	381,41	192.097,93	-191.716,39

Tabela 5.15: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 2

DIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	405,49	1,13	404,36
LP-16	24,16	2.232,00	-2.207,84
LP-29	619,40	1,00	618,40
LP-35	2,89	12,15	-9,28
Total	6.832,42	10.014,19	-3.181,77

Tabela 5.16: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para Pontos de Carga e Sistema – Papagaios e PBR 2

DMIC [US\$/ano]			
P. Carga	Bonificação	Penalização	Balanço
LP-1	8.061,35	3,76E-3	8.061,35
LP-16	16.506,20	88,96	16.417,20
LP-29	12.011,10	0,01	12.011,10
LP-35	738,24	3,63E-4	738,24
Total	402.834,35	336,60	402.497,65

Tal como ocorreu no sistema RBTS, o PBR 2 bonifica e penaliza menos do que o PBR 1, o resultado comparativo entre os dois mecanismos está apresentado nas Tabelas 5.16 a 5.18:

Tabela 5.17: Bonificações e Multas Relativas ao FIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)

	FIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	1.462,02	278.674,00	-277.211,78
PBR 2	381,41	192.097,93	-191.716,39

Tabela 5.18: Bonificações e Multas Relativas ao DIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)

	DIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	16.812,98	21.105,60	-4.292,61
PBR 2	6.832,42	10.014,19	-3.181,77

Tabela 5.19: Bonificações e Multas Relativas ao DMIC para o Sistema – Comparação entre Curvas de Custos Diferentes (PAPG)

	DMIC [US\$/ano] – Total do Sistema		
	Bonificação	Penalização	Balanço
PBR 1	617.371,04	590,64	616.780,28
PBR 2	402.834,35	336,60	402.497,65

De posse das respostas obtidas tanto para o sistema RBTS quanto para o sistema Papagaios observou-se que o sistema seria deveras mais penalizado caso não fosse considerada a metodologia PBR. Qualquer outra curva de custo poderia ser empregada nos cálculos, dependendo da região ou sistema em análise, ou mesmo do órgão regulador que venha a implementar este mecanismo.

5.5 CONCLUSÕES

O mecanismo denominado “*performance based rates*” (PBR) se mostrou uma ferramenta mais justa, avaliando e quantificando em termos de multas e bonificações o desempenho dos sistemas, balanceando a qualidade de serviço e o custo das concessionárias com investimentos em seus sistemas.

Atualmente este sistema não está em vigor no Brasil, onde apenas são aplicadas multas caso as concessionárias de energia elétrica não consigam operar abaixo das metas de desempenho, definidas pelo órgão regulador. Isto acarreta em demora de investimentos por parte das concessionárias, que esperam o sistema deteriorar até o ponto onde os investimentos passam a se tornar mais atrativos.

O PBR, por sua vez, “premia” a concessionária por prover energia com boa confiabilidade e penaliza a empresa quando o oposto ocorre. Isto pôde ser avaliado no sistema RBTS. Os alimentadores que tiveram taxas de falha aumentadas foram mais penalizados do que aqueles mais confiáveis. Os investimentos passam a se tornar mais interessantes com o emprego deste mecanismo, tal como visto na avaliação dos sistemas RBTS e Papagaios, cujas multas sofridas diminuíram significativamente com o uso do PBR.

De acordo com o exposto, várias curvas de custos poderiam ser implementadas, variando em relação à região de interesse e também ao órgão regulador do sistema sob estudo. Vários parâmetros podem ser ajustados a fim de que não se bonifique demasiadamente um sistema pouco confiável, e da mesma maneira, não se penalize sobremaneira uma rede com elevada qualidade. Os coeficientes de majoração, por exemplo, que foram definidos constantes durante as simulações, poderiam ser utilizados para balancear, em sistemas reais, as multas e bonificações. De forma geral, estudos estatísticos específicos para a região de interesse poderiam ser

implementados em conjunto com as simulações, a fim de definir mais precisamente os valores destes diversos parâmetros de ajuste.

Nas simulações computacionais, o cálculo das multas e bonificações é realizado cada vez que um índice de confiabilidade é computado, para cada ano de simulação. O mecanismo PBR está vinculado com a SMC empregada, Seção 3.2.2. Como a simulação cronológica tem um tempo de processamento reduzido devido a sua eficiência, cerca de 5 minutos para convergência do sistema Papagaios, por exemplo, a determinação das penalizações e bonificações é viável, isto porque estes cálculos não oneram o tempo gasto pela SMC.

