**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA**

RODRIGO DIAS JENS

**MODELO DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E
DISPONIBILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO DE TRANSFORMADORES**

**SÃO PAULO
2006**

RODRIGO DIAS JENS

**MODELO DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E
DISPONIBILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO DE TRANSFORMADORES**

**Dissertação apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para a obtenção do título
de Mestre em Engenharia**

Área de Concentração: Sistemas Digitais

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Cugnasca

**SÃO PAULO
2006**

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 05 de maio de 2006.

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Jens, Rodrigo Dias

Modelo de Monitoramento e Avaliação da Confiabilidade e Disponibilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Base nas Condições de Uso de Transformadores / R.D. Jens. -- São Paulo, 2006.

134 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais.

1.Distribuição de energia elétrica 2.Confiabilidade 3.Disponibilidade 4.Cadeias de Markov I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Computação e Sistemas Digitais II.t.

DEDICATÓRIA

A minha família, com amor, admiração e gratidão pelo incansável incentivo e apoio ao longo de minha vida e durante o período de elaboração deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Paulo Sérgio Cugnasca por sua orientação e disponibilidade, e aos demais colegas do GAS, Grupo de Análise de Segurança, pela ajuda e apoio.

Ao Dr. Ricardo Caneloi pela atenção e apoio durante a elaboração deste trabalho.

A Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de realização do curso de Mestrado.

RESUMO

A presente dissertação apresenta e propõe um modelo para o monitoramento e avaliação de um sistema de distribuição de energia utilizando a técnica de manutenção com base nas condições de uso aplicada aos transformadores de potência e distribuição. O monitoramento dos transformadores baseado nas suas condições de uso permite inferir a taxa de degradação deste equipamento, de modo que a sua manutenção seja realizada de forma preventiva e não corretiva. A eficiência deste método de monitoramento é analisada em um sistema de distribuição de energia elétrica por meio do emprego do modelo de Markov.

Palavras chave: Confiabilidade, Disponibilidade, Modelo de Markov, Sistemas de Distribuição de Energia, Manutenção com Base nas Condições de Uso.

ABSTRACT

This work presents and proposes a model to supervise and evaluate an electrical energy distribution system by applying the usage conditions based maintenance technique on the power and distribution transformers. Monitoring the distribution system transformers with the usage conditions technique allows the system administrator to perform a preventive maintenance instead of a corrective maintenance. The efficiency of this technique is evaluated on an electrical energy distribution system through the employment of the Markov model.

Keywords: Reliability, Availability, Markov Modeling, Power Distribution Systems, Usage Conditions Based Maintenance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1. RELAÇÃO ENTRE FALHA, ERRO E DEFEITO (WEBER, 2005).	8
FIGURA 2. CURVA DA BANHEIRA (JOHNSON, 1989).	10
FIGURA 3. FORMATO DA CURVA DE CONFIABILIDADE PARA TAXA DE FALHAS CONSTANTE.	12
FIGURA 4. OBTENÇÃO DO <i>MTTF</i> A PARTIR DE UMA TAXA DE FALHAS CONSTANTE.	13
FIGURA 5. TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS.	15
FIGURA 6. MODELO DE CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA SÉRIE.	17
FIGURA 7. MODELO DE CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA PARALELO.	18
FIGURA 8. TÍPICO MODELO DE CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA SÉRIE/PARALELO.	19
FIGURA 9. SISTEMA TMR.	21
FIGURA 10. CADEIA DE MARKOV PARA O SISTEMA TMR.	22
FIGURA 11. NÍVEIS HIERÁRQUICOS DE ANÁLISE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA (BILLINTON; ALLAN, 1988).	27
FIGURA 12. ILUSTRAÇÃO DO HL II (BILLINTON; ALLAN, 1988).	28
FIGURA 13. SISTEMA NEBULOSO DE APOIO A DECISÃO.	39
FIGURA 14. CONVERSÃO SINGLETON.	40
FIGURA 15. CONVERSÃO PROBABILÍSTICA.	41
FIGURA 16. CONTROLADOR NEBULOSO DE UM AR-CONDICIONADO.	43
FIGURA 17. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA PARA A VARIÁVEL LINGÜÍSTICA TEMPERATURA.	44
FIGURA 18. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA PARA A VARIÁVEL LINGÜÍSTICA POTÊNCIA.	44
FIGURA 19. SIMULAÇÃO DE UM CONTROLADOR NEBULOSO DA TEMPERATURA DE UM AR-CONDICIONADO.	45
FIGURA 20. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.	49
FIGURA 21. UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE PEQUENO PORTE (POWER TECHNOLOGY, 2006).	50
FIGURA 22. ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UM ARRANJO (SOUZA, 2003).	50
FIGURA 23. REDE PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.	51
FIGURA 24. CONSEQUÊNCIA DA FALHA EM UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (COLORADO STATE UNIVERSITY..., 2005).	52
FIGURA 25. DIVERSOS TIPOS DE TRANSFORMADORES (ROMAGNOLE, 2006).	54
FIGURA 26. DIAGRAMA E ESQUEMA ELÉTRICO BÁSICO DE UM TRANSFORMADOR (COMO FUNCIONA..., 2005).	54
FIGURA 27. DIAGRAMA DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (SIEMENS..., 2001).	55
FIGURA 28. DIAGRAMA DE UM TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO (BUENO, 2005).	56
FIGURA 29. TIPOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES COM OLTC.	59
FIGURA 30. TIPOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES SEM OLTC.	59
FIGURA 31. EMISSÃO DE GASES EM TRANSFORMADORES (COSTA, 1999).	62
FIGURA 32. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DA RELAÇÃO ENTRE GASES NO TRANSFORMADOR.	66
FIGURA 33. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DO INCREMENTO MENSAL DE GÁS NO TRANSFORMADOR.	67
FIGURA 34. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DA TEMPERATURA DO LÍQUIDO ISOLANTE.	68
FIGURA 35. FUNÇÃO DE PERTINÊNCIA DA TAXA DE DEGRADAÇÃO DO TRANSFORMADOR.	68
FIGURA 36. SISTEMA NEBULOSO DE CONTROLE (JENS; CUGNASCA, 2004).	70
FIGURA 37. RESULTADO DO SISTEMA NEBULOSO DE CONTROLE (JENS; CUGNASCA, 2004).	71
FIGURA 38. “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM” (BILLINTON; ALLAN, 1988).	76
FIGURA 39. MAPA ANNAHEIN – ST. GREGOR.	77
FIGURA 40. REPRESENTAÇÃO DO TEMPO MÉDIO DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS (T).	79
FIGURA 41. CENÁRIOS DO TEMPO MÉDIO DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS.	80
FIGURA 42. MODELO DE CONFIABILIDADE DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE DAS CONDIÇÕES DE USO.	83
FIGURA 43. MODELO DE DISPONIBILIDADE DE UM TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE DAS CONDIÇÕES DE USO.	86
FIGURA 44. MODELO DE CONFIABILIDADE PARA O PONTO DE CARGA 22.	89
FIGURA 45. MODELO DE DISPONIBILIDADE PARA O PONTO DE CARGA 22.	93
FIGURA 46. MODELO DE CONFIABILIDADE PARA O PONTO DE CARGA 22 UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.	96
FIGURA 47. MODELO DE DISPONIBILIDADE PARA O PONTO DE CARGA 22 UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.	101
FIGURA 48. CURVAS DE CONFIABILIDADE DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES TEMPOS DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS.	106

FIGURA 49. CURVAS DE DISPONIBILIDADE DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA PARA OS DIFERENTES TEMPOS DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS.....	108
FIGURA 50. CURVAS DE CONFIABILIDADE PARA O PONTO 22 DO “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM” COM DIFERENTES TEMPOS DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS.	110
FIGURA 51. CURVAS DE DISPONIBILIDADE PARA O PONTO 22 DO “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM” COM DIFERENTES TEMPOS DE ANTECIPAÇÃO À FALHAS.	112

LISTA DE TABELAS

TABELA 1. EMISSÃO DE GASES EM TRANSFORMADORES.	62
TABELA 2. BASE DE REGRAS NEBULOSAS.....	69
TABELA 3. PARÂMETROS DE ENTRADA.	77
TABELA 4. DISTÂNCIAS DOS PONTOS DE CARGA DO “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM” E SEUS RESPECTIVOS <i>MTTF</i>	78
TABELA 5. CÁLCULO DA DISPONIBILIDADE DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.	82
TABELA 6. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE CONFIABILIDADE DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	83
TABELA 7. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE DISPONIBILIDADE DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	86
TABELA 8. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE CONFIABILIDADE NO PONTO DE CARGA 22.	90
TABELA 9. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE DISPONIBILIDADE NO PONTO DE CARGA 22.	94
TABELA 10. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE CONFIABILIDADE NO PONTO DE CARGA 22 UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.	97
TABELA 11. TRANSIÇÕES PARA O MODELO DE DISPONIBILIDADE NO PONTO DE CARGA 22 UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.	102
TABELA 12. TEMPO MÉDIO PARA FALHAR DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	107
TABELA 13. DISPONIBILIDADE E TEMPO DE INDISPONIBILIDADE POR ANO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.	109
TABELA 14. TEMPO MÉDIO PARA FALHAR DO PONTO DE CARGA 22.	111
TABELA 15. DISPONIBILIDADE E TEMPO DE INDISPONIBILIDADE POR ANO DO SISTEMA.	112
TABELA 16. TEMPO MÉDIO PARA REPARAR DO PONTO DE CARGA 22.	113
TABELA 17. SAIFI: ÍNDICE DE FREQUÊNCIA MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA (INTERRUP./ANO).	116
TABELA 18. CAIFI: ÍNDICE DE FREQUÊNCIA MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO CONSUMIDOR (INTERRUP./ANO).	118
TABELA 19. SAIDI: ÍNDICE DE DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO SISTEMA (MIN/ANO).	119
TABELA 20. CAIDI: ÍNDICE DE DURAÇÃO MÉDIA DAS INTERRUPÇÕES DO CONSUMIDOR (MIN/ANO).	119
TABELA 21. ASAI: ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE MÉDIA DE SERVIÇO (%).	120
TABELA 22. ASUI: ÍNDICE DE INDISPONIBILIDADE MÉDIA DE SERVIÇO (%).	120
TABELA 23. COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS.	121
TABELA 24. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 1.....	128
TABELA 25. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 2.....	128
TABELA 26. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 3.....	128
TABELA 27. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 4.....	129
TABELA 28. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 5.....	129
TABELA 29. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 6.....	129
TABELA 30. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 7.....	129
TABELA 31. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 8.....	130
TABELA 32. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 9.....	130
TABELA 33. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 10.....	130
TABELA 34. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 11.....	130
TABELA 35. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 12.....	131
TABELA 36. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 13.....	131
TABELA 37. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 14.....	131
TABELA 38. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 15.....	131
TABELA 39. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 16.....	132
TABELA 40. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 17.....	132
TABELA 41. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 18.....	132
TABELA 42. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 19.....	132
TABELA 43. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 20.....	133
TABELA 44. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 21.....	133
TABELA 45. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 22.....	133
TABELA 46. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 23.....	133
TABELA 47. RESULTADOS PARA O PONTO DE CARGA 24.....	134

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AENS	Average Energy Not Supplied
ASAI	Average Service Availability Index
ASUI	Average Service Unavailability Index
CAIDI	Consumer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Consumer Average Interruption Frequency Index
CH	Chave
CWT	Continuous Wavelet Transform
DWT	Discrete Wavelet Transform
ENS	Energy Not Supplied
GIS	Geographic Information System
HL	Hierarchical Level
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEEE-CS	Institute of Electrical and Electronics Engineers – Computer Safety
MTBF	Mean Time Between Failures
MTTF	Mean Time to Failure
MTTR	Mean Time to Repair

OLTC	On-Load Tap Changer
PC	Ponto de Carga
RTS	Reliability Test System
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TMR	Triple Modular Redundancy
TR	Transformador
TRD	Transformador de Distribuição
TRP	Transformador de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

°C	Graus Celsius
W	Watts
N	Newtons
m ²	Metros Quadrados
km	Quilômetros
h	Horas
min	Minutos
Disp	Disponibilidade
λ	Taxa de Falhas
μ	Taxa de Reparos
τ	Tempo Médio de Antecipação à Falhas
mc	Manutenção Corretiva
mp	Manutenção Preventiva

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	I
AGRADECIMENTOS	II
RESUMO.....	III
ABSTRACT	IV
LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	V
LISTA DE TABELAS.....	VII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	VIII
LISTA DE SÍMBOLOS	X
SUMÁRIO.....	XI
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. JUSTIFICATIVA	2
1.2. OBJETIVO.....	3
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO	4
2. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE	6
2.1. HISTÓRICO	6
2.2. DEFINIÇÃO DOS PRINCIPAIS CONCEITOS	7
2.3. EQUACIONAMENTO DOS PRINCIPAIS CONCEITOS	9
2.3.1. <i>Taxa de Falhas</i>	9
2.3.2. <i>Confiabilidade</i>	10
2.3.3. <i>Tempo Médio para Falhar</i>	12
2.3.4. <i>Taxa de Reparos</i>	14
2.3.5. <i>Tempo Médio para Reparar</i>	14
2.3.6. <i>Tempo Médio entre Falhas</i>	14
2.3.7. <i>Disponibilidade</i>	15
2.4. APLICAÇÕES CRÍTICAS QUANTO À SEGURANÇA.....	15
2.5. MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE DE SISTEMAS.....	17
2.5.1. <i>Modelo Série</i>	17
2.5.2. <i>Modelo Paralelo</i>	18
2.5.3. <i>Modelo Série e Paralelo</i>	19
2.5.4. <i>Modelo de Markov</i>	19
2.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	25
3. SISTEMAS DE POTÊNCIA	26
3.1. INTRODUÇÃO AOS NÍVEIS HIERÁRQUICOS	26
3.2. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	28
3.3. TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	29
3.4. DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	31
3.5. FALHAS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA E SUAS CONSEQUÊNCIAS	31
3.6. ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE	32
3.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	35

4. LÓGICA NEBULOSA.....	37
4.1. HISTÓRICO.....	37
4.2. TEORIA NEBULOSA.....	38
4.3. LÓGICA CLÁSSICA E LÓGICA NEBULOSA.....	41
4.4. APLICAÇÕES DA LÓGICA NEBULOSA.....	42
4.5. A LÓGICA NEBULOSA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA.....	45
4.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	47
5. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	48
5.1. O SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	48
5.2. FOCO DO ESTUDO.....	51
5.3. TRANSFORMADORES.....	53
5.4. MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA COM BASE NAS SUAS CONDIÇÕES DE USO.....	57
5.4.1. <i>Descrição do Problema</i>	57
5.4.2. <i>Tipos de Falhas em Transformadores</i>	58
5.4.3. <i>Fenômenos Relacionados à Deterioração dos Transformadores</i>	61
5.4.4. <i>Descrição da Solução</i>	64
5.4.5. <i>Modelamento Nebuloso</i>	65
5.4.6. <i>Sistema Nebuloso de Controle</i>	70
5.5. MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM BASE NAS SUAS CONDIÇÕES DE USO.....	72
5.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	73
6. ESTUDO DE CASO.....	75
6.1. TEMPO MÉDIO DE ANTECIPAÇÃO A FALHAS.....	79
6.2. ESTUDO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SEM A UTILIZAÇÃO DA TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.....	81
6.3. ESTUDO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA COM A UTILIZAÇÃO DA TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.....	82
6.4. ESTUDO DE UM PONTO DE CARGA DO SISTEMA SEM A UTILIZAÇÃO DA TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.....	88
6.5. ESTUDO DE UM PONTO DE CARGA DO SISTEMA UTILIZANDO A TÉCNICA DE MANUTENÇÃO COM BASE NAS CONDIÇÕES DE USO.....	96
6.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	104
7. RESULTADOS E ANÁLISES.....	105
7.1. ANÁLISE DA CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE.....	105
7.1.1. <i>Análise do Transformador de Potência</i>	105
7.1.2. <i>Análise de um Ponto do Sistema de Distribuição de Energia</i>	109
7.1.3. <i>Análise do Sistema de Distribuição de Energia Completo</i>	115
7.2. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	121

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	122
8.1. CONCLUSÕES	122
8.2. CONTRIBUIÇÕES	123
8.2.1. <i>Aplicação da Teoria Nebulosa no Processo de Manutenção de Transformadores com Base nas suas Condições de Uso</i>	123
8.2.2. <i>Estimativa de Desempenho da Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso em uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica</i>	124
8.3. TRABALHOS FUTUROS	124
LISTA DE REFERÊNCIAS	125
ANEXO A – RESULTADOS DOS CÁLCULOS DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE PARA OS PONTOS DE CARGA DO “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM”	128

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a sociedade moderna. Ela está presente até nas atividades mais simples e não é possível imaginar a vida contemporânea sem ela. Porém, todas as grandes vantagens trazidas por ela também nos tornaram extremamente dependentes da disponibilidade do seu fornecimento. A sociedade atual espera que o fornecimento de energia seja ininterrupto; entretanto, isto não é possível devido à falhas aleatórias do sistema e de seus subsistemas.

Dado que a falha de equipamentos é um fato de nosso mundo, é necessário estar preparado para esta eventualidade. A confiabilidade e disponibilidade da energia elétrica tornam-se um tema ainda mais importante quando os sistemas que dependem desta energia também exercem funções críticas quanto à segurança. Isto aponta para a necessidade de investimentos em pesquisas que aspirem, cada vez mais, aumentar os níveis de confiabilidade e disponibilidade do sistema de fornecimento de energia elétrica.

Aplicações que envolvem riscos à integridade de pessoas, à manutenção de instalações industriais e ao meio ambiente são consideradas aplicações críticas quanto à segurança e devem possuir requisitos de segurança muito rígidos. Aplicações críticas quanto à segurança devem evitar atingir estados inseguros, que são estados onde existe a possibilidade de ocorrência de eventos que podem levar, por exemplo, o sistema ou pessoas a situações de perigo, que podem, posteriormente, ocasionar acidentes. No caso de não se conseguir evitar atingir tais estados inseguros, o projeto deve prever a recuperação do sistema e abandonar os estados inseguros o mais rapidamente possível. Como último recurso, deve-se buscar reduzir, ao máximo, os possíveis danos causados por acidentes em função de estados inseguros (SIEWIOEREK; SWARZ, 1974).

1.1. Justificativa

A energia elétrica percorre várias etapas e um longo caminho desde a sua geração até ser entregue ao consumidor final. Estas etapas incluem a geração, a transmissão e a distribuição de energia que, por sua complexidade e distinção, demandam estudos específicos, de forma separada. Por este motivo, este estudo tem enfoque na etapa de distribuição da energia elétrica, visando avaliar a confiabilidade e disponibilidade de redes de distribuição de energia. Para os consumidores finais, o fornecimento de energia elétrica sofreu grandes avanços nos últimos tempos, graças ao esforço de se automatizar e controlar, mesmo à distância, as operações pertinentes, através de estudos apurados e com uso de modernos centros de operação. Ainda na área de distribuição da energia, observa-se a preocupação crescente com a qualidade da energia.

Após as décadas de 70 e 80, marcadas por grandes investimentos e empreendimentos de construção de hidroelétricas e refinarias de petróleo, o setor energético brasileiro passou por um processo de profundas alterações, iniciadas na década de 90 e marcadas por uma política de ajuste fiscal e no equilíbrio das contas públicas. Estas políticas levaram a um processo de reorganização estrutural e privatização que visava transferir à iniciativa privada o controle de empresas públicas do setor energético e outras sociedades exploradoras de atividades de interesse público. O estado conduziu o processo de privatização de maneira a preservar o interesse da sociedade e a incentivar o investimento estrangeiro no setor energético brasileiro. Entretanto, devido à falta de planejamento no setor durante esta última década, o país enfrentou um enorme problema de racionamento de energia elétrica, hoje já superado, mas que evidencia o cuidado que este setor requer (PAULA, 2004).

Durante o processo de transferência de controle das empresas do setor energético para o capital privado, o governo percebeu a necessidade do emprego de instrumentos para garantir a

confiabilidade e a disponibilidade da energia elétrica entregue aos consumidores. O objetivo do governo era evitar que futuros problemas no abastecimento de energia viessem a ocorrer novamente. Para tanto, foram instituídos contratos de nível de serviço que, caso não fossem cumpridos, poderiam ocasionar multas para as empresas concessionárias. Desta forma, as concessionárias de energia foram impulsionadas a investir na qualidade da energia elétrica oferecida.

Portanto, além do ambiente internacional, o cenário brasileiro favorece muito o estudo de novos métodos e técnicas para assegurar a transmissão e distribuição cada vez mais eficaz e segura da energia, com elevadas taxas de confiabilidade e disponibilidade, motivando este estudo.

1.2. Objetivo

O objetivo desta dissertação é propor e avaliar métodos de monitoramento de transformadores que visam elevar os índices de confiabilidade e disponibilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para a avaliação destes métodos de monitoramento será realizado o cálculo, através de cadeias de Markov, das taxas de confiabilidade e disponibilidade de um sistema real de distribuição de energia elétrica.

Dada a enorme complexidade dos sistemas de energia, os métodos de monitoramento que são propostos nesta dissertação terão foco na etapa de distribuição da energia elétrica. Uma vez que os transformadores presentes nas redes de distribuição de energia elétrica estão entre elementos mais críticos deste subsistema, os métodos propostos estarão dirigidos aos transformadores presentes nas redes primárias e secundárias de distribuição de energia elétrica.

Tais métodos utilizam técnicas existentes na área de confiabilidade de sistemas e fazem uso de ferramentas de Inteligência Artificial aliadas ao conhecimento humano especialista. Para

tanto é empregado o conceito da lógica nebulosa, de forma a se construir um modelo de monitoramento do sistema de distribuição primária, com base nas condições de uso dos transformadores de potência. Já para os transformadores de distribuição, presentes nas redes de distribuição secundária, será apresentado um outro método de monitoramento, que também utiliza os conceitos da manutenção com base nas condições de uso, mas que emprega redes neurais para este fim.

A finalidade destes métodos é alertar o operador do sistema sobre iminentes problemas na rede de distribuição de energia a fim de que sejam tomadas as ações preventivas ou corretivas apropriadas. A viabilidade destes métodos será avaliada por meio da análise comparativa dos índices de confiabilidade e disponibilidade da rede de distribuição de energia, obtidos através do emprego de cadeias de Markov.

1.3. Estrutura do Trabalho

No capítulo 2 são apresentados conceitos de confiabilidade e disponibilidade de sistemas e os principais conceitos de aplicações críticas quanto à segurança.

No capítulo 3 são mostrados os conceitos básicos de sistemas de potência e seus subsistemas de geração, transmissão e distribuição. São apresentados, ainda, os principais tipos de falhas destes sistemas, suas causas e suas conseqüências.

O capítulo 4 faz uma pequena apresentação da teoria da lógica nebulosa, seus principais benefícios em relação à lógica clássica e suas aplicações na área de sistemas de potência.

O capítulo 5 apresenta métodos de monitoramento dos sistemas de distribuição de energia elétrica empregando a manutenção com base nas condições de uso de transformadores. A partir deste estudo, serão propostas técnicas alternativas de monitoramento de transformadores que utilizam conceitos de inteligência artificial.

No capítulo 6 há um estudo de caso de uma rede de distribuição de energia elétrica para a qual é realizada a avaliação de sua confiabilidade e disponibilidade, utilizando-se do modelo de Markov para, posteriormente, realizar a avaliação do método de monitoramento proposto.

O capítulo 7 contém os resultados das simulações realizadas sobre a rede de distribuição de energia elétrica, bem como a análise comparativa dos resultados obtidos com valores advindos de cálculos teóricos.

Finalmente, no capítulo 8 podem ser encontradas as conclusões obtidas através desta investigação científica. Este capítulo, ainda, apresenta as considerações finais desta dissertação.

2. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE

Este capítulo dedica-se a realizar uma breve introdução aos principais tópicos de confiabilidade e disponibilidade de sistemas, abordando também o conceito de sistemas críticos quanto à segurança.

2.1. Histórico

O conceito de confiabilidade foi observado por volta de 1830 no trabalho de Charles Babbage, em sua famosa máquina de cálculos, a primeira calculadora automática e um ícone da pré-história da computação. Em seu trabalho, Babbage demonstrou preocupações tanto com a taxa de erros dos componentes que integrariam sua máquina como com a confiabilidade geral dela. Apesar do fato de que a parte construída da máquina de Babbage corresponde a apenas a uma pequena parcela de seu projeto original, esta permanece operante até a presente data (LARDNER, 1834; BABBAGE, 1837 apud AVIZIENIS; LAPRIE; RANDELL, 2000).

No início da era da computação, por volta de 1940, os componentes eletrônicos eram extremamente não confiáveis e, portanto, surgiu a necessidade de se desenvolver técnicas que melhorassem este quesito. As primeiras técnicas utilizadas para alcançar níveis mais elevados de confiabilidade foram: códigos de controle de erros, redundância dupla com comparação, redundância tripla com votação (AVIZIENIS; LAPRIE; RANDELL, 2000), além do emprego de componentes de melhor qualidade.

Em 1970 foi criado o comitê IEEE-CS (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – Computer Society*), fato que auxiliou e acelerou a elaboração e documentação dos conceitos, técnicas e terminologia na área de confiabilidade e segurança.

LARDNER, D. Babbage's Calculating Engine. Edinburgh Review, July 1834. Reprinted in P. Morrison and E. Morrison, editors, Charles Babbage and His Calculating Engines. Dover, 1961.

BABBAGE, C. On the mathematical powers of the calculating engine (December 1837). Unpublished Manuscript. Buxton MS7, Museum of the History of Science. In B. Randell, editor, The Origins of Digital Computers: Selected papers, pages 17-52. Springer, 1974.

2.2. Definição dos Principais Conceitos

Uma vez criado o comitê IEEE-CS, surgiram os principais conceitos e terminologias desta área, conforme descritos a seguir (AVIZIENIS; LAPRIE; RANDELL, 2000).

Define-se confiabilidade como a probabilidade de um sistema permanecer continuamente operacional por um determinado período de tempo sem produzir erros, supondo que o mesmo estava operando corretamente no instante inicial de tempo e que as condições ambientais permaneçam as mesmas durante esse período.

Já o conceito de segurança expressa a probabilidade de um sistema permanecer continuamente fora de um estado inseguro por um determinado período de tempo. Também, neste caso, se supõe que o estado inicial do sistema é seguro e que as condições ambientais permaneçam as mesmas durante esse período.

A disponibilidade de um sistema é probabilidade de um sistema estar operacional em um determinado instante de tempo. Ela representa a fração de tempo em que o sistema permaneceu funcionando em relação ao tempo total de operação. É importante observar que exercem impacto sobre este valor os tempos de reparo do sistema, nas formas preventivas e/ou corretivas.

As principais ameaças à confiabilidade e disponibilidade de sistemas são as falhas, erros e defeitos. É fundamental prestar atenção a estes três conceitos, pois apesar de parecerem semelhantes, possuem significados distintos (AVIZIENIS et al., 2004).

Uma falha é a operação incorreta de um sistema ou de um de seus componentes. É importante observar que uma falha não implica necessariamente na produção de um erro. Um erro é um resultado incorreto, ou seja, fora da especificação, produzido por um sistema ou por um de seus componentes. O defeito é caracterizado apenas quando um erro alcança a interface de

serviço de um sistema ou componente e altera o resultado do serviço. A causa inicial do defeito está na falha (JOHNSON, 1989; AVIZIENIS et al., 2004).

A Figura 1 ilustra a propagação de uma falha para um erro e, posteriormente, para um defeito.

Figura 1. Relação entre Falha, Erro e Defeito (WEBER, 2005).

A redundância é um dos conceitos existentes a fim de melhorar a confiabilidade e segurança de um sistema. Ela consiste no emprego de recursos além de necessário para se atingir esse propósito. A redundância pode estar presente em um sistema de diversas formas: redundância de informações, redundância de *hardware*, redundância de *software* e redundância de tempo. A redundância de informações utiliza mais dados do que são necessários para a operação do sistema, dados estes que agem como verificadores de erros. A redundância de *hardware* utiliza dispositivos físicos extras para esse mesmo fim, de modo a detectar possíveis erros. Já a redundância por *software* faz o uso de rotinas com propósitos iguais, porém codificadas por diferentes grupos de programadores. Finalmente, a redundância de tempo faz a utilização de períodos adicionais de tempo para a detecção e isolamento de falhas (ALMEIDA JUNIOR, 2003).

Existem ainda outros conceitos relacionados com os meios para se alcançar confiabilidade e segurança: prevenção de falhas, tolerância à falhas, remoção de falhas e predição de falhas (AVIZIENIS; LAPRIE; RANDELL, 2000).

A prevenção de falhas geralmente é alcançada com o emprego de um rigoroso controle de qualidade durante as etapas de projeto e fabricação de componentes ou sistemas. Já em um sistema tolerante a falhas espera-se que o sistema mantenha o serviço prestado de forma correta, mesmo na presença de falhas, utilizando mecanismos de detecção de erros e posterior recuperação do sistema a um estado operacional.

A técnica de remoção de falhas pode ser realizada tanto durante o desenvolvimento como durante a operação de um sistema e consiste em testes na forma de verificação e validação de certas propriedades a condições pré-determinadas. Assim, o serviço prestado pelo sistema é observado e validado conforme suas entradas são testadas e falhas intencionais são introduzidas.

A predição de falhas é um estudo conduzido para averiguar a probabilidade de ocorrência de falhas. Consiste em identificar, classificar e priorizar séries de eventos que levariam ao surgimento de defeitos no sistema.

2.3. Equacionamento dos Principais Conceitos

2.3.1. Taxa de Falhas

A taxa de falhas (λ) de um componente ou sistema é definida como a quantidade esperada de falhas que este componente ou sistema deverá apresentar dentro de um determinado intervalo de tempo. Se um dispositivo apresenta uma falha a cada 1000 horas, sua taxa de falhas é de 0,001 falhas/hora.

Uma taxa de falhas (λ) constante é um dos meios mais simples de expressar a confiabilidade de um componente ou sistema, entretanto isto nem sempre descreve o seu real comportamento. Para os componentes elétricos e eletrônicos é possível observar que a taxa de falhas possuiu um forte relacionamento com o tempo, conforme a ilustra a Figura 2.

Figura 2. Curva da Banheira (JOHNSON, 1989).

A curva apresentada na Figura 2 é obtida através da observação experimental de falhas em componentes elétricos e, devido ao seu formato peculiar, é conhecida como a curva da banheira (*bathtub curve*). Nela é possível observar três zonas distintas: a zona de mortalidade infantil, um período de vida útil, o qual é caracterizado por uma taxa de falhas constante, e a zona de envelhecimento. Na prática, todos os componentes elétricos recém fabricados passam por uma fase de testes chamada “*burn-in*” que consiste em submeter o componente à operação de forma acelerada a fim de se identificar os componentes que apresentarão falhas na zona de mortalidade infantil. Assim sendo, uma taxa de falhas constante (λ) é atribuída para o período de vida útil do componente ou sistema elétrico (JOHNSON, 1989).

2.3.2. Confiabilidade

Conforme visto anteriormente, a confiabilidade de um componente ou sistema é a sua probabilidade, dentro de certo intervalo de tempo, de continuar operando normalmente. A confiabilidade ($R(t)$) e a não-confiabilidade ($Q(t)$) podem ser obtidas pela observação de um grupo de N componentes idênticos, que em um instante inicial estão operacionais, mas que,

no entanto, após certo intervalo de tempo, apresentam uma quantidade N_f de componentes falhos e N_o de componentes operacionais. As equações (1) à (4) descrevem tal comportamento.

$$R(t) = \frac{N_o(t)}{N} \quad (1)$$

$$Q(t) = \frac{N_f(t)}{N} \quad (2)$$

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (3)$$

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N} \quad (4)$$

Derivando a confiabilidade expressa pela Equação (4), obtém-se:

$$\frac{dR(t)}{dt} = -\frac{1}{N} \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (5)$$

A derivada de N_f é a taxa com que os componentes falham para o instante de tempo t . Logo:

$$\frac{dN_f(t)}{dt} = -N \frac{dR(t)}{dt} \quad (6)$$

Definindo-se a taxa de falhas instantânea ($\lambda(t)$) como sendo a variação da quantidade de componentes que deixa de operar corretamente em relação ao grupo de componentes operacionais, obtém-se:

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_o(t)} \frac{dN_f(t)}{dt} \quad (7)$$

Agora, substituindo a derivada de N_f da Equação (7) pela expressão obtida em (6), resulta:

$$\lambda(t) = \frac{1}{N_o(t)} \cdot \left(-N \frac{dR(t)}{dt} \right) \Rightarrow \lambda(t) = -\frac{N}{N_o(t)} \frac{dR(t)}{dt} \quad (8)$$

Finalmente, utilizando a definição de confiabilidade da Equação (1):

$$\lambda(t) = -\frac{\frac{dR(t)}{dt}}{R(t)} \quad (9)$$

Adotando uma taxa de falhas constante ($\lambda_{(t)} = \lambda$) e resolvendo a equação diferencial (9), obtêm-se a equação de confiabilidade:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (10)$$

A seguir a Figura 3 ilustra a curva de confiabilidade para a Equação (10), para uma taxa de falhas constante $\lambda = 1$ falha/hora:

Figura 3. Formato da Curva de Confiabilidade para Taxa de Falhas Constante.

2.3.3. Tempo Médio para Falhar

O Tempo Médio para Falhar (*MTTF – Mean Time To Fail*) de um componente ou sistema é o intervalo de tempo médio que um componente ou sistema opera normalmente até apresentar um defeito. O *MTTF* pode ser expresso como mostra a Equação (11).

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t).dt \quad (11)$$

Utilizando a expressão de $R_{(t)}$ obtida na Equação (10), para uma taxa de falhas constante, o *MTTF* pode ser calculado como:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t)dt \Rightarrow MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt \quad (12)$$

Resolvendo a Equação (12), obtêm-se:

$$MTTF = \left[-\frac{1}{\lambda} e^{-\lambda t} \right]_0^{\infty} \Rightarrow MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (13)$$

Assim sendo, para um componente ou sistema que apresenta uma taxa de falhas constante, o $MTTF$ é calculado simplesmente como o inverso dessa taxa de falhas.

De volta à Equação (10), agora é possível expressar a confiabilidade em termos do $MTTF$, conforme mostra a Equação (14):

$$R(t) = e^{-\lambda t} \Rightarrow R(t) = e^{-\frac{t}{MTTF}} \quad (14)$$

É importante observar que, quando $t = MTTF$:

$$R_{(MTTF)} = e^{-\frac{MTTF}{MTTF}} \Rightarrow R_{(MTTF)} = e^{-1} \Rightarrow R_{(MTTF)} = 0,367879 \quad (15)$$

Assim, a partir de uma curva de confiabilidade de um componente ou sistema com taxa de falhas constante, é possível obter o valor de $MTTF$, conforme ilustra a Figura 4.

Figura 4. Obtenção do $MTTF$ a Partir de uma Taxa de Falhas Constante.

Nesse caso, como a taxa de falhas constante (λ) é de 1 falha/hora, então o Tempo Médio para Falhar é de 1 hora.

2.3.4. Taxa de Reparos

A taxa de reparos (μ) possui significado análogo ao da taxa de falhas, porém representa a quantidade média de reparos em um componente ou sistema possível de ser realizada por unidade de tempo. Assim, a expressão para a taxa de reparos pode ser observada na Equação (16).

$$\mu = \frac{\text{quantidade média de reparos}}{\text{tempo}} \quad (16)$$

2.3.5. Tempo Médio para Reparar

O Tempo Médio para Reparar (*MTTR – Mean Time To Repair*) é o período de tempo médio necessário para se efetuar o reparo em um componente ou sistema. De forma similar ao cálculo do *MTTF*, o Tempo Médio para Reparar pode ser obtido a partir de uma taxa de reparos constante, conforme mostra a Equação (17):

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (17)$$

2.3.6. Tempo Médio entre Falhas

O Tempo Médio entre Falhas (*MTBF – Mean Time Between Failures*) é o período médio de tempo que compreende uma falha em um componente ou sistema, seu reparo e a falha seguinte. Seu cálculo é realizado da seguinte forma:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (18)$$

A Figura 5 ilustra o Tempo Médio entre Falhas, relacionando-o com o Tempo Médio para Falhar e o Tempo Médio para Reparar.

Figura 5. Tempo Médio entre Falhas.

2.3.7. Disponibilidade

A Disponibilidade ($A(t)$) de um sistema é a probabilidade de se encontrar o sistema no estado operacional em um determinado instante de tempo. A Disponibilidade Assintótica (A), para um componente ou sistema com uma taxa de falhas constante, pode ser obtida através da Equação (19):

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (19)$$

Através desta equação nota-se que a Disponibilidade Assintótica representa a parcela do tempo em que o sistema está operacional.

2.4. Aplicações Críticas quanto à Segurança

Consideram-se aplicações críticas quanto à segurança aquelas que apresentam riscos relacionados à vida humana, ao meio ambiente, fatores econômicos ou a determinados bens materiais (SIEWIOEREK; SWARZ, 1974).

Toda aplicação crítica quanto à segurança deve adotar mecanismos especiais para garantir que seus estados inseguros não venham a ocorrer. Se porventura um estado inseguro for atingido, o sistema deve buscar a redução dos impactos conseqüentes e sua recuperação para determinados estados reconhecidamente seguros.

Entre os exemplos mais marcantes no meio das aplicações críticas quanto à segurança podem ser citados as usinas nucleares, os sistemas metro-ferroviários, os equipamentos médicos, a aviação, incluindo o sistema de tráfego aéreo e, especificamente, a área de energia elétrica. Em particular, neste último caso, a energia elétrica é o alicerce de funcionamento de muitos outros sistemas, eventualmente críticos e, uma falha no processo de abastecimento de energia elétrica poderia estender suas consequências até estes sistemas (LUDESCHER, 2006). Tanto a geração como a transmissão e distribuição de energia, neste contexto, são aplicações críticas. Além da inconveniência de falhas nestes sistemas, danos mais graves podem ser ocasionados em outras áreas de aplicação que dependem do fornecimento de energia elétrica. Falhas no fornecimento de energia elétrica são capazes até de ocasionar perda de vidas, prejudicando hospitais, sinalização de trânsito, etc. Suas consequências também podem ser observadas em danos materiais e econômicos.

Aplicações críticas quanto à segurança estão sujeitas à regras rígidas de regulamentação, já que ao mesmo tempo em que apresentam grandes benefícios à sociedade, também podem representar grandes problemas em caso de falhas. São essas regras que garantem que a preocupação com a segurança esteja presente desde o planejamento, desenvolvimento e até a implantação de um sistema, assim como em sua posterior manutenção. Como exemplo, pode-se citar a preocupação com a segurança da população que vive em volta de um aeroporto, mesmo que grande parte dessas pessoas nunca venha a entrar em uma aeronave.

O desenvolvimento de soluções tecnológicas que restringem e reduzem a possibilidade de falhas de sistemas, principalmente os críticos, não acompanha a velocidade do surgimento dos riscos relacionados a tais sistemas. Essa defasagem acaba por gerar um desafio e um grande campo de pesquisas.

A maioria das aplicações necessita de um sistema de supervisão e controle de forma a garantir que os requisitos especificados sejam cumpridos. O sistema de supervisão e controle deve ser

entendido como todo equipamento que garanta o funcionamento correto da aplicação crítica quanto à segurança, ou seja, o objeto supervisionado. Componentes de um sistema de supervisão e controle são constituídos por toda e qualquer ferramenta que auxilie em seu funcionamento, sejam circuitos elétricos, componentes mecânicos ou hidráulicos, sensores e atuadores, dentre outros.

2.5. Métodos de Avaliação da Confiabilidade e Disponibilidade de Sistemas

A seguir são apresentados alguns dos principais métodos para a avaliação da confiabilidade e disponibilidade em sistemas, incluindo os modelos série, paralelo, série/paralelo e, por último, o modelo de Markov. Maiores informações sobre estes modelos podem ser encontradas em (JOHNSON, 1989).

2.5.1. Modelo Série

Em um modelo série, cada elemento do sistema deve operar corretamente para que o sistema como um todo também opere corretamente. Um sistema série não apresenta redundância, logo, se um componente falhar, o sistema deixa de operar corretamente. A Figura 6 exibe o diagrama de um modelo série.

Figura 6. Modelo de Confiabilidade de um Sistema Série.

A confiabilidade do sistema série ($R_{série}(t)$) é dada pela Equação (20):

$$R_{série}(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (20)$$

2.5.2. Modelo Paralelo

Em um modelo paralelo, apenas um elemento do sistema precisa operar corretamente para o sistema como um todo operar corretamente. Portanto, este sistema apresenta redundância. A Figura 7 ilustra o modelo paralelo.

Figura 7. Modelo de Confiabilidade de um Sistema Paralelo.

A confiabilidade de um sistema paralelo ($R_{paralelo}(t)$) é obtida através do cálculo da não-confiabilidade do sistema, conforme mostra a Equação (21).

$$Q_{paralelo}(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (21)$$

Agora, substituindo a não-confiabilidade pela confiabilidade através da Equação (3):

$$R_{paralelo}(t) = 1 - Q_{paralelo}(t) \quad (22)$$

$$Q_i(t) = 1 - R_i(t) \quad (23)$$

Então, obtêm-se a fórmula de cálculo da confiabilidade do sistema paralelo:

$$R_{paralelo} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) \quad (24)$$

2.5.3. Modelo Série e Paralelo

Um modelo Série e Paralelo é uma combinação de módulos série e paralelo, conforme exhibe a Figura 8.

Figura 8. Modelo Típico de Confiabilidade de um Sistema Série/Paralelo.

Para o cálculo da confiabilidade de um sistema série/paralelo, deve-se primeiro reduzir os módulos paralelos a um módulo único, através da Equação (24). Em seguida, aplica-se a Equação (20) de forma a reduzir o sistema série e obter, assim, a confiabilidade resultante do sistema.

2.5.4. Modelo de Markov

Dentre os métodos de avaliação dos níveis de confiabilidade e disponibilidade de um sistema, a análise Markoviana é uma das mais poderosas técnicas de modelagem conhecidas. Este método de análise permite a modelagem de processos estocásticos, sendo portanto de

fundamental importância no cálculo da confiabilidade e disponibilidade de sistemas, uma vez que os parâmetros de entrada para tal cálculo são variáveis aleatórias. Um processo estocástico pode ser definido como uma família de variáveis aleatórias que descrevem o comportamento de um processo ao longo do tempo.