As concessionárias operam querendo reduzir custos, as multas que eventualmente incidem sobre seus sistemas oneram os gastos destas companhias. A solução para o pagamento de multas seria investir no sistema de tal forma a torná-lo mais confiável. O mecanismo PBR torna esta tarefa interessante sob o ponto de vista do custo/benefício. As concessionárias, que operam com grau de confiabilidade elevado, passam a ser bonificadas e desta maneira, não só o sistema ganha em termos de qualidade, mas também os seus consumidores cativos que pagam e recebem por um serviço adequado.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

6.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

O sistema elétrico de potência passa por uma série de modificações devido ao processo de reestruturação no qual está inserido. A concorrência na produção e venda de energia elétrica criou um mercado de energia atacadista. As concessionárias passam por privatizações, re-estruturando o antigo ambiente de monopólio, e passando a operar em um regime mais competitivo. Surgem consumidores livres, os quais podem comprar e vender energia em um ambiente de livre comércio. Para adaptar o sistema a estas novas condições, foram necessárias medidas de controle que instituísem, por meio de regras, a operação das redes.

Especificamente para os sistemas de distribuição, órgãos reguladores criaram metas de desempenho sistêmicas. Qualquer concessionária que ultrapassar os limites máximos estabelecidos para os índices de confiabilidade, fica sujeita à aplicação de penalidades na forma de multas. Observa-se neste contexto, que o pagamento das multas é reduzido à medida que a confiabilidade do sistema é elevada, sendo tal condição alcançada por meio de investimentos. No entanto, mesmo investindo, multas poderão ocorrer, e isto não incentiva as distribuidoras a melhorarem substancialmente suas redes.

Os estudos de confiabilidade monitoram o sistema, avaliando-o de forma preditiva. Determinam-se, assim, os índices de desempenho da rede, que indicam os pontos mais susceptíveis a falhas e que necessitam de reforços. Para estes estudos são necessárias informações, como taxa de falha, tempo

de reparo e chaveamento dos componentes sistêmicos, que representem de maneira fidedigna o comportamento da rede. Adicionalmente, são necessárias ferramentas computacionais que simulem, através do emprego de metodologias de modelagem de redes, a condição operativa real dos sistemas.

Esta dissertação procurou apresentar metodologias de avaliação de sistemas de distribuição. As discussões realizadas incluem a apresentação de modelos empregados na modelagem dos sistemas, a calibração dos dados de confiabilidade dos componentes da rede, e a proposição de um mecanismo de avaliação, que inclui, além de multas, bonificações, diferentemente da estratégia em vigor no país.

As principais contribuições podem ser resumidas a seguir:

- No Capítulo 2 foram apresentados os conceitos básicos relativos à confiabilidade de sistemas de distribuição. Foram discutidos os principais índices de confiabilidade, e a maneira como as metas de continuidade foram estabelecidas pela ANEEL. Também foi apresentada a técnica analítica para avaliação de sistemas. A limitação do método esta em não fornecer como resultado as funções densidade de probabilidade dos indicadores de desempenho. Estas funções são imprescindíveis para as metodologias de calibração de dados, apresentadas no Capítulo 4, e para o mecanismo PBR, apresentado no Capítulo 5. Para contornar este problema, foi empregada nesta dissertação uma metodologia de simulação Monte Carlo seqüencial, também denominada cronológica.
- A simulação Monte Carlo cronológica, apresentada no Capítulo 3, utiliza os conceitos de decomposição de sistemas e técnicas de programação orientada a objetos. Estas duas ferramentas complementares auxiliam a eficiência computacional, especialmente em situações nas quais sistemas de grande porte estão sendo estudados. A vantagem desta metodologia, frente à analítica, está na sua capacidade de avaliar os

aspectos cronológicos entre os estados da rede, e assim, determinar as funções distribuições para os índices.