Na análise da confiabilidade e disponibilidade, um sistema baseado em processos estocásticos é representado usando-se um diagrama de transições entre estados discretos. Cada estado representa uma condição específica em que o sistema pode se encontrar em um determinado momento. Para a análise Markoviana da confiabilidade e disponibilidade, os estados do modelo devem representar as situações de funcionamento do sistema, desde sua operação correta até as situações em que o sistema deixa de operar conforme o planejado. A sequência de falhas e reparos que podem ocorrer dão origem às possíveis transições do sistema.

Para a análise da confiabilidade, o modelo de Markov é capaz de fornecer:

- Probabilidade do sistema se encontrar em cada um de seus estados em um determinado instante de tempo.
- Tempo médio que o sistema passa em um determinado estado.
- Número esperado de transições entre estados.

Já para a análise da disponibilidade, o modelo de Markov também permite o cálculo da disponibilidade assintótica do sistema. O modelo Markoviano para a análise de confiabilidade e disponibilidade oferece grande vantagem em relação aos modelos mais simples, que não permitem descrever as características dinâmicas do sistema, como ocorre em sistemas com tipos específicos de redundâncias.

A seguir, a Figura 9 ilustra o diagrama de um sistema TMR (*Triple Modular Redundancy*), que servirá de exemplo para a construção de um modelo de Markov.

Figura 9. Sistema TMR.

Um sistema TMR (2 of 3) é um caso particular dos sistemas “ M -of- N ”, que para funcionarem de maneira correta, necessitam de “ M ” módulos operando corretamente, de um total de “ N ” módulos idênticos. Nos sistemas “ M -of- N ”, a entrada é aplicada a todos os módulos existentes e cada módulo opera de forma independente sobre a entrada de forma a produzir uma saída. Posteriormente, as saídas de todos os módulos são comparadas entre si por um votador, que atribui como saída do sistema aquela que possuir maior quantidade de votos.

No caso específico de um sistema TMR é necessário que apenas dois dos três módulos existentes estejam operando corretamente (possuam saídas coincidentes) para que o sistema opere corretamente.

A Figura 10 apresenta o modelo de Markov para o cálculo de confiabilidade do sistema TMR da Figura 9. Este modelo considera que a taxa de falhas do votador seja desprezível em relação à taxa de falhas dos módulos, ou seja, o votador pode ser considerado “*fail-safe*”. É considerado também que os módulos possuem uma taxa de falhas constante e igual a λ .

Figura 10. Cadeia de Markov para o Sistema TMR.

Neste modelo, cada estado está representado pela condição de funcionamento dos módulos: enquanto o estado “111” indica o funcionamento dos três módulos, o estado “011” indica a falha do primeiro módulo e o funcionamento dos demais módulos, e assim por diante (JOHNSON, 1989).

Os estados deste modelo estão agrupados em três categorias:

- Estado perfeito de funcionamento/Nenhuma falha: estado “111”;
- Estado de funcionamento/Falha em 1 módulo: estados “011”, “110” e “101”; e
- Estado falho/Falha em 2 módulos: estados “001”, “010” e “100”.

As setas deste diagrama indicam as possíveis transições entre os estados e suas respectivas probabilidades de ocorrência. Considerando que os módulos possuem uma taxa de falhas constante, a probabilidade de um módulo falhar no instante de tempo $t + \Delta t$ é:

$$Q_{\text{módulo}}(t + \Delta t) = 1 - R_{\text{módulo}}(t + \Delta t) = 1 - e^{-\lambda \Delta t} \quad (25)$$

Escrevendo o termo exponencial como uma série infinita:

$$e^{-\lambda\Delta t} = 1 + \frac{(-\lambda\Delta t)}{1!} + \frac{(-\lambda\Delta t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda\Delta t)^3}{3!} \dots \quad (26)$$

Obtém-se:

$$Q_{\text{módulo}}(t + \Delta t) = 1 - e^{-\lambda\Delta t} = 1 - \left[1 + \frac{-\lambda \cdot \Delta t}{1!} + \frac{(-\lambda \cdot \Delta t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda \cdot \Delta t)^3}{3!} \dots \right] \quad (27)$$

Finalmente, para um valor de $\lambda \cdot \Delta t$ muito pequeno, é possível adotar a seguinte aproximação:

$$Q_{\text{módulo}}(t + \Delta t) = (\lambda \cdot \Delta t) - \frac{(-\lambda \cdot \Delta t)^2}{2!} - \frac{(-\lambda \cdot \Delta t)^3}{3!} - \dots \cong \lambda \cdot \Delta t \quad (28)$$

$$Q_{\text{módulo}} \cong \lambda \cdot \Delta t \quad (29)$$

Admite-se que o estado inicial do sistema seja o estado perfeito de funcionamento, ou seja, o estado “111”. Assim, se o sistema sabidamente encontra-se no estado “111” no instante de tempo t , é possível escrever o seguinte conjunto de equações (vetor de probabilidades):

$$\begin{aligned} p_{111}(t) &= 1 \\ p_{011}(t) &= 0 \\ \vdots & \\ p_{100}(t) &= 0 \end{aligned} \quad (30)$$

A partir da taxa de falhas dos módulos, para um intervalo de tempo Δt posterior, é possível dizer que:

$$\begin{aligned} p_{111}(t + \Delta t) &= (1 - 3 \cdot \lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{111}(t) \\ p_{011}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{111}(t) + (1 - 2 \cdot \lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{011}(t) \\ p_{110}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{111}(t) + (1 - 2 \cdot \lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{110}(t) \\ p_{101}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{111}(t) + (1 - 2 \cdot \lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{101}(t) \\ p_{001}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{011}(t) + (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{101}(t) + (1) \cdot p_{001}(t) \\ p_{010}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{011}(t) + (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{110}(t) + (1) \cdot p_{010}(t) \\ p_{100}(t + \Delta t) &= (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{110}(t) + (\lambda \cdot \Delta t) \cdot p_{101}(t) + (1) \cdot p_{100}(t) \end{aligned} \quad (31)$$

Substituindo-se o conjunto de equações apresentado em (30) nas equações obtidas em (31), tem-se:

$$\begin{aligned}
 p_{111}(t + \Delta t) &= (1 - 3\lambda\Delta t).1 \\
 p_{011}(t + \Delta t) &= (\lambda\Delta t).1 \\
 p_{110}(t + \Delta t) &= (\lambda\Delta t).1 \\
 p_{101}(t + \Delta t) &= (\lambda\Delta t).1 \\
 p_{001}(t + \Delta t) &= 0 \\
 p_{010}(t + \Delta t) &= 0 \\
 p_{100}(t + \Delta t) &= 0
 \end{aligned} \tag{32}$$

Assim, resulta um novo conjunto de equações (vetor de probabilidades), agora para o instante $t + \Delta t$. Desta forma, é possível obter o vetor de probabilidades para um instante de tempo $t + n\Delta t$, realizando n vezes o cálculo apresentado na Equação (31), utilizando o vetor de probabilidades obtido a cada iteração como entrada para o próximo cálculo.

De forma a melhorar a aparência das equações utilizadas no modelo de Markov, é utilizada a notação matricial para escrevê-las, como pode ser observado nas equações (33), (34), (35) e (36).

A Equação (33) apresenta a Equação (31) na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} p_{111}(t + \Delta t) \\ p_{011}(t + \Delta t) \\ p_{110}(t + \Delta t) \\ p_{101}(t + \Delta t) \\ p_{001}(t + \Delta t) \\ p_{010}(t + \Delta t) \\ p_{100}(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (1 - 3\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & 0 & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (\lambda\Delta t) & 0 & (\lambda\Delta t) & 1 & 0 & 0 \\ 0 & (\lambda\Delta t) & (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & (\lambda\Delta t) & (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_{111}(t) \\ p_{011}(t) \\ p_{110}(t) \\ p_{101}(t) \\ p_{001}(t) \\ p_{010}(t) \\ p_{100}(t) \end{bmatrix} \tag{33}$$

Na Equação (34) observa-se a matriz de transição de estados (M) correspondente:

$$M = \begin{bmatrix} (1 - 3\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & 0 & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & (1 - 2\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (\lambda\Delta t) & 0 & (\lambda\Delta t) & 1 & 0 & 0 \\ 0 & (\lambda\Delta t) & (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & (\lambda\Delta t) & (\lambda\Delta t) & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{34}$$

E, finalmente, a equação geral de transição de estados pode ser escrita da seguinte forma:

$$P(t + n.\Delta t) = M^n \cdot P(t), \quad (35)$$

onde:

$$P(t) = \begin{bmatrix} p_{111}(t) \\ p_{011}(t) \\ p_{110}(t) \\ p_{101}(t) \\ p_{001}(t) \\ p_{010}(t) \\ p_{100}(t) \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad P(t + \Delta t) = \begin{bmatrix} p_{111}(t + \Delta t) \\ p_{011}(t + \Delta t) \\ p_{110}(t + \Delta t) \\ p_{101}(t + \Delta t) \\ p_{001}(t + \Delta t) \\ p_{010}(t + \Delta t) \\ p_{100}(t + \Delta t) \end{bmatrix} \quad (36)$$

2.6. Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os principais conceitos relativos à confiabilidade e disponibilidade de sistemas elétricos e eletrônicos, bem como o equacionamento formal destes conceitos. Este capítulo ainda abordou a importância de manter índices elevados de confiabilidade e disponibilidade em aplicações críticas quanto à segurança e as consequências que as falhas podem trazer a estas aplicações. Por fim, também foram discutidos os principais métodos de avaliação da confiabilidade e disponibilidade em sistemas, tais como os modelos série, paralelo, série/paralelo e, especialmente, o modelo de Markov, que será utilizado no capítulo 6 para a avaliação da confiabilidade e disponibilidade de um sistema de distribuição de energia elétrica.

3. SISTEMAS DE POTÊNCIA

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos relativos aos três níveis hierárquicos dos sistemas de potência, ou seja, os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia, bem como as principais falhas destes sistemas e suas consequências. Também são apresentados os principais índices de confiabilidade e disponibilidade aplicados em tais sistemas.

3.1. Introdução aos Níveis Hierárquicos

A luz elétrica é algo natural para todos – basta acionar o interruptor e uma lâmpada acende. É algo que qualquer criança aprende como a maneira natural das coisas funcionarem. Entretanto, este ato corriqueiro seria visto como mágica nos tempos que antecederam o trabalho de Thomas Edison. Na verdade, hoje são necessários complexos sistemas, organizações e uma imensa infra-estrutura para que este ato corriqueiro se realize de forma tão transparente para nós.

Os estudos de confiabilidade e disponibilidade em sistemas de potência são divididos em três níveis hierárquicos, ilustrados na Figura 11, cada nível com um grau de dificuldade maior que o anterior. Estes níveis hierárquicos (HL) são: HL I (Hierarchical Level I), em que são considerados somente componentes de geração de energia; HL II, que já inclui tanto os componentes geradores de energia como os componentes de transmissão de energia; e HL III, que possui tanto componentes de geração, transmissão, como também os de distribuição de energia (BILLINTON; ALLAN, 1988).

Figura 11. Níveis Hierárquicos de Análise em Sistemas de Potência (BILLINTON; ALLAN, 1988).

HL I – Nível hierárquico de geração de energia

Os estudos com o HL I se preocupam apenas com a capacidade de geração de um sistema de energia. A sua maior preocupação é estimar a capacidade de geração de energia suficiente para satisfazer a demanda. Aqui ainda são estudados os aspectos referentes à confiabilidade, disponibilidade e manutenção das estações geradoras. Neste nível não são considerados os sistemas de transmissão e distribuição de energia.

HL II – Nível hierárquico de transmissão de energia

Utilizando o HL II, o modelo de geração de energia é estendido para considerar a transmissão da energia. No nível de análise da transmissão de energia é possível estudar várias medidas e configurações e seus impactos em relação à geração e transmissão da energia. No exemplo ilustrado na Figura 12 é possível analisar o impacto da adição da linha de transmissão “4” no sistema de transmissão apresentado, observando seu resultado nos índices de qualidade de serviço.

Figura 12. Ilustração do HL II (BILLINTON; ALLAN, 1988).

HL III – Nível hierárquico de distribuição de energia

O HL III é o modelo mais completo de análise e torna-se bastante complexo na maioria dos sistemas reais, pois este nível envolve todos os três componentes funcionais apresentados, iniciando-se com as estações geradoras de energia e terminando em todos os pontos individuais de consumo.

Devido a todas estas dificuldades, normalmente o nível de análise da distribuição de energia é realizado separadamente. Geralmente se utiliza os resultados do modelo HL II como parâmetros de entrada para o nível de distribuição de energia.

3.2. Geração de Energia Elétrica

Geração de energia elétrica é o ato de produzir energia e é realizada, normalmente, em grandes usinas que realizam a conversão de uma outra forma de energia para a modalidade elétrica. No mundo existem diversas formas de geração, sendo que a maioria utiliza turbinas para gerar eletricidade. As turbinas podem ser movidas pelo vapor de água, gerado por combustão de combustível (usinas termoelétricas), pela fissão de elementos radioativos (usinas nucleares), pela força da gravidade sobre a água (usinas hidroelétricas), pelo vento (usinas eólicas), etc. Outras formas de geração também podem ser utilizadas, como a utilização de células fotovoltaicas para obter eletricidade a partir da energia solar.

No contexto brasileiro, cerca de 90% da capacidade de geração de energia elétrica instalada e 99% da energia elétrica consumida provêm de duas matérias primas gratuitas: a água das chuvas e a força da gravidade. O Brasil é um país tropical de ampla extensão, com rios e bacias hidrográficas espalhadas ao longo do seu território e localizadas em regiões que possuem distintos regimes de chuvas. Por se tratarem de rios de planalto, de modo geral sua declividade é suave. Quando barrados, formam grandes lagos (BENJAMIN, 2004).

Trata-se de uma enorme fonte de energia potencial. Se barragens forem construídas em seqüência, ao longo do curso de um rio, a mesma água é usada inúmeras vezes para produzir energia elétrica antes de se perder no oceano.

O custo operacional das usinas hidroelétricas é baixíssimo. Sua vida útil é indefinida e a obra de construção civil é duradoura. Os equipamentos devem ser substituídos a cada período de aproximadamente setenta anos de uso e seu “combustível” é gratuito. Todavia, uma vez que a quantidade de chuvas está sujeita às oscilações imprevistas, o sistema brasileiro possui reservas com capacidade de acumular água suficiente para cinco anos de operação. Dessa forma, nenhum outro país do mundo tem tanta energia estocada (BENJAMIN, 2004).

3.3. Transmissão de Energia Elétrica

Os sistemas de transmissão de energia elétrica, de fundamental importância em um país com dimensões continentais, têm como objetivo o deslocamento de grandes quantidades de energia elétrica entre diferentes regiões geográficas. A transmissão se distingue da distribuição por envolver linhas de transmissões mais extensas, pela quantidade de energia muito maior e por operar com voltagens mais altas (COSTA, 1999).

Nesta subárea, muitas vezes em conjunto com a geração, se situa grande parte das atividades dos sistemas de potência, envolvendo a operação elétrica, os fluxos de carga, os estudos das

linhas de transmissão, a proteção das mesmas, além de aspectos referentes à estabilidade dos sistemas.

Desde sua implantação, nas décadas de 1950, 1960 e 1970, o sistema brasileiro tornou-se referência mundial. Todo o sistema foi praticamente interligado por mais de 4 mil quilômetros de linhas de transmissão, de forma a se beneficiar do fato de que o período das chuvas varia de região para região. A idéia de operar cada usina isoladamente não tem sentido no sistema elétrico do Brasil. Abrangendo quase todo o território nacional, as linhas de transmissão interligam o sistema de produção de energia, não sendo simplesmente acopladas a ele para fazer a eletricidade escoar até o consumidor (BENJAMIN, 2004).

Devido à sua complexidade, a rede de transmissão de energia brasileira necessita de uma operação coordenada do sistema. Essa operação tem início dentro de cada bacia hidrográfica, pois a decisão de produzir ou economizar energia (verter ou represar água), tomada por uma usina situada à montante¹, define as condições de operação das usinas situadas à jusante² (BENJAMIN, 2004).

Tal necessidade de coordenação envolve também bacias diferentes. Se chove pouco em uma determinada bacia e muito em outra, a usina com deficiência pluvial é orientada a colocar pouca energia na rede, enquanto a usina em situação de normalidade ou excesso pluvial promove uma compensação, colocando certa quantidade de energia a mais na rede. A atividade de coordenação se estende não somente à operação, mas também às atividades de planejamento de investimento, pois a viabilidade de uma nova usina também depende de sua capacidade de integração com toda a rede (BENJAMIN, 2004).

A operação eficiente do sistema de transmissão requer uma visão simultânea das necessidades do sistema no instante atual e das necessidades em longo prazo. Assim sendo, a operação das

¹ O termo montante expressa o sentido em um curso de água da foz para a nascente.

² O termo jusante expressa o sentido em um curso de água da nascente para foz.

linhas de transmissão de energia no Brasil é uma operação árdua que, no entanto, permite a utilização eficiente das usinas e seus recursos.

3.4. Distribuição de Energia Elétrica

Um sistema de distribuição de energia elétrica visa fornecer aos seus consumidores, tanto pequenos como grandes, energia elétrica com um nível aceitável de disponibilidade. Para realizar esta função com qualidade, um sistema de distribuição de energia elétrica também necessita de várias travas contra irregularidades no fornecimento de energia, tais como violações nos níveis de voltagem aceitáveis e variações de frequência.

É importante ressaltar que quase metade da energia elétrica produzida no Brasil é consumida na indústria. Aproximadamente 25% do consumo é referente a residências, 13% ao comércio, 9% a serviços públicos e somente 4% é destinado ao meio rural (FURNAS, 2005).

As técnicas utilizadas inicialmente para análise dos sistemas de distribuição de energia eram técnicas determinísticas, que ainda são utilizadas até os dias atuais. Desde 1930 já era conhecido que técnicas probabilísticas eram necessárias para esse fim, porém foram muito pouco exploradas devido a limitações de recursos computacionais, falta de dados, desconhecimento de técnicas realísticas, ou mesmo por desconhecimento e aversão por técnicas probabilísticas. Nenhum destes fatores se manteve verdadeiro nos dias de hoje, tornando a análise probabilística muito mais eficiente. As técnicas probabilísticas atuais podem reconhecer não somente o grau de severidade de um estado do sistema, mas a probabilidade desse estado ocorrer (BILLINTON; ALLAN, 1988).

3.5. Falhas em Sistemas de Potência e suas Conseqüências

As falhas em sistemas de potência podem ter efeitos catastróficos e, muitas vezes, uma falha é capaz de causar o desligamento de grande parte do sistema. A falta de energia elétrica para

uma sociedade que se tornou extremamente dependente dela pode trazer grandes transtornos. Desde as tarefas mais corriqueiras que necessitam de energia elétrica para serem realizadas, até a sinalização de trânsito e outras aplicações críticas quanto à segurança que dependem de energia elétrica (hospitais e seus sistemas de suporte a vida) são prejudicadas pela falta de energia.

Um dos melhores exemplos disto aconteceu em 14 de agosto de 2003, nos EUA e Canadá, quando ocorreu um *black-out* de proporções gigantescas. Alcançando desde os estados de Detroit, avançando por Ontário (Canadá), Ohio (EUA) e se estendendo até Nova York (EUA), este *black-out*, em questões de minutos, deixou sem energia elétrica 50 milhões de norte-americanos e revelou como um sistema de energia pode ser vulnerável. Neste episódio, mais de 6 milhões de habitantes ficaram sem energia por um período de até 2 dias, interrompendo completamente suas atividades habituais. A origem deste problema se deve a uma sucessão de eventos aliados a um sistema de operação mal planejado; desde usinas e linhas de transmissão foram se desconectando do sistema, sucessivamente, até que todo o sistema se tornou instável, levando ao seu desligamento (LARK; NELSON; CHAPPELLE, 2003).

3.6. Índices de Confiabilidade e Disponibilidade

O RTS (*Reliability Test System*) foi desenvolvido pelo IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) com o intuito de formar um padrão consistente e amplamente aceito para a análise da confiabilidade e disponibilidade em sistemas de potência.

Para o consumidor final, os índices básicos para expressar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia são: taxa de falha, duração média da interrupção e indisponibilidade anual do sistema. De acordo com (BILLINTON; ALLAN, 1988), devido ao fato destes índices por si só não conseguirem expressar a confiabilidade geral de todo o sistema, são necessários os seguintes índices adicionais:

- SAIFI: Índice de Frequência Média das Interrupções do Sistema (*System Average Interruption Frequency Index*)
- CAIFI: Índice de Frequência Média das Interrupções do Consumidor (*Consumer Average Interruption Frequency Index*)
- SAIDI: Índice de Duração Média das Interrupções do Sistema (*System Average Interruption Duration Index*)
- CAIDI: Índice de Duração Média das Interrupções do Consumidor (*Consumer Average Interruption Duration Index*)
- ASAI: Índice de Disponibilidade Média de Serviço (*Average Service Availability Index*)
- ASUI: Índice de Indisponibilidade Média de Serviço (*Average Service Unavailability Index*)
- ENS: Energia Não Fornecida (*Energy Not Supplied*)
- AENS: Média de Energia Não Fornecida (*Average Energy Not Supplied*)

A seguir são definidas as formas de cálculo desses índices.