- Uma nova metodologia de calibração de dados foi proposta no Capítulo 4. A idéia de validar os dados de confiabilidade dos componentes sistêmicos, a serem empregados nos estudos de avaliação dos sistemas, é relevante. Isto ocorre porque, caso sejam utilizados valores inconsistentes com a realidade operativa da rede, os índices determinados também estarão incoerentes e, portanto, qualquer decisão baseada nestes estudos não estará correta. Diferentemente da literatura existente, a técnica introduzida nesta dissertação não utiliza os valores médios, dos indicadores de desempenho, para corrigir dados errados, e sim as funções densidade. O emprego de distribuições ao invés de valores esperados acrescenta uma credibilidade a metodologia, afinal é por meio destas funções que o sistema é representado fidedignamente, do ponto de vista estatístico.
- Durante a elaboração e simulação desta técnica de calibração, dificuldades foram encontradas devido à característica do problema em empregar amostras pequenas de indicadores, para as detecções de erros. Pequenas amostras, sob o ponto de vista estatístico, podem não conseguir detectar a presença de erros, caso as informações não sejam devidamente trabalhadas. Para solucionar este problema, foram geradas funções densidade de probabilidade correspondentes ao *erro intrínseco* amostral, de tal forma que cada sistema a ser estudado apresentasse a sua própria distribuição.
- Na calibração de dados, para o procedimento de correção das informações, foram empregados conceitos de *Estratégias de Evolução*. A metodologia utilizou uma estratégia não adaptativa para correção das informações dos componentes. O emprego de técnicas de inteligência artificial se mostra bastante atrativo para a solução deste problema,

dado que o mesmo representa um problema de otimização, ou seja, busca pela melhor solução, relativamente complexo.

- O procedimento de correção dos dados está intimamente relacionado com a capacidade do método em localizar o defeito. Como exposto no Capítulo 3, a técnica de simulação Monte Carlo divide o sistema em áreas menores. Para cada sub-região são determinados os indicadores de desempenho FEC e DEC. A localização, portanto, é realizada por subsistema, ou seja, por alimentador, a partir de seus dados de DEC e FEC. Durante as simulações para os sistemas IEEE – RBTS Barra 2 e Papagaios, foi constatado que o indicador FEC é mais sensível para a detecção de erros do que o DEC. Como as falhas ocorrem de maneira discreta, é mais fácil perceber uma alteração nos valores de FEC verificados pelo histórico operacional em comparação com os obtidos pelo banco de dados, do que avaliando o índice DEC.
- No Capítulo 5 foi introduzido o conceito de mecanismos baseados e desempenho, conhecidos como “*performance based rates*” – PBR. Estes mecanismos se propõem a avaliar o sistema de maneira mais justa do que a simples aplicação de multas. Conforme pôde ser observado pelas simulações realizadas nos sistemas IEEE – RBTS Barra 2 e Papagaios, os valores de multas a serem pagos foram reduzidos por causa das bonificações, aplicadas nos pontos de carga mais confiáveis do sistema. Esta forma de avaliação, do desempenho do sistema, instiga às concessionárias a investirem em suas redes em prol do aumento de sua confiabilidade. Com a aplicação de um mecanismo como este, as agências reguladoras conseguiriam, por parte das distribuidoras, um fornecimento de energia mais robusto aos seus consumidores, pois as bonificações poderiam representar incentivos a investimentos.
- Foram apresentadas duas possibilidades de PBR, cada qual com curvas de custos diferentes. Os dois PBR reduziram o montante de multas que o sistema IEEE – RBTS e Papagaios pagariam, a única variação foi com

relação à quantidade da redução. Podem ser desenvolvidas várias outras possibilidades de PBR, dependendo das características da área em que o sistema se localiza, ou mesmo da agência reguladora vigente.

- Tanto a metodologia de calibração de dados proposta, quanto os mecanismos PBR discutidos, necessitam dos resultados, especificamente das funções densidade de probabilidade, obtidas via SMC seqüencial. A simulação cronológica utilizada nesta dissertação é eficiente, apresentando tempos de processamento reduzidos. Para o caso do sistema Papagaios, por exemplo, a convergência se dá com aproximadamente 5 minutos de simulação. Esta característica da SMC possibilita o emprego da técnica de detecção/correção de dados e do mecanismo PBR, sem que seja onerado o tempo gasto para a convergência. No caso da correção dos dados o processo é iterativo e aplica-se uma ES não adaptativa. Apesar da SMC convergir relativamente rápido para os sistemas estudados, em algumas simulações para correção dos dados, o número de iterações foi muito alto. Isto ocorreu justamente porque o desvio padrão não é reduzido à medida que as melhores respostas são encontradas. O processo poderia ser melhorado caso fosse utilizada uma estratégia adaptativa.

6.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Com o intuito de dar continuidade ao trabalho desenvolvido nesta dissertação, bem como aprofundar os conceitos novos propostos, algumas sugestões para trabalhos futuros serão apresentadas:

- Para o procedimento de calibração, diferentes técnicas de inteligência artificial poderiam ser implementadas, com o intuito de corrigir os dados de confiabilidade dos componentes da rede. Dentre elas podem-se citar: algoritmos genéticos, busca Tabu, otimização por colônia de formigas, etc. Avaliando diferentes procedimentos ter-se-ia uma sensibilidade de qual método se aplica melhor ao problema.
- A metodologia de calibração de dados, tal como exposta no Capítulo 4, utiliza para correção dos dados o conceito de estratégia de evolução não – adaptativa. No entanto, a fim de corrigir os dados de maneira mais rápida é possível implementar a estratégia adaptativa. Desta maneira, à medida que os melhores valores vão sendo encontrados, o desvio padrão é automaticamente reduzido para capturar valores próximos a esta melhor região.
- Como processo de correção de dados inconsistentes está relacionado à habilidade do método em detectar o ponto do sistema com defeito, é possível implementar um refinamento na localização dos erros. Inicialmente pode-se localizar o alimentador com dados errados, utilizando para isso as funções densidade de seus índices DEC e FEC, tal como feito nesta dissertação. Uma vez determinado o alimentador com defeito, o procedimento poderia ser repetido só que agora levando em conta os pontos de carga deste alimentador, e as distribuições de seus índices DIC e FIC. Busca-se assim, determinar qual o ponto de carga próximo dos trechos com dados de confiabilidade alterados. A correção proposta no Capítulo 4 altera simultaneamente todos os

trechos de linhas de transmissão presentes no alimentador. Fazendo uma busca mais refinada da região contendo o defeito, seria possível corrigir somente as taxas de falha dos componentes próximos a área com defeito.

- A validação de dados proposta somente considerou a correção das taxas de falha dos componentes sistêmicos. A calibração de dados poderia ser estendida para o tempo de reparo dos componentes, utilizando para isso as funções dos indicadores DEC, ou mesmo o DIC.
- Com relação ao mecanismo PBR apresentado, poderiam ser incluídas nas avaliações análises de sensibilidade para os parâmetros das curvas de custo e das Zonas de Bonificação, de Penalização e Neutra. Por meio de avaliações estatísticas, os parâmetros ajustáveis dos modelos PBR poderiam ser melhor definidos, de tal forma a não bonificar demasiadamente um sistema confiável, e nem penalizar severamente um sistema de baixa performance.
- Os sistemas elétricos estão sujeitos a eventos ambientais fora da normalidade. Tempestades, tornados, pancadas de chuvas, enchentes, são eventos de natureza catastrófica e causam interrupções nos sistemas. Eventos como este podem onerar a confiabilidade do sistema de uma concessionária, fazendo com que ela passe a pagar multas devido à ocorrência de um evento natural não previsto. As concessionárias hoje se preocupam com a ocorrência destes eventos raros, dado que os órgãos reguladores não fazem distinção de falhas provocadas por estes acontecimentos. Poderia ser inserido nas avaliações via mecanismos PBR, o conceito de eventos naturais raros, com o intuito de se determinar uma forma de não penalizar a distribuidora por um evento de natureza ambiental raro.

ANEXO A

SISTEMA TESTE 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	0,60	2	6	10	14	17	21	25	28	30	34			
2	0,75	1	4	7	9	12	16	19	22	24	27	29	32	35
3	0,80	3	5	8	11	13	15	18	20	23	26	31	33	36

Tabela A.2: Dados dos Consumidores

Pontos de Carga	Tipo de Consumidor	Potência por Ponto de Carga		Nº Total de Consums.
		Média [MW]	Pico [MW]	
1-3, 10, 11	Residencial	0,535	0,8668	210
12, 17-19	Residencial	0,450	0,7291	200
8	Pequenas inds.	1,000	1,6279	1
9	Pequenas inds.	1,150	1,8721	1
4, 5, 13, 14, 20, 21	Govern./Instit.	0,566	0,9167	1
6, 7, 15, 16, 22	Comercial	0,454	0,7500	10
TOTAL		12,291	20,000	1908

Tabela A.3: Dados por Alimentador.

Número do Alimentador	Pontos de Carga	Carga Total do Ramal [MW]		Número de Consumidores
		Média	Pico	
A1	1 – 7	3,645	5,934	652
A2	8 – 9	2,150	3,500	2
A3	10 – 15	3,106	5,057	632
A4	16 – 22	3,390	5,509	622

Tabela A.4: Dados de Confiabilidade para os Componentes

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

onde,

λ : 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.