SAIFI - Índice de Frequência Média das Interrupções do Sistema

Este índice é definido como a frequência de interrupções de fornecimento de energia para os consumidores por unidade de tempo. Este índice expressa o número médio de interrupções para cada usuário do sistema por unidade de tempo, normalmente expressa em anos.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{quantidade de interrupções para os consumidores por ano}}{\text{total de consumidores}} \quad (37)$$

CAIFI - Índice de Frequência Média das Interrupções do Consumidor

Este índice é definido como o número médio de interrupções sofridas por consumidor afetado por unidade de tempo. Neste índice o número total de interrupções é distribuído somente entre

os usuários afetados e não sobre o número total de usuários do sistema. Obtém-se, assim, o número médio de interrupções para cada consumidor afetado durante a unidade de tempo.

$$CAIFI = \frac{\text{quantidade de interrupções para os consumidores por ano}}{\text{total de consumidores afetados}} \quad (38)$$

SAIDI - Índice de Duração Média das Interrupções do Sistema

Este índice é definido como a duração média da interrupção para consumidores do sistema no período de tempo. É calculado como o acúmulo de interrupções (consumidor x tempo) pelo número total de consumidores do sistema. O tempo de interrupção é dividido entre todos os usuários do sistema, indicando quanto tempo cada consumidor ficou, em média, sem fornecimento de energia elétrica em um período de tempo.

$$SAIDI = \frac{\text{acúmulo de interrupções (consumidor x minuto)}}{\text{total de consumidores}} \quad (39)$$

CAIDI - Índice de Duração Média das Interrupções do Consumidor

Este índice é definido como a duração média da interrupção para consumidores desligados no período de tempo. É calculado como o acúmulo de interrupções (consumidor x tempo) pelo número total de consumidores desligados. O tempo de interrupção é dividido apenas entre os usuários afetados, indicando quanto tempo cada consumidor afetado ficou, em média, sem fornecimento de energia elétrica em um período de tempo.

$$CAIDI = \frac{\text{acúmulo de interrupções (consumidor x minuto)}}{\text{total de consumidores afetados}} \quad (40)$$

ASAI - Índice de Disponibilidade Média de Serviço

Este índice representa a disponibilidade do serviço no período de um ano.

$$ASAI = \frac{(\text{consumidores x horas disponíveis}) - (\text{consumidores x horas indisponíveis})}{\text{consumidores x horas}} \quad (41)$$

ASUI - Índice de Indisponibilidade Média de Serviço

Este índice representa a indisponibilidade do serviço no período de um ano, sendo o complemento do índice ASAI.

$$ASUI = 1 - ASAI \quad (42)$$

ENS - Energia Não Fornecida

Este índice representa a energia não fornecida em consequência de interrupção no fornecimento.

$$ENS = (\text{potência prevista para a área afetada}) \times (\text{tempo de reparo}) \quad (43)$$

AENS - Média de Energia Não Fornecida

Este índice representa a energia média não fornecida em consequência de interrupção no fornecimento.

$$AENS = \frac{ENS}{\text{total de consumidores}} \quad (44)$$

Os índices RTS se tornaram um padrão para expressar a confiabilidade e disponibilidade geral dos sistemas de potência, sendo que alguns deles estão até mesmo presentes nas contas de luz dos consumidores brasileiros.

3.7. Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram abordados os aspectos gerais dos sistemas de potência, tais como as etapas que a energia elétrica percorre desde sua geração até ser entregue aos consumidores finais e os níveis hierárquicos de análise da confiabilidade e disponibilidade para estes sistemas. Também se discutiu as falhas em sistemas de potência, explicando como exemplo o *black-out* de 14 de agosto de 2003 nos EUA e as proporções que este alcançou. Por fim,

foram apresentados os índices RTS para expressar a confiabilidade e disponibilidade geral de um sistema de distribuição de energia elétrica.

4. LÓGICA NEBULOSA

Neste capítulo são apresentados os principais conceitos da lógica nebulosa ou, como talvez seja mais conhecida, lógica *fuzzy*. Ainda, neste capítulo serão discutidas as principais aplicações da lógica nebulosa e são citados alguns exemplos da lógica nebulosa aplicados a sistemas de potência.

4.1. Histórico

Dentre todos os paradigmas que a ciência moderna despertou, está o conceito de incerteza, que merece bastante consideração e estudo, visto que ela parece estar presente até nos mais simples dos problemas.

Na engenharia, a incerteza nas informações é algo indesejável e que, de alguma forma, muitos tentam evitar. De acordo com essa visão tradicional, a ciência deveria eliminar a incerteza buscando a excelência em todos os atributos necessários: precisão, especificação, clareza, consistência, etc. Entretanto, uma nova visão propõe que a incerteza não pode ser evitada pela ciência e que, em algumas situações, estas podem ser de grande utilidade (KLIR; YUAN, 1995).

Foi no final do século XIV que o conceito de incerteza adquiriu maior atenção. Nesta época, os físicos estudavam os processos a nível molecular e, embora as leis de Newton fossem aplicáveis no estudo destes processos, seu emprego era proibitivo devido à enorme quantidade de entidades envolvidas. Assim, surgiu a necessidade de uma abordagem diferente para este estudo e, como solução para esta classe de problemas, foi criado um método estatístico de análise. No método estatístico, as manifestações individuais de entidades microscópicas são substituídas por sua média estatística que, por sua vez, são conectadas com as variáveis macroscópicas apropriadas (KLIR; YUAN, 1995).

4.2. Teoria Nebulosa

A teoria nebulosa nasceu na década de 60, quando Lotfi Zadeh utilizou o conceito de níveis de pertinência para associar objetos a grupos nomeados através de linguagem natural (MCNEILL; THRO, 1994).

A lógica nebulosa envolve possibilidades e rompe com o conceito da lógica determinística de atribuir certeza (sim/não) às expressões. O que ocorre na lógica nebulosa é a quantificação da pertinência de um objeto a um grupo. Por exemplo: em certo contexto é possível considerar que 6 seja um número grande, entretanto, neste mesmo contexto, pode não ser razoável considerar que 1 ou 2 sejam números grandes; ainda, neste caso, os números 3, 4 e 5 poderiam pertencer ao grupo de possíveis números grandes, porém cada um com certo grau de pertinência a este grupo (MCNEILL; THRO, 1994).

Na lógica nebulosa, as variáveis assumem valores lingüísticos (muito, pouco, médio, etc.) e tornam-se, conseqüentemente, variáveis lingüísticas. Por exemplo, uma variável lingüística temperatura pode assumir os valores lingüísticos: muito alta, alta, média, baixa, muito baixa. Através do conhecimento especialista, os valores reais de temperatura (0°C, 10°C, 100°C) são quantificados em relação à pertinência de fazerem parte destes grupos lingüísticos. Enquanto é pouco pertinente que a temperatura 0°C faça parte do grupo “muito alta”, a temperatura 100°C possui bastante pertinência a esse mesmo grupo. Isto dá origem ao conceito da função de pertinência, que visa atribuir um valor entre 0 e 1 para quantificar a pertinência de um objeto a uma variável lingüística (grupo). No exemplo da temperatura, é possível dizer que 0°C tenha pertinência 0 em relação ao grupo das temperaturas “muito altas”, porém 10°C poderia possuir pertinência 0,1 a esse mesmo grupo.

Assim sendo, as funções de pertinência são utilizadas para transferir as variáveis de um domínio numérico para um domínio lingüístico. Uma vez que todas as variáveis estejam no

domínio lingüístico, é possível realizar operações lingüísticas entre elas. A título de ilustração, seja o exemplo de um ar-condicionado refrigerando uma sala: se a temperatura da sala é “média” e a temperatura desejada é “muito baixa”, então a refrigeração a ser aplicada deve ser “máxima”. Tem-se, então, uma variável de saída (refrigeração) que indica como o ar-condicionado irá atuar sobre o ambiente para regular a temperatura da sala. Essa variável de saída, agora no domínio lingüístico, pode ser transformada para o domínio numérico, utilizando também uma função de pertinência adequada. Desta forma, essa variável, agora no domínio numérico, pode atuar diretamente no motor do ar-condicionado, informando a potência que deve ser utilizada para se atingir a temperatura desejada.

A Figura 13 apresenta o diagrama de um sistema nebuloso de apoio a decisão. Nele é possível observar as três etapas do processamento computacional de um modelo nebuloso: inicialmente as variáveis de entrada, no domínio numérico, passam por uma transformação lingüística, conduzida pelas funções de pertinência; em seguida, a máquina de inferência utiliza a base de dados para determinar as saídas do processo, que novamente passam por uma transformação lingüística e retornam para o domínio numérico.

Figura 13. Sistema Nebuloso de Apoio a Decisão.

É fundamental observar a importância do conhecimento especialista para se construir as funções de pertinência e o conjunto de regras que irão fazer parte da base de dados do sistema especialista. É através deste conhecimento especialista, habitualmente obtido através de um perito no assunto ou através de intensas observações, que a função de transformação lingüística será estabelecida.

Existem diversas estratégias para realizar a transformação lingüística das variáveis, sendo as mais utilizadas apresentadas a seguir:

- *Conversão Singleton*: neste tipo de conversão um valor numérico é precisamente convertido para um conjunto nebuloso, ou seja, este valor possui o grau máximo (um) de pertinência em relação a esse conjunto (PEDRYCZ; GOMIDE, 1998). A Figura 14 ilustra um caso de conversão *singleton* para um determinado conjunto nebuloso: neste caso o número a tem grau de pertinência $\mu(a)$ igual a um.

Figura 14. Conversão Singleton.

- *Conversão Probabilística*: neste tipo de conversão um valor numérico possui apenas a probabilidade de pertencer a um conjunto nebuloso, conseqüentemente isto introduz a probabilidade deste valor pertencer a outro conjunto nebuloso. A Figura 15 ilustra

uma conversão probabilística para um determinado conjunto nebuloso: os números possuem diferentes graus de pertinência $\mu(x)$ em relação a este conjunto.

Figura 15. Conversão Probabilística.

- **Conversão Híbrida:** neste tipo de conversão empregam-se os dois tipos de conversão citados acima.

A base de dados de um sistema nebuloso contém o conhecimento de como as entradas e saídas deste sistema se relacionam. Esta base de dados é estruturada por termos lingüísticos, expressos por um conjunto de regras do tipo “*if-then*”: Se (antecedente), Então (consequente). Por fim, também existem diversas estratégias para a conversão das variáveis lingüísticas de saída para os seus respectivos valores numéricos, sendo que o método mais utilizado é o método do centróide. Neste método o valor numérico de saída é obtido a partir da determinação do centro de gravidade da função de pertinência equivalente ao valor lingüístico de saída (RODARTE; SANTOS, 2005).

4.3. Lógica Clássica e Lógica Nebulosa

A diferença de um método estatístico, capaz de conviver com a incerteza, em relação a um método analítico, é simples: enquanto um método analítico é aplicável a um problema com

um número definido e pequeno de variáveis, um método estatístico requer um grande número de variáveis com um índice alto de aleatoriedade (KLIR; YUAN, 1995).

A lógica clássica requer o modelamento analítico preciso do sistema, enquanto a lógica nebulosa permite o modelamento das incertezas através da utilização de termos lingüísticos, obtidos através do conhecimento especialista do sistema, tornando-o mais simples, mais fácil de ser compreendido por humanos e admitindo que mais variáveis sejam observadas.

4.4. Aplicações da Lógica Nebulosa

A lógica nebulosa pode ser utilizada para realizar estimativas, tomada de decisões e controle de sistemas ou processos industriais (MCNEILL; THRO, 1994).

Um exemplo da utilização da lógica nebulosa é o sistema de transporte subterrâneo, o metrô da cidade de Sendai, Japão. Desde 1987, um controlador nebuloso mantém os trens deste sistema em movimento, acelerando e freando as composições de forma sutil, parando-as precisamente nas estações, sem desperdiçar tempo e sem causar desconforto aos passageiros.

Outros exemplos vão desde o controle de temperatura em um ar-condicionado, ajuste automático de contraste, brilho, nitidez e cor em televisões, à transmissão automática e controle de freios ABS de veículos (MCNEILL; THRO, 1994).

A seguir será apresentado um exemplo da lógica nebulosa aplicada a um sistema controle de temperatura de um ar-condicionado. Deseja-se que este sistema de controle mantenha uma determinada temperatura em um ambiente através do comando da potência utilizada pelo condicionador de ar. A Figura 16 apresenta uma ilustração do problema a ser resolvido com a utilização da lógica nebulosa.

Figura 16. Controlador Nebuloso de um Ar-Condicionado.

Fornecido este problema, é necessário estabelecer duas variáveis lingüísticas para o controlador nebuloso que irá regular a temperatura do ambiente:

- Variável lingüística de entrada **Temperatura (T)**: é a temperatura em que o ambiente se encontra, medida por um termômetro acoplado ao ar-condicionado. Domínio lingüístico: quente, normal, frio.
- Variável lingüística de saída **Potência (P)**: é a potência que o condicionador de ar deve utilizar de forma a manter a temperatura desejada. Domínio lingüístico: esfriar, manter, esquentar.

Definidas estas variáveis, pode-se elaborar o seguinte conjunto de regras nebulosas para o controle da temperatura:

1. **Se** (T = quente) **Então** (P = esfriar);
2. **Se** (T = normal) **Então** (P = manter);
3. **Se** (T= frio) **Então** (P = esquentar).

Para que as regras sejam atendidas adequadamente, é necessário definir as funções de pertinência para as variáveis lingüísticas utilizadas. A Figura 17 apresenta uma possível função de pertinência para a variável lingüística de entrada (Temperatura).

Figura 17. Função de Pertinência para a Variável Lingüística Temperatura.

A Figura 18 apresenta uma função de pertinência para a variável lingüística de saída (Potência).

Figura 18. Função de Pertinência para a Variável Lingüística Potência.

Uma vez definidas as variáveis lingüísticas de entrada e saída, suas funções de pertinência e o conjunto de regras nebulosas, é possível simular o funcionamento do controlador nebuloso. A Figura 19, extraída a partir do modelo criado no software Matlab, exemplifica a aplicação de

uma das regras deste controlador nebuloso: para uma temperatura de entrada igual a 30°C, (Quente), obtém-se uma potência de saída (Esfriar) igual a -54,9 Watts.

Figura 19. Simulação de um Controlador Nebuloso da Temperatura de um Ar-Condicionado.

4.5. A Lógica Nebulosa em Sistemas de Potência

Devido a sua conveniência, a lógica nebulosa vem sendo bastante empregada em estudos recentes na área de sistemas de potência. Neste item são discutidos alguns exemplos destes estudos.

Em (LIRA; CARVALHO JR, 1999) é proposto um sistema híbrido para a filtragem dos sinais de alarme e proteção de uma subestação de energia. O sistema híbrido é composto por uma rede neural e um sistema nebuloso de inferência. A entrada do sistema híbrido ocorre através da rede neural e o papel do sistema de inferência nebuloso é, utilizando o conhecimento

humano, corrigir todos os resultados classificados incorretamente por esta rede neural. Como resultado desse estudo, concluiu-se que a partir do conjunto de alarmes de uma subestação de energia é possível classificar de forma apropriada o evento em vigor.

Outro estudo que faz uso da lógica nebulosa para o processamento de sinais de alarme pode ser encontrado em (MEZA et al., 2001). O objetivo deste estudo é a rápida localização e isolamento de uma falha permitindo, assim, o seu reparo. Aqui o conhecimento especialista do operador é utilizado para construir uma base de regras nebulosa e, por meio de um sistema de inferência nebulosa, apontar a possível localização da falha.

Ainda, um outro sistema híbrido é apresentado em (CHEN; LIU; TSAI, 2000). Neste estudo, o controlador nebuloso é alimentado por dados coletados de outros sistemas, o *Energy Management System* (EMS) e o *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA). A proposta deste sistema é permitir a localização e o diagnóstico da falha em subestações.

Em (JARVENTAUSTA; VERHO; PARTANEM, 1994), o mesmo conceito de localização de falhas é utilizado em redes de distribuição de energia elétrica. Para tanto é utilizada a lógica nebulosa para lidar com a incerteza envolvida no processo de localização das falhas. Este estudo ressalta a importância das funções de pertinência para o sucesso da correta localização das falhas nas redes de distribuição de energia elétrica.

Uma maior ênfase para o diagnóstico de falhas em equipamentos de potência é observada no trabalho de (WANG; LIU, 2001). Aqui a lógica nebulosa é utilizada para, a partir dos dados coletados, inferir um diagnóstico sobre o equipamento.

Outro estudo que enfatiza o diagnóstico de falhas, agora em sistemas de transmissão de energia elétrica, encontra-se em (CHANG et al., 1996). A conclusão é que, devido à complexidade do modelamento analítico, ao baixo número de regras da base nebulosa, à flexibilidade e à capacidade de lidar com múltiplas falhas, a teoria nebulosa é um método muito apropriado para a solução deste problema.

O estudo de diagnóstico das falhas em redes de distribuição de energia elétrica é abordado por (MING et al., 2000). Utilizando os mesmos princípios da lógica nebulosa, aqui é proposto um controlador nebuloso capaz de inferir o diagnóstico de falhas em redes de distribuição de energia elétrica.

4.6. Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo fez uma pequena introdução à teoria nebulosa e suas aplicações nos sistemas de potência. Também foi ilustrado como a teoria nebulosa pode ser eficientemente aplicada em sistemas que possuem certo grau de incerteza em suas variáveis. No próximo capítulo é proposto um modelo de monitoramento com base nas condições de uso de transformadores utilizando a teoria nebulosa.

5. CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Toda análise quantitativa da confiabilidade e disponibilidade de um sistema de distribuição de energia depende das várias informações necessárias à sua realização. Dados úteis são difíceis e caros de obter. Entretanto, entende-se que não obtê-los é ainda mais caro, devido aos problemas futuros que isto pode ocasionar.

Antes de se iniciar qualquer pesquisa, deve-se ter em mente que a quantidade de dados possíveis de serem obtidos é muito vasta. Entretanto, é extremamente ineficiente e indesejado analisar e obter mais dados do que é realmente requerido para o fim desejado. Portanto, é fundamental identificar os dados que serão utilizados na análise antes de se partir para sua obtenção.

Existem dois motivos básicos para se obter dados para sistemas de distribuição de energia: avaliação do desempenho passado ou predição do comportamento de um sistema futuro. Para a predição dos índices de um sistema futuro, experiência é essencial e os dados formam os parâmetros de entrada para o modelo a ser proposto.

5.1. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Uma rede de distribuição tem como objetivo entregar a energia elétrica até os consumidores da forma mais segura e eficiente possível. O sistema de distribuição de energia elétrica é composto por subestações redutoras, rede de distribuição primária e rede de distribuição secundária. A eletricidade vinda das linhas de transmissão tem sua tensão diminuída pelas subestações redutoras e ingressa na rede de distribuição primária. A tensão da rede de distribuição primária se encontra entre 6kV e 35kV, alimentando consumidores de grande porte, que possuem suas próprias subestações para reduzir a tensão ao mesmo nível de seus

equipamentos. A rede primária também alimenta os transformadores localizados nos postes, que reduzem a tensão para os níveis da rede secundária (110V/220V), que é entregue aos consumidores de pequeno porte.

A Figura 20 exibe um esquema simplificado do sistema de distribuição de energia elétrica descrito.

Figura 20. Esquema Simplificado de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.

Uma subestação abaixadora de distribuição de energia é responsável por interconectar as linhas de subtransmissão à rede de distribuição, direcionando e controlando o fluxo de energia de maneira a garantir a segurança do sistema e o fornecimento de energia para os consumidores. Para exercer tal função, as subestações empregam vários equipamentos elétricos de alta e média tensão: disjuntores, barramentos de interconexão, transformadores de potência, reatores, capacitores, pára-raios, etc. A maneira pela qual estes equipamentos estão interligados para a subestação exercer sua função é chamada de arranjo.

Na Figura 21 encontra-se ilustrada uma subestação de distribuição de pequeno porte.

Figura 21. Uma Subestação de Distribuição de Pequeno Porte (Power Technology, 2006).

A Figura 22 apresenta um arranjo simples para uma subestação de distribuição. Neste exemplo, o arranjo aceita a possibilidade de manobras, possível através do acionamento da chave “CH”, caso um dos transformadores “TR” falhe, visando um caminho alternativo entre a fonte de energia e as cargas.

Figura 22. Esquema Simplificado de um Arranjo (SOUZA, 2003).

Após diminuir a tensão das linhas de transmissão para níveis mais baixos, a fim de que a energia elétrica possa ser entregue aos consumidores com segurança, a subestação de distribuição alimenta a rede primária de distribuição. No caso de um sistema aéreo, a rede primária pode ser observada nos postes de rua: são os três fios que trafegam no topo dos postes (tensão de cerca de 13,8 kV). A rede secundária de distribuição, que opera na tensão de alimentação dos consumidores de pequeno e médio porte (110V/220V), trafega logo abaixo, após ter sua tensão reduzida por transformadores. No sistema aéreo, os transformadores ficam instalados nos próprios postes, conforme ilustra a Figura 23, e alimentam a rede secundária de distribuição.

Figura 23. Rede Primária e Secundária de Distribuição de Energia.

5.2. Foco do Estudo

A falha de equipamentos é um fato real e, dado que a possibilidade existe, um dia poderá ocorrer. Falhas em grandes transformadores são, via de regra, catastróficas. Os transformadores de potência, normalmente localizados nas subestações de distribuição, além

de serem os elementos mais críticos e dispendiosos, quando falham podem causar prejuízos consideráveis no fornecimento de energia (COSTA, 1999). A Figura 24 exibe o incêndio em um transformador de potência de uma pequena subestação de distribuição, decorrente de uma falha.