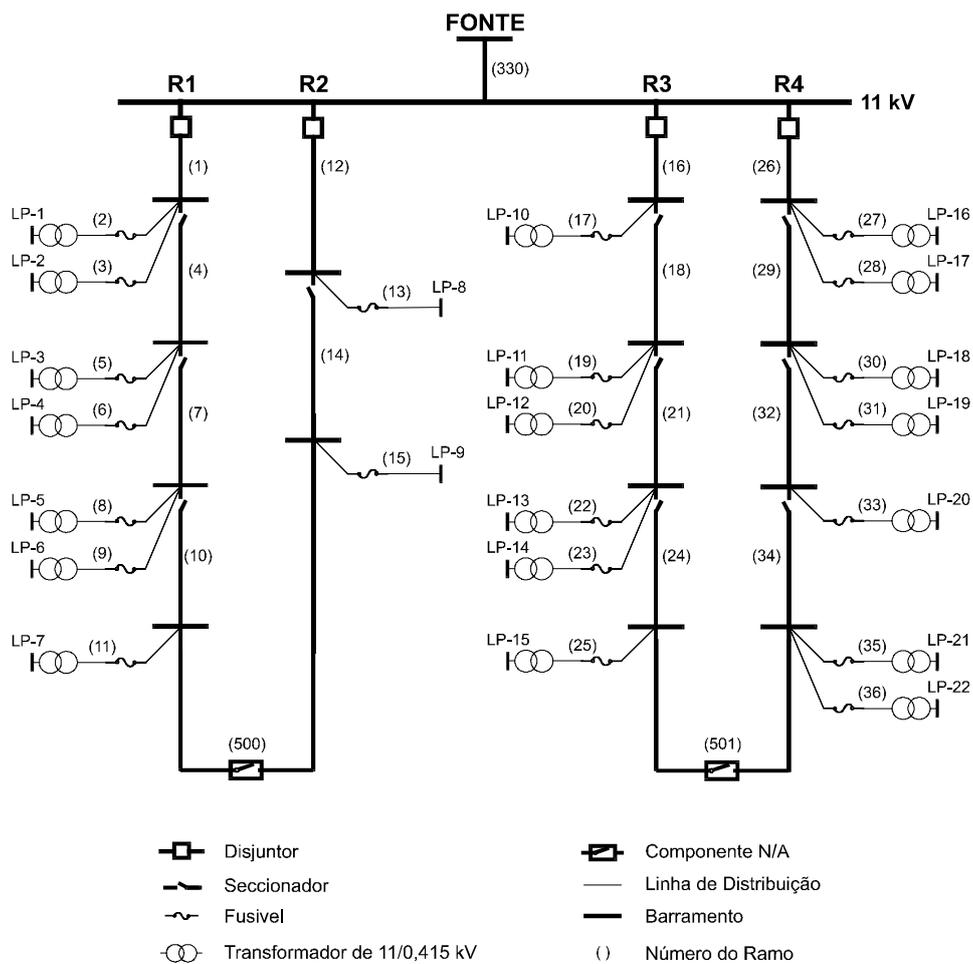


Figura A.1: Sistema de Distribuição RBTS-Barra 2.

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

Número 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	BI11KV	BI012	DJF02	LT012
13	BI012	LP008	LT013	
14	BI012	BI014	LT014	
15	BI014	LP009	LT015	
16	BI11KV	BI016	DJF03	LT016
17	BI016	LP010	LT017	
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	BI11KV	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	BI014	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 – 11kV.
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

ANEXO B

SISTEMA REAL CEMIG – PAPAGAIOS

B.1 INTRODUÇÃO

De forma a analisar as metodologias propostas 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, a metodologia de calibração e o mecanismo PBR. O sistema utilizado foi o da cidade de Papagaios, que ocupa uma área de 556 km² 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

Nº 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)

Nº 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)

Nº 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)

Nº 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 do Sistema Papagaios

Componente	λ	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 do Sistema Papagaios (Continuação 1)

Componente	λ	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 do Sistema Papagaios (Continuação 2)

Componente	λ	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,

λ : 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.

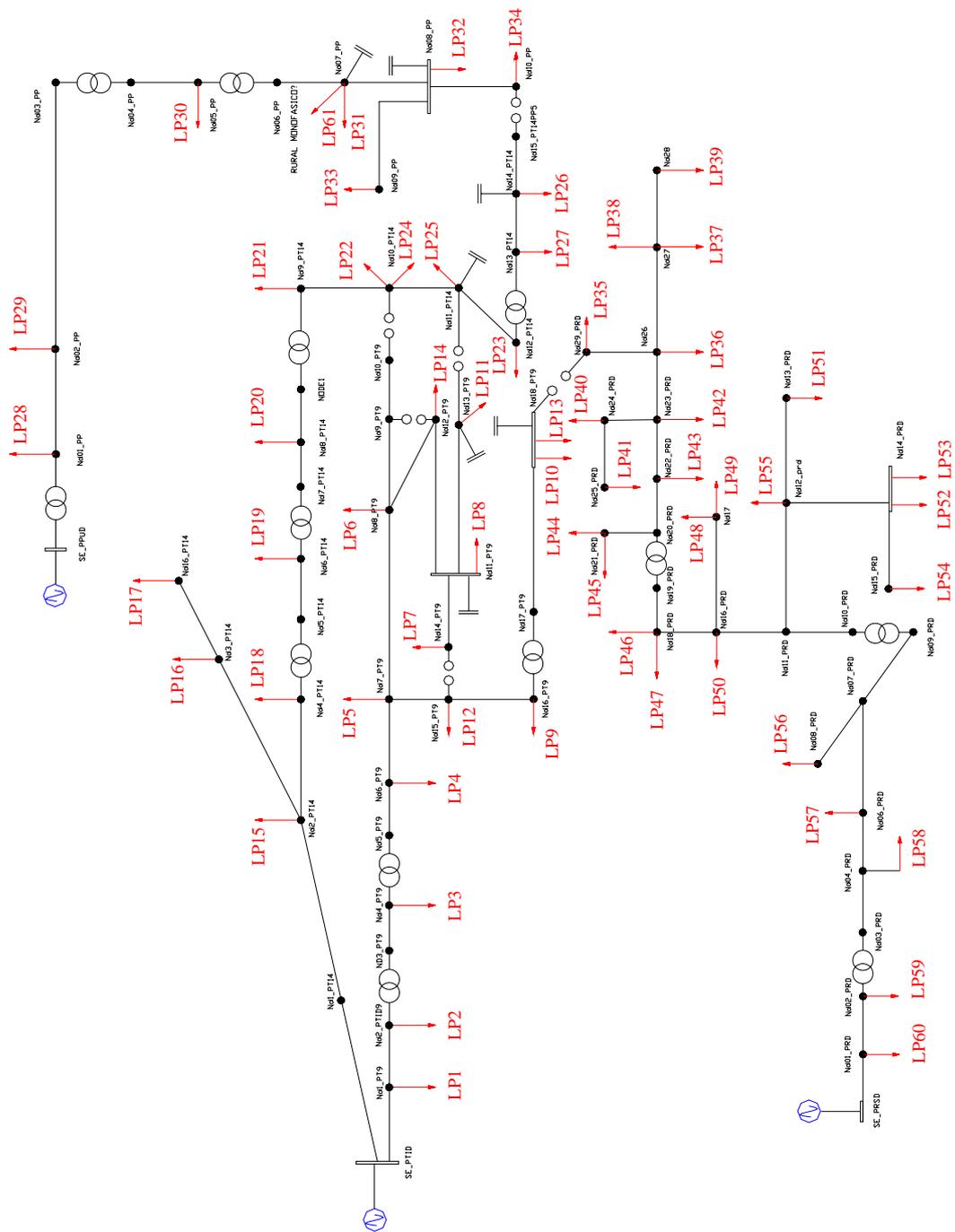


Figura B.1 - Sistema de Distribuição Papagaios

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [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.
- [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, “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, October 1976.
- [ABO76b] 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.

- [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.
- [AL00] G. Anders e A. M. Leite da Silva, “Cost Related Reliability Measures for Power System Equipment”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, N° 2, pp.654-660, May 2000.
- [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°24 da ANEEL - Agência Nacional de energia Elétrica, publicada no Diário Oficial da União em 27 de Janeiro de

2000.