Figura 24. Consequência da Falha em um Transformador de Potência (Colorado State University..., 2005).

No caso dos transformadores da rede secundária de distribuição o problema é distinto. Apesar da ocorrência de falhas neste equipamento exercer impacto sobre uma quantidade menor de consumidores, a alta incidência destas falhas, devido à grande quantidade de equipamentos deste porte instalados e ao alto tempo de substituição dos transformadores, contribui para o aumento da indisponibilidade média de energia para os consumidores.

A detecção de uma falha incipiente antes que ela se manifeste permite que o transformador seja isolado para reparo ou substituído, de forma preventiva, reduzindo os eventuais custos associados à manutenção corretiva deste equipamento e minimizando o tempo de indisponibilidade do sistemas para os consumidores envolvidos.

A partir deste ponto, os estudos deste trabalho terão um enfoque nos transformadores utilizados nas redes de distribuição de energia. O primeiro transformador a ser estudado é o transformador de potência, imerso em líquido isolante, localizado nas subestações de distribuição de energia elétrica. A partir de diversos estudos sobre a forma com que o desgaste se manifesta em transformadores imersos em líquido isolante, será proposta uma nova técnica de monitoramento, com o objetivo de melhorar os índices de confiabilidade e disponibilidade destes equipamentos. O segundo transformador foco deste estudo é aquele utilizado para abaixar a tensão da rede primária de distribuição para o nível da rede secundária. Este é o transformador que está presente nos postes de rua nos sistemas aéreos ou, em outros locais, nos sistemas subterrâneos, e requer um outro método de monitoramento. A partir de agora este tipo de transformador será referenciado neste trabalho como transformador de distribuição.

Ao final, estas técnicas de monitoramento serão avaliadas através do estudo da confiabilidade e disponibilidade de um sistema de distribuição real.

5.3. Transformadores

Um transformador é uma máquina elétrica utilizada em corrente alternada para transformar o nível de tensão de entrada, tendo por objetivo baixar ou aumentar este nível ou mesmo criar um isolamento de potencial. Existem diversas classes de transformadores, de diferentes potências e aplicações específicas, conforme ilustra a Figura 25.

Figura 25. Diversos Tipos de Transformadores (ROMAGNOLE, 2006).

Entretanto, apesar da diversidade de classes de transformadores existentes, todos utilizam o mesmo princípio básico: o fluxo magnético gerado pela corrente elétrica.

A Figura 26 ilustra, de forma básica, este princípio de funcionamento: a corrente elétrica (I_p) que atravessa as espiras do enrolamento primário cria um fluxo magnético que, ao passar pelo enrolamento secundário, se transforma novamente em corrente elétrica (I_s). A relação de espiras entre o primário e o secundário caracteriza a relação de transformação de tensão do equipamento (E_s/E_p).

Figura 26. Diagrama e Esquema Elétrico Básico de um Transformador (Como Funciona..., 2005).

A Figura 27 mostra o diagrama de um transformador de potência.

Figura 27. Diagrama de um Transformador de Potência (Siemens..., 2001).

Nesta figura é possível observar os seguintes componentes de um transformador de potência:

1. **Núcleo:** em formato de colunas, são interligados e utilizados para concentrar o fluxo magnético;
2. **Enrolamentos de baixa tensão:** é o material condutor, geralmente de cobre, disposto na forma de espiras, por onde a corrente elétrica flui;
3. **Enrolamentos de alta tensão:** semelhante aos enrolamentos de baixa tensão;
4. **Enrolamentos de regulação:** utilizado para adequar a tensão do sistema;
5. **Ligações das derivações:** utilizadas pelo comutador para alterar a relação de tensão;
6. **Buchas de baixa tensão:** é o ponto de conexão da baixa tensão para o sistema, protegida por um material isolante de cerâmica;
7. **Buchas de alta tensão:** é o ponto de conexão da alta tensão para o sistema, protegida por um material isolante de cerâmica;

8. **Vigas de prensagem do núcleo:** utilizadas para fixar o núcleo;
9. **Comutador:** utilizado para fazer os ajustes de tensão conforme a carga suportada pelo transformador;
10. **Acionamento motorizado:** é utilizado para operar o comutador;
11. **Tanque:** é utilizado para alojar o líquido isolante;
12. **Tanque de expansão:** utilizado para expandir a capacidade do tanque principal;
13. **Radiadores:** responsáveis pela refrigeração do transformador.

A seguir, a Figura 28 mostra o diagrama de um transformador de distribuição:

Figura 28. Diagrama de um Transformador de Distribuição (BUENO, 2005).

Os componentes deste transformador seguem o princípio dos componentes de um transformador de potência; entretanto, são dimensionados para operarem em menor potência, no contexto de distribuição de energia.

5.4. Manutenção de Transformadores de Potência com Base nas suas Condições de Uso

A manutenção preventiva de transformadores de potência é muito importante, pois conforme ocorre o envelhecimento dos transformadores, é necessário um número maior de inspeções e investimentos para manter o nível de confiabilidade desejado. Utilizando o método de manutenção com base nas condições de uso, proposto por Costa (1999), que está baseado na análise dos materiais constituintes do equipamento, é possível estimar a taxa de degradação existente do equipamento e tomar as ações preventivas, quando necessário. Esta prática reduz o custo e aumenta a eficiência da manutenção.

Técnicas de Inteligência Artificial que utilizam o conhecimento humano podem ser aplicadas para se estimar a taxa de degradação dos transformadores de potência, permitindo a construção de um sistema de alerta que indique a necessidade da realização de manutenção nos equipamentos. Este sistema, além de indicar a necessidade de manutenção de cada transformador isoladamente, pode ser utilizado para obter uma matriz de quais equipamentos necessitam de manutenção e com que prioridade, baseado na taxa de degradação apresentada pelo próprio equipamento. A utilização da lógica nebulosa para o monitoramento de transformadores de potência é uma solução muito adequada a essa classe de problemas, pois através de sua aplicação é possível reunir o conhecimento humano e os dados coletados dos transformadores para inferir as suas taxas de degradação.

5.4.1. Descrição do Problema

Atualmente, a manutenção dos transformadores de potência é realizada por inspeções periódicas, baseadas em intervalos sugeridos pelo fabricante ou na experiência adquirida pelos operadores. Quando algum defeito é detectado, as ações corretivas devem ser realizadas.

As medidas corretivas necessárias para o correto funcionamento do transformador são, na maioria das ocorrências, pequenos reparos realizados em campo. Contudo, algumas vezes a manutenção do transformador requer que o mesmo seja transportado para uma oficina especializada onde o reparo possa ser realizado (COSTA, 1999).

Nos últimos anos foram desenvolvidos sensores que permitem a aquisição de dados de forma automática destes equipamentos. O conjunto de dados obtidos dos sensores pode ser submetido a um sistema especialista para produzir diagnósticos precisos do estado do equipamento.

A falha de um transformador está associada com o encerramento de sua aptidão para desempenhar a função esperada. A taxa de falhas dos transformadores depende de diversas características, tais como fabricante, projeto, local, modo de instalação, perturbações na rede, dentre outras. Devido a estes fatores, a taxa de falhas dos transformadores em operação é obtida usualmente através de dados históricos de operação.

A manutenção com base nas condições de uso propicia ao sistema uma enorme vantagem em relação à manutenção preventiva comum uma vez que, provido dos dados sobre as condições e taxa de degradação dos transformadores em operação, é possível estabelecer uma estratégia de manutenção que priorize a manutenção dos transformadores de potência que apresentam uma maior taxa de degradação.

A taxa de degradação do transformador representa a probabilidade do transformador apresentar uma falha em um pequeno espaço de tempo devido a defeitos incipientes detectados.

5.4.2. Tipos de Falhas em Transformadores

Conforme o trabalho de Costa (1999), transformadores que possuem comutadores de tensão sob carga (OLTC - *On-Load Tap Changer*) possuem a maior incidência de falhas neste

componente, enquanto transformadores que não empregam este componente possuem maior incidência de falhas nos enrolamentos. Isto pode ser observado a seguir nas Figuras 29 e 30.

Figura 29. Tipos de falhas em Transformadores com OLTC.

Figura 30. Tipos de Falhas em Transformadores sem OLTC.

Os principais tipos de falhas em transformadores são a seguir descritos.

a) Falhas no comutador

Comutadores de tensão sob carga são componentes utilizados para compensar variações de tensões, mantendo o nível de tensão no secundário do transformador aproximadamente constante. Estudos realizados sobre estes componentes indicam que sua taxa de vida está diretamente relacionada ao número de operações realizadas (VIRAYAVANICH; SEILER; HAMMER, 1996 apud COSTA 1999). As falhas mais comuns neste componente são:

- aumento do tempo de transição dos contatos;
- óleo (dielétrico) carbonizado ou com alto teor de umidade;
- erosão dos contatos; e
- desgaste do mecanismo de acionamento.

b) Falhas no enrolamento

Falhas no enrolamento são as principais causas de problemas em transformadores sem OLTC, podendo ser classificadas da seguinte maneira (ANSI/IEEE Std C57.117, 1986):

- falhas de origem térmica, causadas por sobrecargas capazes de elevar a temperatura acima dos valores apropriados;
- falhas de origem mecânica, causadas pela elevada quantidade de solicitações eletrodinâmicas sofridas pelos enrolamentos, que tendem a comprimir ou afastar os enrolamentos e espiras; e
- falhas de origem elétrica, causadas devido a sobre-tensões.

c) Falhas nos terminais

Estes tipos de falhas ocorrem devido a defeitos de montagem dos terminais ou a condições de operação (COSTA, 1999). Elas ocorrem com maior incidência nos transformadores que operam com temperaturas elevadas.

d) Falhas no tanque

Estes tipos de falhas ocorrem devido à falhas nos pontos de solda das junções do tanque, nos flanges e roscas defeituosas, podendo ser agravadas pela ação da corrosão de sobrepressões internas (COSTA, 1999).

e) Falhas no líquido dielétrico

As falhas no líquido dielétrico estão relacionadas ao envelhecimento e contaminação do mesmo. Quando em uso, o óleo natural passa por um processo de deterioração e perde as suas propriedades originais. As técnicas de análise das condições do óleo são bem conhecidas e ele pode ser substituído com o transformador em operação (COSTA, 1999).

f) Falhas nos acessórios

Estas são as falhas que fazem com que os mecanismos de comando e proteção do transformador não exerçam as suas funções esperadas ou atuem indevidamente (COSTA, 1999).

g) Falhas no núcleo

Falhas no núcleo do transformador são causadas pela perda do isolamento entre as lâminas que o compõe, originadas durante o processo de fabricação ou devido a um aterramento indevido (COSTA, 1999).

5.4.3. Fenômenos Relacionados à Deterioração dos Transformadores

Os dados obtidos através do monitoramento de fenômenos relacionados à deterioração das condições dos transformadores imersos em líquido isolante permitem inferir a taxa de degradação do equipamento, possibilitando a realização da manutenção preventiva com o intuito de não permitir que o equipamento entre em modo de falha. Os fenômenos que permitirão inferir esta taxa são:

a) Emissão de Gases

Os eventos que causam a emissão de gases foram estudados por Eschholz e Halstead (ESCHHOLZ, 1919; HALSTEAD, 1973 apud COSTA, 1999). A passagem de corrente elétrica pelo óleo, ou mesmo a ocorrência de arco elétrico, promove a sua desintegração, provocando a emissão de gases em determinada proporção, como pode ser observado na Tabela 1 (COSTA, 1999).

ESCHHOLZ, O. H. Some Characteristics of Transformers Oils; The Electric Journal, 1919, pp 74-76.

HALSTEAD, W. D. A Thermodynamic Assessment of the Formation of Gaseous Hydrocarbons in Faulty Transformers; Journal of the Institute of Petroleum, Vol. 59 n. 569, Sept. 1973, pp 239-241.

Tabela 1. Emissão de Gases em Transformadores.

Tipo de Gás	%
Dióxido de carbono (CO ₂)	1,17%
Hidrocarbonetos pesados: Acetileno (C ₂ H ₂) Etileno (C ₂ H ₄) Etanol (C ₂ H ₆)	4,87%
Oxigênio (O ₂)	1,36%
Monóxido de carbono (CO)	19,20%
Hidrogênio (H ₂)	59,10%
Nitrogênio (N ₂)	10,10%
Metano (CH ₄)	4,20%

Além da emissão de gases devido ao arco elétrico, altas temperaturas em ação conjunta com o campo elétrico têm como consequência a formação de gases que se dissolvem no óleo isolante, conforme ilustra a Figura 31.

Figura 31. Emissão de Gases em Transformadores (COSTA, 1999).

O conhecimento dos gases dissolvidos e suas proporções presentes no óleo permitem ajudar a diagnosticar o tipo de falha presente no transformador bem como o estágio em que esta se encontra.

b) Alterações na geométrica dos enrolamentos

Transformadores de potência, em certas condições e por um determinado período de tempo, podem ser submetidos à correntes cerca de 20 vezes maiores que seu valor nominal. Estas

solicitações podem provocar deformações entre espiras, camadas ou enrolamentos do transformador. As alterações de geometria dos enrolamentos do transformador podem ser monitoradas através de parâmetros que são influenciados por estas alterações, como a indutância e a capacitância, afetando, conseqüentemente, a sua resposta em frequência (COSTA, 1999).

c) Descargas parciais

As descargas parciais podem ser detectadas através da monitoração de pulsos em circuitos elétricos, perdas no dielétrico, radiação eletromagnética em espectros visíveis, emissão acústica, mudança na pressão do gás e mudanças químicas no material. Dentre estas técnicas, devido a fatores como simplicidade dos equipamentos de monitoramento, a técnica de emissão acústica tem se mostrado mais eficaz (COSTA, 1999).

d) Temperatura

A temperatura é um dos parâmetros mais importantes no monitoramento de transformadores, pois a elevação da temperatura provoca diversos efeitos, desde reações químicas no óleo, até o envelhecimento da celulose (papel isolante) e a formação de gases. De acordo com um estudo realizado por (MONTINGER, 1930 apud COSTA, 1999) a taxa de deterioração mecânica de um transformador é duplicada a cada aumento de 8°C na sua temperatura.

e) Contaminações no dielétrico

As contaminações observadas no dielétrico do transformador podem ser de origem externa ou interna. Nos dois casos, a contaminação resulta em reações químicas e a concentração de oxigênio determina o número de reações ocorridas para a formação de água e dos gases (COSTA, 1999).

MONTINGER, V. M. Loading Transformers by Temperature, AIEE, 1930; AIEE, April – 1930, pp 776-791.

f) Vibrações

As vibrações no transformador ocorrem devido à circulação de fluxo magnético nas lâminas que compõem o seu núcleo, pelo movimento normal dos enrolamentos e pelo movimento normal das peças móveis dos seus ventiladores (COSTA, 1999).

5.4.4. Descrição da Solução

Através das diversas variáveis que podem ser obtidas pelo monitoramento das condições físicas de um transformador de potência, imerso em líquido isolante, pode-se conceber um sistema computacional que utilize lógica nebulosa, baseada no conhecimento humano especialista, para se avaliar a sua propensão a falhas. Esse sistema irá receber como parâmetros de entrada as variáveis adquiridas sobre as condições do transformador para estimar a taxa de degradação do equipamento. Por meio da aquisição das taxas de degradação dos transformadores de subestações de distribuição, pode-se permitir à concessionária de um sistema de distribuição de energia que priorize a manutenção dos seus equipamentos, utilizando a técnica de manutenção com base nas condições de uso (JENS; CUGNASCA, 2004).

Desta forma, como parte das contribuições deste trabalho de pesquisa, será proposto um controlador nebuloso para a análise da taxa de degradação de um transformador de potência, a partir das principais variáveis indicadoras de defeitos incipientes. Através do estudo realizado por (COSTA, 1999), a observação da relação entre os fenômenos causadores de falhas e as respectivas falhas dos transformadores, é possível adotar como principais variáveis indicadores de defeitos incipientes a emissão de gases, a relação entre gases e a temperatura de operação do equipamento.

5.4.5. Modelamento Nebuloso

O modelamento nebuloso proposto para a obtenção da taxa de degradação dos transformadores de potência imersos em líquido isolante está baseado no conhecimento humano extraído de estudos dos fenômenos relacionados à deterioração destes transformadores. Tais estudos realizam uma observação detalhada dos fenômenos físicos existentes nos transformadores imersos em líquido isolante quando estes apresentam alguma falha em seus componentes. A partir deste conhecimento especialista foram identificadas três variáveis lingüísticas de entrada que são essenciais para inferir a taxa de deterioração dos transformadores. Estas três variáveis de entrada são essenciais porque formam o conjunto mínimo de dados necessários para argüir sobre a condição geral do transformador e inferir a sua taxa de deterioração. Estas variáveis são: relação entre gases, incremento médio de gás e temperatura. A função de pertinência destas variáveis é obtida através da observação do comportamento dos transformadores de potência e de suas condições quando este deixa de operar corretamente.

A base de conhecimento nebuloso é formada por regras obtidas através do conhecimento humano oriundo dos tipos de falhas que ocorrem no transformador. Através da gravidade desta falha é possível, portanto, inferir o grau de degradação do transformador. A seguir é detalhado o modelo nebuloso de avaliação de transformadores de potência.

5.4.5.1. Variáveis Lingüísticas de Entrada

a) Relação entre gases

A relação entre a quantidade de gases formada no transformador é um importante indicador das condições do equipamento, sendo mais significativas as relações (COSTA, 1999):

- Relação Acetileno / Etileno ($\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$);

- Relação Metano / Hidrogênio ($\frac{CH_4}{H_2}$); e
- Relação Etileno / Etanol ($\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$).

Dado que para detectar uma condição anormal na relação entre os gases basta que uma das relações esteja muito elevada, elas podem ser agrupadas de forma a compor uma única variável lingüística de entrada, conforme pode ser visualizado na Figura 32.

Figura 32. Função de Pertinência da Relação entre Gases no Transformador.

Observa-se que quando alguma das relações assume um valor acima de 1,2 passa-se a considerar que a relação entre os gases está ficando muito elevada.

b) Incremento médio de gás

Este parâmetro é muito importante para inferir o estado do transformador pois, juntamente com a análise da relação entre gases, proporciona a informação de como o líquido isolante do tanque do transformador está reagindo. A Figura 33 apresenta a modelagem do incremento mensal de gás no transformador.

Figura 33. Função de Pertinência do Incremento Mensal de Gás no Transformador.

Quando há um incremento de gases de até 5% ao mês, este pode ser considerado pequeno ou médio; a partir de cerca de 8% ao mês, a emissão de gases é considerada alta e o comportamento do transformador passa a ser suspeito.

c) Temperatura do transformador

A temperatura do líquido isolante é um importante indicador da gravidade do problema, pois permite inferir o tipo de falha presente no transformador e, portanto, sua severidade. A Figura 34 ilustra o modelo para a variável temperatura do transformador. A partir de cerca de 600 °C, a temperatura do transformador entra na faixa “alta”.

Figura 34. Função de Pertinência da Temperatura do Líquido Isolante.

5.4.5.2. Variável lingüística de saída

Como variável de saída do sistema nebuloso pode ser modelada a taxa de degradação do transformador, conforme apresentado na Figura 35, que dependerá do comportamento das variáveis de entrada.

Figura 35. Função de Pertinência da Taxa de Degradação do Transformador.

5.4.5.3. Base de Regras Nebulosas

A lista de regras nebulosas, que reúne o conhecimento de um possível especialista da área, relacionando a emissão de gases e o aumento da temperatura do transformador com a sua taxa de degradação, pode ser expressa por meio de regras do tipo *if-then*, apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2. Base de Regras Nebulosas.

If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is pequena) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is média)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is média)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is média)
If (Máx relação is média) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is pequena)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is pequeno) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is crítica)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is médio) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is baixa) then (Taxa de degradação is crítica)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is média) then (Taxa de degradação is crítica)
If (Máx relação is grande) and (Incremento Gás is alto) and (Temperatura is alta) then (Taxa de degradação is alta)

As regras apresentadas na Tabela 2 foram abstraídas a partir da análise do estudo apresentado por (COSTA, 1999) sobre os fenômenos causadores de falhas.

5.4.6. Sistema Nebuloso de Controle

As regras do sistema nebuloso foram utilizadas para construir um controlador nebuloso. A Figura 36 ilustra o modelo construído utilizando o *software* Matlab.

Figura 36. Sistema Nebuloso de Controle (JENS; CUGNASCA, 2004).

Como resultado, a taxa de degradação do sistema pode ser observada na Figura 37, para cada uma das 27 regras existentes na base de conhecimento especialista, mostrando a influência das variáveis nebulosas de entrada na variável nebulosa de saída.

Figura 37. Resultado do Sistema Nebuloso de Controle (JENS; CUGNASCA, 2004).

No exemplo ilustrado pela Figura 37 pode-se observar, por exemplo, a aplicação da regra número 25 do modelo nebuloso, construído no *software* Matlab, com os seguintes valores nebulosos assumidos pelas três variáveis de entrada e pela variável de saída:

- Relação entre gases (RelGases) grande;
- Incremento de gás (IncGas) alto;
- Temperatura do líquido isolante (Temp) baixa;
- Taxa de degradação (TaxaDegracao) crítica.