- [ANEEL04] Resolução N°63 da ANEEL - Agência Nacional de energia Elétrica, publicada no Diário Oficial da União em 12 de Maio de 2004.
- [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", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, N° 1, pp.413-419, February 1995.
- [B02] R. E. Brown, "*Electric Power Distribution Reliability*", 2nd Edition, Marcel Dekker Inc., New York, 2002.
- [B94] G. Booch, "*Object-oriented Analysis and Design With Applications*", Benjamin/Cummings, 1994.
- [BA84] R. Billinton e R. N. Allan, "*Reliability Evaluation of Power Systems*", 1st Edition, New York: Plenum Press, 1984.
- [BA92] R. Billinton e R. N. Allan, "*Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*", 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1992.
- [BA94] R. Billinton e R. N. Allan, "*Reliability Evaluation of Power Systems*", 2nd 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.
- [BB68] R. Billinton e K. E. Bollinger, "Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes", *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, vol. PAS-87, no. 2, pp. 538-547, Feb. 1968.
- [BB00] R. E. Brown e J. J. Burke, "Managing the Risk of Performance Based Rates", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 15, N° 2, May 2000.
- [BCP02] R. Billinton, L. Cui e Z. Pan, "Quantitative Reliability Considerations in the Determination of Performance-based Rates and Costumer Service Disruption Payments", *Proc. Inst. Elect. Eng., gen., Transm., Distrib.*, Vol. 149, N°6, pp. 640-644, November 2002.
- [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.
- [BG75a] R. Billinton e M. S. Grover, " Reliability Assessment of Transmission and Distribution System", *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, vol. PAS-94, no. 3, pp. 724-732, May/Jun. 1975.
- [BG75b] R. Billinton e M. S. Grover, "Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems", *IEEE Trans. Power Apparatus*

Syst., vol. PAS-94, no. 3, pp. 733-741, Maio/Jun. 1975.

- [BG86] R. Billinton e R. Goel, "An Analytical Approach to Evaluate Probability Distribution Associated with the Reliability Indices of Electrical Distribution Systems", *IEEE Trans. on Power Delivery*, PWRD-1, no. 3, pp. 245-251, 1986.
- [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.
- [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.
- [B098] R. E. Brown, J. R. Ochoa, "Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 13, N° 2, May 1998.
- [BW98] R. Billinton e P. Wang, "Distribution System Reliability Cost/worth Analysis Using Analytical and Sequential Simulation Techniques", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 13, N° 4, pp. 1245-1250, November 1998.
- [BW99a] R. Billinton e P. Wang, "Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation", *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 14, N° 2, pp. 397-403, May 1999.
- [BW99b] R. Billinton e P. Wang, "The Sequential Distribution System Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and

-
- Cost Models”, *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 14, N° 3, pp. 1046-1051, July 1999.
- [C98] A. M. Cassula, “Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Considerando Impactos da Geração e Transmissão”, Dissertação de Mestrado – UNIFEI, Novembro de 1998.
- [C02] A. M. Cassula, “Avaliação Integrada da Confiabilidade de Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição Baseada em Simulação Cronológica”, Tese de Doutorado – UNIFEI, Junho de 2002.
- [CLS04] A. M. Cassula, A. M. Leite da Silva e C. E. Sacramento, “Uma Nova Proposta para a Incidência de Multas Devido ao Não-cumprimento das Metas de Continuidade em Sistemas de Distribuição”, *Anais do IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, artigo IP-140, Maio 2004.
- [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", *IEEE Trans. on Power Apparatus Systems*, vol. 83, n° 7, pp. 727-737, Jul./1964.
- [GNLCS06] A. C. R. Guimarães, L. C.do Nascimento, A. M. Leite da Silva, A. M. Cassula e C. E. Sacramento, "Avaliação das Metas de Continuidade de Sistemas de Distribuição por Mecanismos Baseados em Desempenho", *CBA – Congresso Brasileiro de Automática*, Outubro de 2006.
- [H92] M. Herdy, "Reproductive Isolation as Strategy Parameter in Hierarchically Organized evolution strategies," in *Parallel Problem Solving from Nature 2*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, pp. 207–217, 1992.
- [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.
- [JCJO92] I. Jacobson, M. Chirsterson, P. Jonsson, G. Overgaard, "Object-Oriented Software Engineering – A Use Case Driven Approach", Addison Wesley, 1992
- [K91] F. Kursawe, "A Variant of Evolution Strategies for Vector

-
- Optimization,” in *Parallel Problem Solving from Nature—Proc. 1st Workshop PPSN I* (Lecture Notes in Computer Science, vol. 496). Berlin, Germany: Springer, pp. 193–197, 1991.
- [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”, New York: Springer-Verlag, 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.
- [LACFNGP06] A. M. Leite da Silva, R. M. de Almeida, A. M Cassula, J. C. Freire Jr., L. C. Nascimento, A. C. R. Guimarães, e G. M. F. Paula, “Aperfeiçoamento do Processo de Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição Através de Modelos e Técnicas Eficientes de Simulação”, 1º Relatório Bandeirantes, Junho 2006.
- [LCNFSG06] A. M. Leite da Silva, A. M Cassula, L. C. Nascimento, J. C. Freire Jr. e A. C. R. Guimarães, “Chronological Monte Carlo-based Assessment of Distribution System Reliability”, *PMAAPS 2006 – Int. Conference on Probability Methods Applied to Power Systems*, Estocolmo, Suécia, 11 a 15 de Junho de 2006.
- [LEW93] A. M. Leite da Silva, J. Endrenyi e L. Wang, “Integrated Treatment of Adequacy and Security in Bulk Power System Reliability Evaluations”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, N° 1, pp.275-

285, February 1993.