Neste caso, a relação entre gases “grande” juntamente com o “alto” incremento de gás não são justificadas pela “baixa” temperatura do líquido isolante, o que indica uma possível ocorrência do fenômeno de arco elétrico, responsável pela emissão dos gases e de sua elevada

relação. Neste caso, o transformador se encontra em um estado de degradação “crítico”, que pode ser observado pelo valor da variável de saída.

5.5. Manutenção de Transformadores de Distribuição com Base nas suas Condições de Uso

As falhas em transformadores de distribuição, apesar de exercerem impacto sobre um grupo reduzido de consumidores, quando comparadas às falhas dos transformadores de potência, contribuem expressivamente para a degradação do nível de serviço dos consumidores. Caso seja viável detectar as condições que levam tais transformadores a falhar e tomar as respectivas ações em um curto período de tempo, é possível prevenir a indisponibilidade de energia elétrica para os usuários servidos por esses equipamentos. Embora as técnicas de análise de temperatura, descargas elétricas parciais e gases dissolvidos no líquido isolante tenham provado ser eficientes quando aplicadas em transformadores de potência, tais técnicas possuem um custo muito elevado quando aplicadas aos transformadores de distribuição.

Tendo em vista o custo proibitivo de aplicar a mesma técnica de monitoramento dos transformadores de potência nos transformadores de distribuição, uma técnica alternativa de monitoramento se faz necessária para esta classe de equipamento. A solução para este problema é abordada no artigo publicado no *HICSS'03* por (BUTLER-PURRY; BAGRIYANIK, 2003). Este artigo propõe uma técnica de monitoramento de transformadores de distribuição pela análise do sinal dos terminais através de *wavelets*.

O método de *wavelet* para a análise de sinais é uma ferramenta matemática recentemente desenvolvida que demonstrou ser extremamente útil por permitir um estudo do sinal tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência. Uma *wavelet* é definida como uma onda que possui um valor médio igual a zero e duração limitada. A fórmula a seguir representa uma função *wavelet* $\Psi(t)$:

$$\int_{-\infty}^{+\infty} \Psi(t).dt = 0 \quad (45)$$

Para realizar uma análise através do método de *wavelets* é necessário realizar uma transformação: a de um sinal principal para uma série de sinais derivados. Isto é alcançado ajustando os valores de frequência, fase e amplitude da série de sinais derivados. Essa transformação pode ser realizada utilizando-se de um método contínuo (CWT - *Continuous Wavelet Transform*) ou discreto (DWT - *Discrete Wavelet Transform*). A transformação discreta é a mais recomendada, devido ao fato de existirem algoritmos rápidos, fáceis e eficientes que realizam esta transformação e por proporcionarem resultados mais simples de serem interpretados (BUTLER-PURRY; BAGRIYANIK, 2003).

As conclusões de um estudo posterior realizado por (BUTLER-PURRY et al., 2004) indicam que o método de análise por *wavelets* é capaz de identificar falhas incipientes em transformadores de distribuição. As falhas incipientes podem ser observadas por variações nos padrões exibidos pela transformação discreta de *wavelets* (DWT) tanto no domínio da frequência quanto no domínio do tempo.

Desta forma, uma vez obtido o padrão de comportamento de um transformador através da análise DWT é possível identificar as variações neste padrão e, através destas variações, identificar possíveis falhas incipientes.

5.6. Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foram apresentadas técnicas de monitoramento de transformadores de potência e de distribuição com base nas suas condições de uso. Estas técnicas visam o reconhecimento de falhas incipientes nos transformadores, de forma a possibilitar a manutenção preventiva e não corretiva desses equipamentos. Com isto, pretende-se diminuir o tempo de indisponibilidade no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. No capítulo seguinte,

estas técnicas serão avaliadas através do estudo da confiabilidade e disponibilidade de um sistema de distribuição de energia elétrica.

6. ESTUDO DE CASO

Este capítulo objetiva quantificar o ganho de confiabilidade e disponibilidade, bem como a melhoria dos índices RTS (*Reliability Test System*), devido à utilização da manutenção preventiva de transformadores com base nas suas condições de uso. Desta forma, é possível avaliar a eficiência do emprego das técnicas de monitoramento de transformadores de potência e de distribuição abordadas no capítulo 5. Para tanto será realizada uma análise comparativa de um caso real, a princípio sem uma estratégia de manutenção preventiva e, posteriormente, utilizando-se como estratégia de manutenção a manutenção com base nas condições de uso.

O caso a ser utilizado para análises é o sistema de distribuição de energia “Annahein Distribution System” da “Saskatchewan Power Corporation”, que possui uma configuração adequada para os estudos a serem realizados. A configuração deste sistema é suficientemente complexa para permitir a análise do impacto das técnicas de monitoramento com base nas condições de uso e, ao mesmo tempo, não dificulta sobremaneira a elaboração de um modelo de análise. O “Annahein Distribution System” está localizado no Canadá e fornece energia elétrica a vinte e quatro fazendas, utilizando uma linha de transmissão principal localizada ao extremo sul e uma linha de transmissão de emergência localizada ao norte. Ele é um sistema de distribuição completamente subterrâneo, se estendendo de “St. Gregor” (extremo sul) a “Annahein” (extremo norte). Este mesmo caso é apresentado por (BILLINTON; ALLAN, 1988) e servirá de base para este estudo de caso.

O modelo de Markov será empregado para realizar os cálculos dos índices de confiabilidade e disponibilidade em todos os pontos do sistema, utilizando dados históricos de falhas como parâmetros de entrada para construir um modelo de confiabilidade e disponibilidade do

A Figura 39 exibe o mapa de uma pequena área do estado Saskatchewan no Canadá, onde estão localizadas as cidades Annahein e St. Gregor.

Figura 39. Mapa Annahein – St. Gregor.

Como parâmetros de entrada para os cálculos são utilizados as taxas de falhas dos componentes do sistema (essencialmente transformadores de potência, transformadores de distribuição e cabos), além dos tempos médios de conserto e disponibilidade da estação geradora de emergência. As taxas de falhas, bem como as de reparo são consideradas constantes e foram obtidas de estudos históricos (ROOS; LINDAHL, 2004) realizados em redes de distribuição de energia elétrica, estando apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Parâmetros de Entrada.

Taxa de falha dos cabos = 0,0093 falhas/ano.km → MTTF (1 km) = 941.935 horas
Tempo de reparo dos cabos = 8 horas
Taxa de falha dos transformadores de distribuição = 0,01 falhas / ano → MTTF = 876.000 horas
Tempo de reposição dos transformadores de distribuição = 48 horas
Taxa de falhas dos transformadores potência = 0,02 falhas / ano → MTTF = 438.000 horas
Tempo de reposição dos transformadores de potência = 48 horas
Probabilidade de disponibilidade da fonte alternativa (P_{fa}) = 0,5

A Tabela 4 apresenta os dados referentes à disposição física deste sistema de distribuição de energia. Estes dados foram obtidos pela medição aproximada da extensão dos cabos realizada através de um *software* do tipo GIS (*Geographic Information System*), para cada ponto de carga, expressando a distância do ponto à uma das duas possíveis fontes de energia. A partir da extensão dos cabos e da taxa de falhas dos cabos por km, obtida na Tabela 3, são realizados os cálculos dos tempos médios para falhar (*MTTF*) dos cabos para cada ponto, apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Distâncias dos Pontos de Carga do “Annahein Distribution System” e seus Respectivos *MTTF*.

Ponto De Carga	Extensão Cabos Annahein	<i>MTTF</i> Annahein (horas)	Extensão Cabos St. Gregor	<i>MTTF</i> St. Gregor (horas)
1	1,400 km	672.811 h	19,100 km	49.316 h
2	1,750 km	538.249 h	18,750 km	50.237 h
3	2,350 km	400.823 h	18,150 km	51.897 h
4	2,900 km	324.805 h	17,600 km	53.519 h
5	3,300 km	285.435 h	17,200 km	54.764 h
6	6,100 km	154.416 h	14,400 km	65.412 h
7	7,550 km	124.760 h	12,950 km	72.736 h
8	8,750 km	107.650 h	11,750 km	80.165 h
9	9,500 km	99.151 h	11,000 km	85.630 h
10	14,000 km	67.281 h	10,700 km	88.031 h
11	11,900 km	79.154 h	12,800 km	73.589 h
12	10,550 km	89.283 h	14,150 km	66.568 h
13	8,550 km	110.168 h	16,150 km	58.324 h
14	8,000 km	117.742 h	16,700 km	56.403 h
15	5,500 km	171.261 h	19,200 km	49.059 h
16	11,150 km	84.478 h	9,350 km	100.742 h
17	11,700 km	80.507 h	8,800 km	107.038 h
18	12,250 km	76.893 h	8,250 km	114.174 h
19	14,500 km	64.961 h	6,000 km	156.989 h
20	14,700 km	64.077 h	5,800 km	162.403 h
21	15,500 km	60.770 h	5,000 km	188.387 h
22	16,100 km	58.505 h	4,400 km	214.076 h
23	17,200 km	54.764 h	3,300 km	285.435 h
24	19,200 km	49.059 h	1,300 km	724.565 h

Os cálculos realizados com os modelos de Markov utilizaram o aplicativo Matlab e intervalo de tempo para a transição entre estados (a partir de agora referenciado somente como Δt) de 0,1 horas, de forma que tanto $\lambda \cdot \Delta t \ll 1$ como $\mu \cdot \Delta t \ll 1$, o que garante a aproximação utilizada no modelo de Markov (vide item 2.5.4.).

6.1. Tempo Médio de Antecipação a Falhas

Um parâmetro importante para os cálculos de confiabilidade e disponibilidade deste estudo é o intervalo de tempo médio entre o instante em que o sistema de manutenção com base nas condições de uso é capaz de detectar uma condição crítica no transformador, causada por uma falha incipiente, até o instante em que o transformador de fato falhe devido a esta condição. Este parâmetro será de extrema importância para todos os cálculos realizados neste capítulo, que terão como propósito estimar o benefício desta técnica de manutenção com base nas condições de uso de um sistema real de distribuição de energia.

Devido ao desconhecimento do valor real deste parâmetro, ele fará parte da análise da eficiência do sistema da manutenção. A técnica a partir da qual se poderia obter uma estimativa deste parâmetro não é o foco principal deste trabalho; todavia, alguns aspectos a respeito de sua obtenção foram abordados no capítulo 5. Assim, serão realizadas diversas simulações deste sistema, de forma a observar a eficiência desta técnica de manutenção em função deste parâmetro, a partir de agora chamado de tempo médio de antecipação de falhas (τ). Uma ilustração gráfica deste parâmetro é apresentada na Figura 40.

Figura 40. Representação do Tempo Médio de Antecipação à Falhas (τ).

É importante observar que o parâmetro τ é crítico para os índices de confiabilidade e disponibilidade do sistema de distribuição, pois quanto maior o tempo médio de antecipação

de falhas, maior será a probabilidade de reparo do transformador sem o contratempo relacionado à falha deste equipamento, o que seria muito mais danoso para os valores de confiabilidade e disponibilidade.

A Figura 41 mostra os possíveis cenários em caso de uma falha no transformador: o cenário (a) ilustra o caso em que o tempo médio de antecipação à falhas (τ) é superior ao tempo necessário para realizar a manutenção corretiva do equipamento e, neste caso, a falha é evitada; já no cenário (b) o tempo médio de antecipação à falhas não é suficiente para realizar a manutenção preventiva no equipamento e, portanto, neste caso o equipamento manifesta a falha mesmo que por um período curto de tempo; por fim, o cenário (c) ilustra o caso em que a falha não pôde ser antecipada, sendo necessária a realização da manutenção corretiva no equipamento após a manifestação da falha.

Figura 41. Cenários do Tempo Médio de Antecipação à Falhas.

Os valores para o tempo médio de antecipação à falhas (τ) que serão utilizados nos cálculos de confiabilidade e disponibilidade dos transformadores de potência e distribuição do sistema são: 6 h; 12 h; 24 h, 36 h, 48 h, 72 h, 96 h e 120 h (ou seja, de 6 horas até 5 dias). Tais valores são compatíveis com o tempo de manutenção ou substituição dos transformadores (48 h no sistema em análise, conforme exposto na Tabela 3), de forma a permitir observar os três cenários descritos.

6.2. Estudo dos Transformadores de Potência sem a Utilização da Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso

Conforme visto no capítulo 5, os transformadores de potência são utilizados nas estações abaixadoras para abaixar a tensão das linhas de transmissão ao nível da rede de distribuição. A primeira análise a ser realizada é um estudo comparativo dos índices de confiabilidade e disponibilidade dos transformadores de potência quando se utiliza a técnica de manutenção com base nas condições de uso. Para tanto, o primeiro passo consiste em obter a disponibilidade do transformador de potência operando sem a técnica de monitoramento, a partir dos seus dados de confiabilidade e tempo de reparo.

A taxa de falhas dos transformadores de potência imersos em líquido isolante, um dos parâmetros de entrada do sistema, foi obtida de forma histórica em (ROOS; LINDAHL, 2004) e apresenta um intervalo médio entre falhas (*MTTF*) de 438.000 horas (vide Tabela 3). Juntamente com outro parâmetro de entrada do sistema, o tempo de reparo dos transformadores (*MTTR*) é possível realizar o cálculo de disponibilidade assintótica dos transformadores, resultando no valor de 99,989042%, conforme cálculo apresentado na Tabela 5.

Tabela 5. Cálculo da Disponibilidade do Transformador de Potência.

$MTTF = 438.000 \text{ h}$	$MTTR = 48 \text{ h}$
$Disp = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \Rightarrow Disp = \frac{438000}{438048}$	
$Disp = 99,989042\%$	

6.3. Estudo dos Transformadores de Potência com a Utilização da Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso

A seguir são apresentados os modelos utilizados para obter os índices de confiabilidade e disponibilidade dos transformadores de potência, através das cadeias de Markov, empregando a técnica de manutenção com base nas condições de uso.

O primeiro modelo, apresentado na Figura 42, é simplesmente uma representação dos estados em que um transformador pode se encontrar, conforme a visão da confiabilidade, quando é utilizada a técnica de manutenção com base nas condições de uso. Nesta figura observam-se três estados: no estado “1” o transformador está operando normalmente e sem sinais de degradação; já no estado “2”, apesar do transformador operar de forma aparentemente normal, através da técnica de monitoramento das condições do transformador, ele está operando em um estado de degradação e, caso nenhuma ação corretiva venha a ser realizada, este equipamento deverá apresentar uma falha em um curto espaço de tempo; o estado “3” ilustra o encerramento do funcionamento correto do transformador.

Figura 42. Modelo de Confiabilidade de um Transformador de Potência Utilizando a Técnica de Manutenção com Base das Condições de Uso.

Na Tabela 6 são apresentadas as transições “A”, “B”, “C”, “E”, “F” e “G” para este modelo, bem como suas probabilidades de ocorrência¹.

Tabela 6. Transições para o Modelo de Confiabilidade do Transformador de Potência.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Antecipação de falha no TRP (Transformador de potência)	$A = \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t$
“B”	Falha no TRP	$B = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t$
“C”	Manutenção preventiva no TRP	$C = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“E”	TRP operando normalmente	$E = 1 - A$
“F”	TRP operando em estado crítico	$F = 1 - B - C$
“G”	Falha no TRP	$G = 1$

A transição “A” representa a antecipação de uma falha no transformador. A probabilidade desta transição ocorrer é calculada considerando tempo médio de falha do transformador e o tempo médio de antecipação à falhas, conforme mostra a Equação (46) .

$$A = \lambda_A \cdot \Delta t \Rightarrow A = \frac{1}{MTTF_{TRP} - \tau} \cdot \Delta t \quad (46)$$

Substituindo $MTTF_{TRP}$ pelo tempo médio para falhar do transformador de potência, tem-se:

$$A = \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (47)$$

No estado “2”, caso nenhuma ação preventiva seja tomada, o transformador eventualmente irá para o estado “3”, através da transição “B”. Entretanto, se no estado “2” for realizado uma

¹ A partir deste item utiliza-se a nomenclatura “A” para denotar uma transição (neste caso a transição do estado “1” para o estado “2”), sendo a probabilidade de ocorrência de “A” = A.

manutenção preventiva, o transformador irá regressar ao estado normal, através da transição “C”. As equações 48 e 49 apresentam os cálculos das probabilidades das transições “B” e “C”, respectivamente.

$$B = \lambda_B \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t \quad (48)$$

$$C = \mu_C \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{MTTR_{TRP}} \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (49)$$

As transições “E”, “F” e “G” representam as probabilidades do transformador permanecer em seus estados atuais. Por exemplo, a probabilidade de ocorrência da transição “F”, a partir do estado “2”, é obtida pela probabilidade de não ocorrência das transições “B” e “C”. As equações (50), (51) e (52) apresentam o cálculo das probabilidades de ocorrência das transições “E”, “F” e “G”, respectivamente.

$$E = 1 - A \Rightarrow E = 1 - \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (50)$$

$$F = 1 - B - C \Rightarrow F = 1 - \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t - \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (51)$$

$$G = 1 \quad (52)$$

É possível observar que, neste modelo, o estado “3” é o estado falho o qual, uma vez atingido, não permite transições para outros estados. Isto permite o cálculo da confiabilidade do transformador de potência.

As equações (53), (54), (55) e (56) apresentam as expressões resultantes do modelamento da confiabilidade do transformador utilizando o modelo de Markov.

A Equação (53) é a formula geral de transição do estado atual para o estado seguinte.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E & C & 0 \\ A & F & 0 \\ 0 & B & G \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \end{bmatrix} \quad (53)$$

onde a matriz de transição (M) do sistema é:

$$M = \begin{bmatrix} E & C & 0 \\ A & F & 0 \\ 0 & B & G \end{bmatrix} \quad (54)$$

A Equação (55) apresenta o vetor de probabilidade inicial, isto é, o estado do qual o sistema parte. Nestas simulações, o estado inicial é sempre o estado de operação ideal que, no caso deste modelo, é o estado “1”.

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (55)$$

Finalmente, a Equação (56) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, após um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (56)$$

Esta equação também permite obter a curva de confiabilidade do transformador de potência. Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1” ou “2”, ou seja:

$$R_{TRP}(t) = p_1(t) + p_2(t) \quad (57)$$

A Figura 43 ilustra o modelo de Markov de disponibilidade incrementado com a taxa de reparo (corretiva) do transformador. É possível notar que a única diferença deste modelo para o modelo de confiabilidade é a transição “D”, que representa uma manutenção corretiva do transformador após sua falha. Esta transição permite ao sistema retornar ao estado inicial e, portanto, possibilitando o cálculo da disponibilidade do transformador de potência.

Figura 43. Modelo de Disponibilidade de um Transformador de Potência Utilizando a Técnica de Manutenção com Base das Condições de Uso.

Na Tabela 7 são apresentadas as transições “A”, “B”, “C”, “D”, “E”, “F” e “G” e suas respectivas probabilidades para o modelo de disponibilidade em questão.

Tabela 7. Transições para o Modelo de Disponibilidade do Transformador de Potência.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Antecipação de falha no TRP (Transformador de potência)	$A = \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t$
“B”	Falha no TRP	$B = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t$
“C”	Manutenção preventiva ¹ no TRP	$C = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“D”	Manutenção corretiva no TRP	$D = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“E”	TRP operando normalmente	$E = 1 - A$
“F”	TRP operando em estado crítico	$F = 1 - B - C$
“G”	Falha no TRP	$G = 1 - D$

Enquanto as probabilidades de ocorrência das transições “A”, “B”, “C”, “E” e “F” permanecem iguais às do modelo de confiabilidade, a adição da transição “D”, recuperando o

¹ Apesar de que muitas vezes o tempo de uma manutenção preventiva seja inferior ao tempo de uma manutenção corretiva, este modelo considera o pior caso, ou seja, os tempos de manutenção preventiva e corretiva são iguais.

sistema falho para o estado inicial, exerce influência sobre a probabilidade de ocorrência da transição “G”, que representa a probabilidade do sistema continuar no estado falho “3”. A seguir são mostradas as probabilidades de ocorrência das transições deste modelo de disponibilidade.

$$A = \lambda_A \cdot \Delta t \Rightarrow A = \frac{1}{MTTF_{TRP} - \tau} \cdot \Delta t \Rightarrow A = \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (58)$$

$$B = \lambda_B \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t \quad (59)$$

$$C = \mu_C \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{MTTR_{TRP}} \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (60)$$

$$D = \mu_D \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{MTTR_{TRP}} \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (61)$$

$$E = 1 - A \Rightarrow E = 1 - \frac{1}{438000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (62)$$

$$F = 1 - B - C \Rightarrow F = 1 - \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t - \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (63)$$

$$G = 1 - D \Rightarrow G = 1 - \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (64)$$

As equações (65), (66), (67) e (68) apresentam as equações resultantes do modelamento da disponibilidade do transformador de potência utilizando o modelo de Markov.

A Equação (65) é a formula geral de transição do estado atual para o estado seguinte.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E & C & D \\ A & F & 0 \\ 0 & B & G \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \end{bmatrix} \quad (65)$$

onde:

$$M = \begin{bmatrix} E & C & D \\ A & F & 0 \\ 0 & B & G \end{bmatrix} \quad (66)$$

A Equação (67) apresenta novamente o vetor de probabilidade inicial:

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (67)$$

A Equação (68) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, após um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (68)$$

Esta equação também permite obter a curva de disponibilidade do transformador de potência.

Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1” ou “2”, ou seja:

$$Disp_{TRP}(t) = p_1(t) + p_2(t) \quad (69)$$

6.4. Estudo de um Ponto de Carga do Sistema sem a Utilização da Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso

Este item apresenta a análise dos índices de confiabilidade e disponibilidade para os pontos de carga do sistema sob estudo sem a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso. Neste item será realizado somente o estudo do sistema de distribuição secundário. Posteriormente, durante a apreciação dos resultados, este estudo se integrará com a análise do sistema de distribuição primário.

De forma a apresentar a metodologia utilizada para o cálculo dos índices em análise, o ponto de carga 22 do sistema (realçado na Figura 38) foi escolhido como exemplo a ser discutido a seguir. Os cálculos para os demais pontos do sistema não serão detalhados por fazerem uso do mesmo modelo, porém com diferentes parâmetros de entrada, conforme a sua localização física.

Este ponto de carga pode ser alimentado pela linha sul, proveniente de “St. Gregor” ou, em caso de falhas nesta linha e havendo disponibilidade de energia em “Annahein”, o mesmo pode ser alimentado pela linha norte.

O modelo de Markov para cálculo da confiabilidade para o ponto de carga 22 do sistema está ilustrado na Figura 44.

Figura 44. Modelo de Confiabilidade para o Ponto de Carga 22.

Neste modelo, estão os quatro estados em que é possível encontrar o ponto de carga 22, do ponto de vista da análise da confiabilidade do sistema. O estado “1” representa a correta alimentação do sistema através da linha proveniente de “St. Gregor” (linha sul), enquanto o estado “2” representa a operação do sistema por meio de contingência, sendo o ponto de carga 22 alimentado pela linha proveniente de “Annahein” (linha norte). Os estados “3” e “4” representam interrupção no serviço devido, respectivamente, à falha da rede de distribuição e ao transformador de distribuição (TRD).

No modelo apresentado, também estão descritas as possíveis transições entre os estados, representadas pelas setas ligando um estado ao outro. Para cada transição entre estados distintos é calculada a taxa de falhas constante (λ) ou a taxa de reparos constante (μ) para que ocorra tal transição. Essa taxa de falhas/reparo é então multiplicada por um intervalo de tempo (Δt) para obter a probabilidade da transição.

A Tabela 8 apresenta as transições “A”, “B”, “C”, “D”, “E”, “F”, “G”, “H”, “I” e “J” com suas probabilidades de ocorrência, conforme o modelo em estudo.

Tabela 8. Transições para o Modelo de Confiabilidade no Ponto de Carga 22.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Falha nos cabos da seção sul (4,4 km), geradora norte disponível com probabilidade 50%	$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“B”	Falha nos cabos da seção norte (16,1 km)	$B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t$
“C”	Conserto corretivo seção sul	$C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$
“D”	Falha no TRD (Transformador de Distribuição) 50	$D = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t$
“E”	Falha no TRD 50	$E = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t$
“F”	Falha nos cabos da seção sul, geradora norte indisponível	$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“G”	Sistema operando normalmente	$G = 1 - A - E - F$
“H”	Sistema operando emergencialmente	$H = 1 - B - C - D$
“I”	Falha na distribuição no ponto 22 / Cabos	$I = 1$
“J”	Falha na distribuição no ponto 22 / TRD 50	$J = 1$

A probabilidade de ocorrência da transição “A” é obtida através da probabilidade de disponibilidade de fonte alternativa ($P_{fa} = 50\%$) e pelo tempo médio para falhar dos cabos da seção sul até o ponto de carga 22, obtida na Tabela 4, pela coluna “*MTTF* St. Gregor” (214.076 h). O cálculo da probabilidade de ocorrência desta transição é descrita a seguir:

$$A = P_{fa} \cdot \lambda_A \cdot \Delta t \Rightarrow A = P_{fa} \cdot \frac{1}{MTTF_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \quad (70)$$

Substituindo P_{fa} e $MTTF_{cabos/sul}$ pelos seus valores numéricos:

$$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t \quad (71)$$

Para o cálculo da probabilidade de ocorrência da transição “B” utiliza-se a taxa de falhas nos cabos da seção norte para o ponto de carga 22, também obtida na Tabela 4, na coluna “*MTTF* Annahein” (58.505 h), logo:

$$B = \lambda_B \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{MTTF_{cabos / norte}} \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t \quad (72)$$

A seguir são descritos os cálculos das probabilidades de ocorrência das transições “C”, “D”, “E”, “F”.

$$C = \mu_C \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{MTTR_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (73)$$

$$D = \lambda_D \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{MTTF_{TRD}} \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t \quad (74)$$

$$E = \lambda_E \cdot \Delta t \Rightarrow E = \frac{1}{MTTF_{TRD}} \cdot \Delta t \Rightarrow E = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t \quad (75)$$

$$F = (1 - P_{fa}) \cdot \lambda_F \cdot \Delta t \Rightarrow F = (1 - P_{fa}) \cdot \frac{1}{MTTF_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \quad (76)$$

$$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t \quad (77)$$

E, finalmente, são apresentados os cálculos das probabilidades de permanência no mesmo estado, representadas pelas transições “G”, “H”, “I” e “J”:

$$G = 1 - A - E - F \Rightarrow G = 1 - \frac{1}{214076} \cdot \Delta t - \frac{1}{876000} \cdot \Delta t \quad (78)$$

$$H = 1 - B - C - D \Rightarrow H = 1 - \frac{1}{58505} \cdot \Delta t - \frac{1}{8} \cdot \Delta t - \frac{1}{876000} \cdot \Delta t \quad (79)$$

$$I = 1 \quad (80)$$

$$J = 1 \quad (81)$$

A seguir são descritas as equações para obter os resultados da confiabilidade do ponto de carga 22 do sistema utilizando o modelo de Markov.

A Equação (82) exhibe a relação entre o estado atual e o estado seguinte.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \\ p_4(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & C & 0 & 0 \\ A & H & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 \\ E & D & 0 & J \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \\ p_4(t) \end{bmatrix} \quad (82)$$

onde:

$$M = \begin{bmatrix} G & C & 0 & 0 \\ A & H & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 \\ E & D & 0 & J \end{bmatrix} \quad (83)$$

A Equação (84) indica o estado inicial do sistema (estado “1”), que neste modelo é a sua situação ideal de operação.

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \\ p_4(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (84)$$

Finalmente, a Equação (85) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, após um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (85)$$

Esta equação também permite obter a curva de confiabilidade do ponto de carga 22 (PC22).

Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1” ou “2”, ou seja:

$$R_{PC22}(t) = p_1(t) + p_2(t) \quad (86)$$

O modelo de Markov para a avaliação da disponibilidade deste ponto do sistema está ilustrado na Figura 45, enquanto suas probabilidades de transição são exibidas na Tabela 9.

Figura 45. Modelo de Disponibilidade para o Ponto de Carga 22.

Nesta figura observam-se as novas transições “K” e “L”, que restauram o sistema para o estado inicial, após falha no fornecimento de energia devido, respectivamente, aos cabos e ao transformador. Estas transições possibilitam agora o cálculo da disponibilidade assintótica do sistema, representando a manutenção corretiva dos cabos ou do transformador de distribuição.

Tabela 9. Transições para o Modelo de Disponibilidade no Ponto de Carga 22.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Falha nos cabos da seção sul (4,4 km), geradora norte disponível com probabilidade 50%	$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“B”	Falha nos cabos da seção norte (16,1 km)	$B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t$
“C”	Conserto corretivo seção sul	$C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$
“D”	Falha no TRD (Transformador de Distribuição) 50	$D = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t$
“E”	Falha no TRD 50	$E = \frac{1}{876000} \cdot \Delta t$
“F”	Falha nos cabos da seção sul, geradora norte indisponível	$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“G”	Sistema operando normalmente	$G = 1 - A - E - F$
“H”	Sistema operando emergencialmente	$H = 1 - B - C - D$
“I”	Falha na distribuição no ponto 22 / Cabos	$I = 1 - K$
“J”	Falha na distribuição no ponto 22 / TRD 50	$J = 1 - L$
“K”	Manutenção corretiva seção norte e sul	$K = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$
“L”	Manutenção corretiva TRD 50	$L = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$

As probabilidades de ocorrência das novas transições “K” e “L” são descritas a seguir:

$$K = \mu_K \cdot \Delta t \Rightarrow K = \frac{1}{MTTR_{cabos}} \cdot \Delta t \Rightarrow K = \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (87)$$

$$L = \mu_L \cdot \Delta t \Rightarrow L = \frac{1}{MTTR_{TRD}} \cdot \Delta t \Rightarrow L = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (88)$$

É necessário, agora, obter as novas probabilidades de ocorrência das transições “I” e “J”, que têm suas formas de cálculo afetadas pela adição das manutenções corretivas representadas através das transições “K” e “L”. Logo:

$$I = 1 - K \Rightarrow I = 1 - \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (89)$$

$$J = 1 - L \Rightarrow J = 1 - \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (90)$$

A seguir são descritas as equações para obter os resultados de disponibilidade do ponto de carga 22 do sistema a partir do modelo de Markov.

A Equação (91) exibe a transição do estado atual do sistema para seu próximo estado, agora incluindo as transições referentes às manutenções corretivas dos cabos e do transformador.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \\ p_4(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & C & K & L \\ A & H & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 \\ E & D & 0 & J \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \\ p_4(t) \end{bmatrix} \quad (91)$$

onde:

$$M = \begin{bmatrix} G & C & K & L \\ A & H & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 \\ E & D & 0 & J \end{bmatrix} \quad (92)$$

A Equação (93) indica o estado inicial do sistema (estado “1”).

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \\ p_4(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (93)$$

A Equação (94) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, para um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (94)$$

Esta equação também permite obter a curva de disponibilidade do ponto de carga 22 (PC22).

Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1” ou “2”, ou seja:

$$Disp_{PC22}(t) = p_1(t) + p_2(t) \quad (95)$$

6.5. Estudo de um Ponto de Carga do Sistema Utilizando a Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso

Este item apresenta a análise dos índices de confiabilidade e disponibilidade para os pontos de carga do sistema sob estudo com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso. É utilizado como exemplo o mesmo ponto de carga do item anterior, ou seja, o ponto de carga 22 (vide Figura 38).

Na Figura 46 é apresentado o modelo de confiabilidade para este ponto.

Figura 46. Modelo de Confiabilidade para o Ponto de Carga 22 Utilizando a Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso.

Este modelo é similar ao modelo de confiabilidade apresentado no item 6.4 (vide Figura 44). Entretanto, observa-se um novo estado, o estado “5”, que representa a antecipação de uma falha no transformador, devido ao seu alto grau de degradação constatado pelo sistema de monitoramento com base nas condições de uso. Uma vez neste estado, o sistema pode tanto

degradar para o estado de falha no fornecimento de energia devido a uma falha no transformador (estado “4”), sendo necessária uma manutenção corretiva, ou o sistema pode ser restaurado para o estado de operação normal (estado “1”), após uma manutenção preventiva no transformador.

A seguir, na Tabela 10, estão descritas as possíveis transições do sistema e seus respectivos cálculos de probabilidade de ocorrência.

Tabela 10. Transições para o Modelo de Confiabilidade no Ponto de Carga 22 utilizando a Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Falha nos cabos da seção sul (4,4 km), geradora norte disponível com probabilidade 50%	$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“B”	Falha nos cabos da seção norte (16,1 km)	$B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t$
“C”	Manutenção corretiva da seção sul	$C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$
“D”	Antecipação de falha no TRD (Transformador de Distribuição) 50	$D = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t$
“E”	Antecipação de falha no TRD 50	$E = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t$
“F”	Falha nos cabos da seção sul, geradora norte indisponível	$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“G”	Sistema operando normalmente	$G = 1 - A - E - F$
“H”	Sistema operando emergencialmente	$H = 1 - B - C - D$
“I”	Falha na distribuição no ponto 22 / Cabos	$I = 1$
“J”	Falha na distribuição no ponto 22 / TRD 50	$J = 1$
“K”	Manutenção preventiva no TRD 50	$K = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“L”	Falha no TRD 50	$L = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t$
“M”	TRD 50 em estado crítico	$M = 1 - K - L$

As probabilidades de ocorrência das transições “A” e “F”, assim como no item 6.4, são obtidas através da probabilidade de disponibilidade de fonte alternativa ($P_{fa} = 50\%$) e pelo tempo médio para falhar dos cabos da seção sul até o ponto de carga 22 ($MTTF_{cabos/sul} = 214.076$ h):

$$A = P_{fa} \cdot \lambda_A \cdot \Delta t \Rightarrow A = P_{fa} \cdot \frac{1}{MTTF_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \quad (96)$$

$$F = (1 - P_{fa}) \cdot \lambda_F \cdot \Delta t \Rightarrow F = (1 - P_{fa}) \cdot \frac{1}{MTTF_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \quad (97)$$

Substituindo P_{fa} e $MTTF_{cabos/sul}$ pelos seus valores numéricos:

$$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t \quad (98)$$

$$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t \quad (99)$$

Novamente, os cálculos das probabilidades de ocorrência das transições “B” e “C” deste modelo seguem a mesmas formas que foram apresentadas no item 6.4.

$$B = \lambda_B \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{MTTF_{cabos / norte}} \cdot \Delta t \Rightarrow B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t \quad (100)$$

$$C = \mu_C \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{MTTR_{cabos / sul}} \cdot \Delta t \Rightarrow C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (101)$$

Entretanto, neste modelo, as transições “D” e “E” agora representam a probabilidade de detecção de uma falha incipiente no transformador de distribuição (TRD):

$$D = \lambda_D \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{MTTF_{TRD} - \tau} \cdot \Delta t \Rightarrow D = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (102)$$

$$E = \lambda_E \cdot \Delta t \Rightarrow E = \frac{1}{MTTF_{TRD} - \tau} \cdot \Delta t \Rightarrow E = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (103)$$

Já, a partir do novo estado “5”, é possível realizar a manutenção preventiva do transformador (transição “K”). Caso esta não seja realizada a tempo, o sistema poderá apresentar uma falha (transição “L”).

$$K = \mu_K \cdot \Delta t \Rightarrow K = \frac{1}{MTTR_{TRD}} \cdot \Delta t \Rightarrow K = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (104)$$

$$L = \lambda_L \cdot \Delta t \Rightarrow L = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t \quad (105)$$

E, finalmente, são apresentados os cálculos das probabilidades de permanência no mesmo estado, representadas pelas transições “G”, “H”, “I”, “J” e “M”:

$$G = 1 - A - E - F \Rightarrow G = 1 - \frac{1}{214076} \cdot \Delta t - \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (106)$$

$$H = 1 - B - C - D \Rightarrow H = 1 - \frac{1}{58505} \cdot \Delta t - \frac{1}{8} \cdot \Delta t - \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t \quad (107)$$

$$I = 1 \quad (108)$$

$$J = 1 \quad (109)$$

$$M = 1 - K - L \Rightarrow 1 - \frac{1}{48} \cdot \Delta t - \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t \quad (110)$$

Nas equações (111), (112), (113) e (114) são descritas as expressões para obter os resultados de confiabilidade do modelo de Markov para o sistema utilizando técnicas de manutenção baseado nas condições.

A Equação (111) apresenta o cálculo do estado seguinte a partir do estado atual do sistema.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \\ p_4(t + \Delta t) \\ p_5(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & C & 0 & 0 & K \\ A & H & 0 & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J & L \\ E & D & 0 & 0 & M \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \\ p_4(t) \\ p_5(t) \end{bmatrix} \quad (111)$$

onde:

$$M = \begin{bmatrix} G & C & 0 & 0 & K \\ A & H & 0 & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J & L \\ E & D & 0 & 0 & M \end{bmatrix} \quad (112)$$

O estado inicial do sistema é o estado “1”.

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \\ p_4(0) \\ p_5(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (113)$$

Finalmente, a Equação (114) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, após um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (114)$$

Esta equação também permite obter a curva de confiabilidade do ponto de carga 22 com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso (PC22'). Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1”, “2” ou “5”, ou seja:

$$R_{PC22'}(t) = p_1(t) + p_2(t) + p_5(t) \quad (115)$$

Na Figura 47 é apresentado o modelo de Markov para o cálculo do índice de disponibilidade do ponto de carga 22, também utilizando a técnica de manutenção com base nas condições de uso dos transformadores de distribuição.

Figura 47. Modelo de Disponibilidade para o Ponto de Carga 22 Utilizando a Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso.

Neste modelo é possível perceber as novas transições “N” e “O”, que restabelecem o sistema para o estado operacional normal (estado “1”), permitindo a obtenção da taxa de disponibilidade do sistema. A transição “N” restabelece o sistema ao estado “1” através de uma manutenção corretiva no transformador, enquanto a transição “O” restabelece o sistema para o estado “1” através de uma manutenção corretiva na rede de distribuição. As outras transições permanecem de forma similar ao modelo para obtenção da taxa de confiabilidade.

A Tabela 11, apresentada a seguir, exibe as transições do sistema e suas probabilidades de ocorrência.

Tabela 11. Transições para o Modelo de Disponibilidade no Ponto de Carga 22 utilizando a Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso.

TRANSIÇÃO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE
“A”	Falha nos cabos da seção sul (4,4 km), geradora norte disponível com probabilidade 50%	$A = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“B”	Falha nos cabos da seção norte (16,1 km)	$B = \frac{1}{58505} \cdot \Delta t$
“C”	Manutenção corretiva seção sul	$C = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$
“D”	Antecipação de falha no TRD (Transformador de Distribuição) 50	$D = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t$
“E”	Antecipação de falha no TRD 50	$E = \frac{1}{876000 - \tau} \cdot \Delta t$
“F”	Falha nos cabos da seção sul, geradora norte indisponível	$F = 0,5 \cdot \frac{1}{214076} \cdot \Delta t$
“G”	Sistema operando normalmente	$G = 1 - A - E - F$
“H”	Sistema operando emergencialmente	$H = 1 - B - C - D$
“I”	Falha na distribuição no ponto 22 / Cabos	$I = 1 - O$
“J”	Falha na distribuição no ponto 22 / TRD 50	$J = 1 - N$
“K”	Manutenção preventiva no TRD 50	$K = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“L”	Falha no TRD 50	$L = \frac{1}{\tau} \cdot \Delta t$
“M”	TRD 50 em estado crítico	$M = 1 - K - L$
“N”	Manutenção corretiva no TRD 50	$N = \frac{1}{48} \cdot \Delta t$
“O”	Manutenção corretiva seção norte e sul	$O = \frac{1}{8} \cdot \Delta t$

As probabilidades de ocorrência das transições “N” e “O”, incorporadas neste modelo de disponibilidade, são descritas a seguir:

$$N = \mu_N \cdot \Delta t \Rightarrow N = \frac{1}{MTTR_{TRD}} \cdot \Delta t \Rightarrow N = \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (116)$$

$$O = \mu_O \cdot \Delta t \Rightarrow O = \frac{1}{MTTR_{cabos}} \cdot \Delta t \Rightarrow O = \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (117)$$

É necessário, agora, obter as novas probabilidades de ocorrência das transições “I” e “J”, que têm suas formas de cálculo afetadas pela adição das manutenções corretivas representadas através das transições “N” e “O”. Portanto:

$$I = 1 - O \Rightarrow I = 1 - \frac{1}{8} \cdot \Delta t \quad (118)$$

$$J = 1 - N \Rightarrow J = 1 - \frac{1}{48} \cdot \Delta t \quad (119)$$

Nas equações (120), (121), (122) e (123) são descritas as expressões para se obter os resultados de disponibilidade do modelo de Markov para o sistema utilizando a técnica de manutenção baseado nas condições de uso dos transformadores de distribuição.

A Equação (120) exhibe a transição do estado atual do sistema para seu próximo estado, agora incluindo as transições referentes às manutenções corretivas dos cabos e do transformador.

$$\begin{bmatrix} p_1(t + \Delta t) \\ p_2(t + \Delta t) \\ p_3(t + \Delta t) \\ p_4(t + \Delta t) \\ p_5(t + \Delta t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & C & O & N & K \\ A & H & 0 & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J & L \\ E & D & 0 & 0 & M \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1(t) \\ p_2(t) \\ p_3(t) \\ p_4(t) \\ p_5(t) \end{bmatrix} \quad (120)$$

onde:

$$M = \begin{bmatrix} G & C & O & N & K \\ A & H & 0 & 0 & 0 \\ F & B & I & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & J & L \\ E & D & 0 & 0 & M \end{bmatrix} \quad (121)$$

A Equação (122) indica o estado inicial do sistema:

$$P(0) = \begin{bmatrix} p_1(0) \\ p_2(0) \\ p_3(0) \\ p_4(0) \\ p_5(0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (122)$$

Finalmente, a Equação (123) permite determinar as probabilidades de se encontrar o sistema em qualquer um de seus estados, após um determinado intervalo de tempo.

$$P(n \cdot \Delta t) = M^n \cdot P(0) \quad (123)$$

Esta equação também permite obter a curva de disponibilidade do ponto de carga 22 com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso (PC22'). Para tanto, deve-se realizar a somatória das probabilidades de se encontrar o sistema nos estados operacionais “1”, “2” ou “5”, ou seja:

$$Disp_{PC22'}(t) = p_1(t) + p_2(t) + p_5(t) \quad (124)$$

6.6. Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi introduzido o conceito do tempo médio de antecipação à falhas (τ), utilizado para medir a eficiência das técnicas de monitoramento dos transformadores de potência e distribuição na melhoria da confiabilidade e disponibilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica. Também foram mostrados os modelos de Markov adotados para obter os índices de confiabilidade e disponibilidade dos transformadores de potência. Por fim, também foram apresentados os modelos de Markov de confiabilidade e disponibilidade para um ponto de carga do “Annahein Distribution System”.