- [LMMB00] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, J. C. O. Melo e R. Billinton, "Pseudo-chronological Simulation for Composite Reliability Analysis With Time Varying Loads", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 15, N° 1, pp.73-80, February 2000.
- [LMRSS95] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, L. C. Resende, W. S. Sales e C. E. Sacramento, "Metodologia de Planejamento Ótimo do Sistema Elétrico Considerando os Riscos e as Incertezas Associadas ao Processo", Relatório CEMIG, Abril 2005.
- [LPMM97] A. M. Leite da Silva, G. Perez, J. W. Marangon. Lima e J. C. O. Mello, "Loss of Load Costs in Generating Capacity Reliability Evaluation", *Electric Power Research*, vol. 41, pp. 109-116, 1997.
- [LSCS05] A. M. Leite da Silva, W. F. Schmitt, A. M. Cassula, C. E. Sacramento, "Analytical and Monte Carlo Approaches to Evaluate Probability Distributions of Interruption Duration", *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 20, N° 3, August 2005.
- [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.
- [N96] R. A. F. Nunes, "Confiabilidade dos Sistemas Elétricos", Apostila da UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá, Maio de 1996.

-
- [N05] L. C. do Nascimento, “Avaliação da Confiabilidade Utilizando Programação Orientada a Objetos: Aplicação em um Sistema Elétrico Interligado a uma Central de Cogeração”, Dissertação de Mestrado, UNESP – Universidade Federal Paulista, Guaratinguetá, Maio de 2002.
- [O92] A. Ostermeier, “An Evolution Strategy with Momentum Adaptation of the Random Number Distribution,” in *Parallel Problem Solving from Nature 2*. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, pp. 197–206, 1992.
- [O03] Object Management Group – OMG, “OMG Unified Modeling Language Specification”, version 1.5, March 2003.
- [P79] A. D. Patton, “Probability Distributions of Transmission and Distribution Reliability Performance Indices”, *Reliability Conference for Electric Power Industry*, pp. 120-122, 1979.
- [R73] I. Rechenberg, “Evolutionsstrategie: Optimierung Technischer Systeme nach Prinzipien der biologischen Evolution”, Stuttgart, Germany: Frommann-Holzboog, 1973.
- [R81] R. Y. Rubinstein, “*Simulation and the Monte Carlo Method*”, J. Wiley and Sons, New York, NY, 1981.
- [R94] I. Rechenberg, “Evolutionsstrategie’94: in Werkstatt Bionik und Evolutionstechnik”. Stuttgart, Germany: Frommann-Holzboog, 1994, vol. 1.
- [RBPEL91] J. Rumbaugh, M. Blaha, W. Premerlani, F. Eddy, W. Lorensen,

“Object Oriented Modeling and Design”, Prentice Hal, 1991.

- [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.
- [S74] H.-P. Schwefel, “Adaptive Mechanismen in der Biologischen Evolution und ihr Einfluß auf die Evolutionsgeschwindigkeit”, *Technical report*, Technical University Berlin, 1974
- [S75] H.-P. Schwefel, “Evolutionsstrategie und Numerische Optimierung”, Dissertation, Technische Universität Berlin, Germany, May 1975.
- [S95] H.-P. Schwefel, “Evolution and Optimum Seeking”, New York: Wiley, 1995 (Sixth-Generation Computer Technology Series).
- [S02] W. F. Schmitt, “Confiabilidade de Sistemas de Distribuição: Metodologias Cronológica e Analítica”, Dissertação de Mestrado – UNIFEI, Itajubá, Outubro de 2002.
- [SB77] C. Singh, R. Billinton, “System Reliability Modeling and Evaluation”, Hutchinson, London, 1977.
- [SPF93] C. Singh, T. Chander, J. Feng, “Convergence Characteristic of Two Monte Carlo Models for Reliability Evaluation of Interconnected Power Systems”, *Electric Power Systems*

Research, Vol. 28, N° 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.
- [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 Simulation Technique", *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering - 2000*, vol. 2, pp. 760 -764, 2000.