7. RESULTADOS E ANÁLISES

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos nos cálculos de confiabilidade, disponibilidade e índices RTS (*Reliability Test System*) realizados sobre o sistema de distribuição de energia “Annahein Distribution System”, apresentado no capítulo 6. Com isto deseja-se mostrar o ganho geral nos índices de confiabilidade e disponibilidade em um sistema de distribuição quando se utiliza a técnica de manutenção com base nas condições de uso.

7.1. Análise da Confiabilidade e Disponibilidade

A seguir são apresentados os resultados separados das análises de confiabilidade e disponibilidade realizadas no transformador de potência que alimenta a rede de distribuição primária e nos transformadores de distribuição utilizados na rede de distribuição secundária.

Posteriormente é apresentada uma análise conjunta destes resultados visando mostrar os ganhos gerais nos índices RTS com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso dos transformadores de potência e de distribuição.

7.1.1. Análise do Transformador de Potência

A Figura 48 exibe os resultados dos cálculos de confiabilidade para o transformador de potência realizados no *software* Matlab, conforme o emprego das equações (56) e (57), descritas no capítulo anterior. Neste gráfico, a curva mais próxima ao eixo “x” é a curva de confiabilidade do transformador sem a utilização técnica de manutenção com base nas condições de uso. As curvas acima a esta são os resultados obtidos com a utilização da manutenção com base nas condições de uso, com o parâmetro Tempo Médio de Antecipação à Falhas (τ), respectivamente, igual a 6 h, 12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 72 h, 96 h e 120 h.

Figura 48. Curvas de Confiabilidade do Transformador de Potência para os Diferentes Tempos de Antecipação à Falhas.

Estas curvas são utilizadas para se obter o tempo médio para falhar em função do tempo médio de antecipação à falhas (τ). Conforme visto na Equação (15) do item 2.3.3, para uma taxa de falhas constante, quando $t = MTTF$, tem-se:

$$R_{(MTTF)} = e^{-\frac{MTTF}{MTTF}} \Rightarrow R_{(MTTF)} = e^{-1} \Rightarrow R_{(MTTF)} = 0,367879$$

Assim, encontra-se o valor de $MTTF$ para cada curva de confiabilidade buscando-se o instante de tempo em que $R_{(t)} = 0,367879$.

A Tabela 12 mostra o tempo médio (em horas) para que o equipamento apresente uma falha. Na apresentação dos resultados, o tempo médio de antecipação à falhas (τ) igual à zero indica a análise do transformador de potência sem o emprego da técnica de manutenção com base nas condições, não sendo, desta forma, possível a antecipação de sua falha.

Tabela 12. Tempo Médio para Falhar do Transformador de Potência.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)
0	438.000
6	486.421
12	543.791
24	648.513
36	763.265
48	867.994
72	1.087.463
96	1.306.920
120	1.526.365

Este resultado demonstra o grande incremento no índice de confiabilidade dos transformadores quando estes utilizam a técnica de manutenção com base nas condições de uso. Quando o valor do parâmetro Tempo Médio de Antecipação à Falhas (τ) se aproxima do tempo de reposição ou manutenção dos transformadores (48 h), é possível verificar que o tempo médio de falhas do transformador alcança o dobro de seu valor inicial. Já para um tempo médio de antecipação à falhas de cinco dias (120 h), é possível notar que a utilização da manutenção com base nas condições de uso faz o índice de confiabilidade do transformador atingir um valor 3,5 vezes maior que o inicial.

É importante observar que, uma vez que a taxa de falhas intrínseca do transformador de potência permanece inalterada, este equipamento necessitará de reparos corretivos ou de sua substituição no intervalo de tempo médio igual a sua confiabilidade intrínseca de, por exemplo, 438.000 horas. O ganho de confiabilidade real se dá devido ao tempo que é concedido ao administrador do sistema para agir de maneira a evitar que o transformador chegue a um estado falho.

A Figura 49 mostra o resultado dos cálculos da disponibilidade do transformador de potência, considerando as equações (68) e (69) obtidas no capítulo anterior. Aqui também se observa que a curva mais próxima ao eixo “x” é a curva que representa o transformador sem a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso; as curvas acima desta

consideram que esta técnica é empregada e exibem a curva para diferentes valores do tempo médio de antecipação à falhas (6 h, 12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 72 h, 96 h e 120 h).

Figura 49. Curvas de Disponibilidade do Transformador de Potência para os Diferentes Tempos de Antecipação à Falhas.

Através das curvas de disponibilidade é possível determinar a disponibilidade assintótica do transformador de potência. Para tanto é necessário encontrar, na curva de disponibilidade, um instante de tempo (t) suficientemente grande de forma que $Disp_{(t)} - Disp_{(t+\Delta t)} \cong 0$.

A Tabela 13 apresenta o resultado dos cálculos referentes à disponibilidade assintótica do transformador, bem como o tempo de indisponibilidade (em minutos) do transformador de potência por ano para os diferentes valores do tempo médio de antecipação à falhas (τ).

Tabela 13. Disponibilidade e Tempo de Indisponibilidade por Ano do Transformador de Potência.

τ (horas)	Disponibilidade	Tempo de indisponibilidade por ano
0	99,989042%	57,6 min
6	99,990259%	51,2 min
12	99,991233%	46,1 min
24	99,992694%	38,4 min
36	99,993737%	32,9 min
48	99,994520%	28,8 min
72	99,995616%	23,0 min
96	99,996346%	19,2 min
120	99,996868%	16,5 min

Como é possível observar através dos índices obtidos a partir das curvas de disponibilidade, o tempo de indisponibilidade dos transformadores sofre uma consistente queda conforme a eficiência do sistema de manutenção com base nas condições de uso é elevada. No caso do resultado obtido com o tempo médio de antecipação à falhas igual a 5 dias (120 h), a indisponibilidade é reduzida para um valor inferior a um terço do valor histórico do transformador.

Diante dos resultados obtidos com estas simulações é possível identificar um significativo aumento na confiabilidade e disponibilidade do transformador de potência conforme a técnica de manutenção com base nas condições de uso apresenta um desempenho melhor. Um melhor desempenho desta técnica está ligado a um maior tempo médio de antecipação à falhas, que permitirá que as devidas ações preventivas sejam tomadas de forma a evitar que o transformador deixe de operar normalmente.

7.1.2. Análise de um Ponto do Sistema de Distribuição de Energia

Neste item são apresentados os resultados e a análise comparativa dos cálculos realizados com o modelo de Markov para o ponto de carga 22 (vide Figura 38) do sistema de distribuição secundário do “Annahein Distribution System”, para os casos sem e com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso. Os resultados aqui obtidos são muito

importantes, pois juntamente com a análise dos demais pontos do sistema, permite realizar a análise dos índices RTS que será, posteriormente, utilizada para avaliar o desempenho da técnica de manutenção com base nas condições de uso.

Para obter os índices de confiabilidade no ponto de carga 22 do sistema de distribuição secundário foram realizados os cálculos dos modelos de Markov ilustrados nas Figuras 44 e 46 do capítulo 6. Estas figuras apresentam, respectivamente, o modelo de Markov sem o monitoramento com base nas condições de uso e o modelo de Markov com a utilização do monitoramento.

A seguir, a Figura 50 apresenta as curvas de confiabilidade do ponto de carga 22 do sistema de distribuição secundário de energia, de acordo com as equações (85), (86), (114) e (115).

Figura 50. Curvas de Confiabilidade para o Ponto 22 do “Annahein Distribution System” com Diferentes Tempos de Antecipação à Falhas.

O gráfico de confiabilidade, apresentado na Figura 50, possui 9 curvas. Estas curvas são referentes às simulações realizadas adotando diferentes valores para o tempo médio de antecipação à falhas. Nesta figura, a curva mais próxima ao eixo “x” ($\tau = 0$) é referente ao

cálculo de confiabilidade do sistema sem o emprego da técnica da manutenção com base nas condições de uso. As outras curvas vão apresentando o impacto do incremento no tempo médio de antecipação à falhas seguindo a seguinte ordem: 6 h, 12 h, 24 h, 36 h, 48 h, 72 h, 96 h e 120 h.

A Tabela 14 proporciona os valores médios de tempo para falhas no ponto de carga 22, obtidos a partir das curvas da Figura 50, para $t = MTTF$, quando $R_{(t=MTTF)} = e^{-1}$.

Tabela 14. Tempo Médio para Falhar do Ponto de Carga 22.

τ (horas)	MTTF (horas)
0	287.599
6	298.476
12	307.804
24	322.936
36	334.690
48	344.076
72	358.128
96	368.160
120	375.690

Mais uma vez é possível observar que a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso fornece um ganho significativo na confiabilidade do sistema. Com um tempo médio de antecipação de falhas de 5 dias (120 h), a confiabilidade do sistema assume um valor 30% acima do inicial. Este aumento na confiabilidade representa um acréscimo de 3,75 anos no tempo médio de falhas para o ponto de carga 22.

A seguir, a Figura 51 apresenta as curvas de disponibilidade do ponto de carga 22 do sistema, seguindo as equações (94), (95), (123) e (124).

Figura 51. Curvas de Disponibilidade para o Ponto 22 do “Annahein Distribution System” com Diferentes Tempos de Antecipação à Falhas.

A Tabela 15 apresenta os valores de disponibilidade assintótica e tempo de indisponibilidade por ano do ponto de carga 22, obtidos a partir das curvas da Figura 51, em um instante de tempo suficientemente grande de forma que $Disp_{(t)} - Disp_{(t+\Delta t)} \cong 0$.

Tabela 15. Disponibilidade e Tempo de Indisponibilidade por Ano do Sistema.

τ (horas)	Disponibilidade	Tempo de indisponibilidade por ano
0	99,992652%	38,6 min
6	99,993261%	35,4 min
12	99,993748%	32,9 min
24	99,994478%	29,0 min
36	99,995000%	26,3 min
48	99,995391%	24,2 min
72	99,995939%	21,3 min
96	99,996304%	19,4 min
120	99,996565%	18,0 min

Através dos índices obtidos a partir das curvas de disponibilidade é possível observar que o tempo de indisponibilidade no ponto de carga 22 do sistema diminui consistentemente

conforme aumenta a eficiência da técnica de manutenção com base nas condições de uso. Quando o desempenho da técnica de manutenção com base nas condições de uso atinge o valor de 5 dias (120 h), a indisponibilidade cai para aproximadamente a metade do seu valor original, o que significa um grande aumento na disponibilidade da energia elétrica no ponto de carga 22.

Utilizando a fórmula de disponibilidade apresentada na Equação (19) do capítulo 2 e os dados das tabelas 14 e 15 (*MTTF* e Disponibilidade Assintótica, respectivamente), também é possível obter o tempo médio de reparo do sistema (*MTTR*) em relação ao tempo médio de antecipação de falhas (τ), conforme mostra a Tabela 16.

Tabela 16. Tempo Médio para Reparar do Ponto de Carga 22.

τ (horas)	MTTR (horas)
0	21,13
6	20,12
12	19,25
24	17,83
36	16,73
48	15,86
72	14,54
96	13,60
120	12,90

Os dados obtidos na Tabela 16 reforçam o ganho consistente de disponibilidade no ponto de carga 22 do “Annahein Distribution System”, uma vez que o tempo médio de reparo cai de cerca de 21 horas para aproximadamente 13 horas quando o tempo médio de antecipação à falhas é de 5 dias (120 h) – uma queda de 40%.

A queda no tempo médio de reparo é possível devido à capacidade de antecipação das falhas no transformador de distribuição e, desta forma, permite que o operador do sistema tome as respectivas ações para restaurar o sistema para um estado livre de falhas, quando o transformador estiver no estado degradado.

A capacidade de se antecipar às falhas dos transformadores é devida à natureza dos transformadores de continuarem em funcionamento mesmo enquanto seus componentes estão em estado de deterioração. Uma vez detectada um nível de deterioração crítica, o administrador do sistema deve providenciar as medidas cabíveis.

É importante observar que os ganhos de confiabilidade e disponibilidade para o ponto de carga 22, apesar de terem apresentado um grande incremento, são restringidos pela taxa de falhas dos cabos do sistema de distribuição. Enquanto a taxa de falhas dos transformadores de distribuição é de 0,01 falhas/ano, a taxa de falhas dos cabos por quilômetro é de 0,0093 falhas/ano (vide Tabela 3). Apesar de aparentemente serem muito próximas, a taxa de falhas dos cabos torna-se maior conforme a distância do ponto de carga do sistema aos extremos norte e sul aumenta. Para o ponto de carga 22, a taxa de falhas do cabo da seção sul é de 0,0372 falhas/ano, enquanto a taxa de falhas do cabo da seção norte é de 0,1488 falhas/ano. Uma vez obtidos os valores reais das taxas de falhas dos cabos é possível observar que elas apresentam valores consideravelmente maiores que a taxa de falhas do transformador de distribuição. No entanto, o tempo de reparo dos cabos, de 8 horas, é bem inferior ao tempo de reparo dos transformadores, que é de 48 horas. Isto demonstra que os cabos são muito menos confiáveis que os transformadores de distribuição, mas no entanto, são muito mais rápidos de serem reparados.

Assim sendo, à medida que a técnica de manutenção com base nas condições de uso possibilita a diminuição do tempo de reparo dos transformadores de distribuição, as falhas nos cabos se tornam cada vez mais significativas nos índices de confiabilidade e disponibilidade nos pontos de carga do sistema de distribuição.

7.1.3. Análise do Sistema de Distribuição de Energia Completo

Inicialmente, este item apresenta os resultados de confiabilidade, disponibilidade, indisponibilidade e tempo médio de reparo para todos os pontos de carga (1 à 24) do sistema de distribuição secundário de energia, obtidos através dos cálculos realizados a partir das cadeias de Markov, para os diferentes valores do parâmetro Tempo Médio de Antecipação à Falhas.

Posteriormente, é realizada a análise dos índices RTS do sistema de distribuição primário e secundário, agregando tanto os resultados obtidos para os transformadores de potência como os obtidos para a rede de distribuição secundária de energia.

As tabelas 24 à 47, presentes no Anexo A deste trabalho, exibem os resultados obtidos dos cálculos realizados com as cadeias de Markov para todos os pontos de carga do sistema de distribuição secundário. Os cálculos de confiabilidade e disponibilidade para estes pontos de carga utilizam-se do mesmo modelo de Markov proposto para o ponto de carga 22. Entretanto, são utilizados diferentes valores de tempo médio de falhas dos cabos, dependentes das distâncias de cada ponto de carga para os extremos norte e sul.

Uma vez obtidos os dados de confiabilidade e disponibilidade para todos os pontos do sistema de distribuição secundário de energia elétrica, e juntamente com os dados de confiabilidade e disponibilidade para os transformadores de potência, é possível realizar o cálculo dos índices RTS para o sistema de distribuição como um todo. Para estes cálculos, por simplicidade, considerou-se que os pontos de carga (1 à 24) são homogêneos, ou seja, apresentam o mesmo número de consumidores e uma mesma potência fornecida.

A Tabela 17 exibe o resultado do primeiro índice do RTS, o índice de frequência média das interrupções do sistema (SAIFI), para o “Annahein Distribution System”. Nesta tabela, assim como nas seguintes, é possível verificar os valores do índice em análise para os diferentes valores do tempo médio de antecipação à falhas (τ), considerando tanto os transformadores de

potência como os transformares de distribuição. A célula da tabela onde $\tau = 0$ para os dois tipos de transformadores apresenta o valor do índice sem a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso, tanto nos transformadores de distribuição como nos transformadores de potência. Partindo deste ponto, é possível observar como se comporta o índice incrementando o tempo médio de antecipação à falhas do transformador de potência (caminhando para a direita), incrementando o tempo médio de antecipação à falhas do transformador de distribuição (caminhando para baixo), ou incrementando ambos os tempos.

Tabela 17. SAIFI: Índice de Frequência Média das Interrupções do Sistema (interrup./ano).

		τ transformador de potência (horas)								
τ transformador de distribuição (horas)		0	6	12	24	36	48	72	96	120
	0	0,08475	0,08276	0,08086	0,07826	0,07623	0,07484	0,07281	0,07145	0,07049
	6	0,08364	0,08165	0,07975	0,07715	0,07512	0,07374	0,07170	0,07035	0,06938
	12	0,08276	0,08077	0,07887	0,07627	0,07424	0,07285	0,07082	0,06947	0,06850
	24	0,08142	0,07943	0,07753	0,07493	0,07290	0,07151	0,06948	0,06812	0,06716
	36	0,08047	0,07848	0,07658	0,07398	0,07195	0,07056	0,06852	0,06717	0,06621
	48	0,07975	0,07776	0,07586	0,07326	0,07123	0,06984	0,06781	0,06646	0,06549
	72	0,07875	0,07676	0,07486	0,07226	0,07023	0,06884	0,06681	0,06546	0,06449
	96	0,07809	0,07610	0,07420	0,07160	0,06957	0,06818	0,06614	0,06479	0,06383
	120	0,07761	0,07562	0,07372	0,07112	0,06909	0,06771	0,06567	0,06432	0,06335

Esta tabela foi obtida através da Equação (37), apresentada no capítulo 3, e do cálculo da taxa de falhas no fornecimento de energia elétrica para cada um dos pontos de carga do “Annahein Distribution System”, como mostra a equação a seguir:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{24} \lambda_{\text{fornecimento } PCi}}{24} \quad (125)$$

Sendo $\lambda_{\text{fornecimento } PCi}$ a taxa de falhas no fornecimento de energia elétrica do ponto de carga i . Uma vez que o foco deste trabalho está voltado para o sistema de distribuição de energia elétrica, serão desprezadas as falhas nos sistemas de geração e transmissão, considerando, portanto, somente as falhas dos sistemas primário e secundário de distribuição. Desta forma, a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para um ponto de carga i ($R_{\text{fornecimento } PCi}$) é

dada pela associação em série dos sistemas primário e secundário de distribuição. Utilizando a Equação (20), vista no capítulo 2, pode-se escrever esta confiabilidade da seguinte maneira:

$$R_{fornecimento\ PCi}(t) = R_{distribuição\ primário}(t) \cdot R_{distribuição\ secundário\ PCi}(t) \quad (126)$$

Substituindo-se a confiabilidade pela equação dada em (10), tem-se:

$$e^{-\lambda_{fornecimento\ PCi} \cdot t} = e^{-\lambda_{distribuição\ primário} \cdot t} \cdot e^{-\lambda_{distribuição\ secundário\ PCi} \cdot t} \quad (127)$$

A partir da Equação (127), obtém-se que:

$$\lambda_{fornecimento\ PCi} = \lambda_{distribuição\ primário} + \lambda_{distribuição\ secundário\ PCi} \quad (128)$$

onde:

$$\lambda_{distribuição\ primário} = \frac{1}{MTTF_{TRP}} \quad (129)$$

$$\lambda_{distribuição\ secundário\ PCi} = \frac{1}{MTTF_{PCi}} \quad (130)$$

Logo, reescrevendo a Equação (125), tem-se:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{1}{MTTF_{TRP}} + \frac{1}{MTTF_{PCi}}}{24} \quad (131)$$

ou, simplesmente:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{24} \frac{1}{MTTF_{PCi}}}{24} + \frac{1}{MTTF_{TRP}} \quad (132)$$

A Tabela 18 apresenta o índice de frequência média das interrupções do consumidor (CAIFI) para a rede de distribuição em análise. O cálculo deste índice está baseado nos consumidores afetados durante um espaço de tempo de 20 anos.

Tabela 18. CAIFI: Índice de Frequência Média das Interrupções do Consumidor (interrup./ano).

	τ transformador de potência (horas)									
		0	6	12	24	36	48	72	96	120
τ transformador de distribuição (horas)	0	0,08876	0,08859	0,08856	0,08595	0,08781	0,08643	0,08439	0,08304	0,08208
	6	0,08947	0,08748	0,08745	0,08672	0,08671	0,08532	0,08329	0,08193	0,08097
	12	0,08859	0,08847	0,08657	0,08786	0,08583	0,08444	0,08241	0,08105	0,08009
	24	0,08912	0,08713	0,08709	0,08652	0,08449	0,08310	0,08106	0,07971	0,07875
	36	0,08816	0,08617	0,08816	0,08556	0,08353	0,08215	0,08011	0,07876	0,07944
	48	0,08745	0,08732	0,08745	0,08485	0,08282	0,08143	0,07939	0,07804	0,07872
	72	0,08645	0,08835	0,08645	0,08385	0,08182	0,08043	0,07839	0,07869	0,07772
	96	0,08578	0,08768	0,08578	0,08318	0,08115	0,07977	0,07938	0,07802	0,07875
	120	0,08718	0,08721	0,08531	0,08271	0,08068	0,07929	0,07890	0,07755	0,07828

Esta tabela foi obtida pelo cálculo da Equação (38), apresentada no capítulo 3, realizando-se as mesmas considerações que foram demonstradas para o índice de frequência média das interrupções do sistema. Entretanto, para a obtenção deste índice, utilizou-se como base de cálculo somente os consumidores (representados neste estudo pelos 24 pontos de carga do sistema) com $\lambda_{\text{fornecimento } PCi} \geq 0,05 \text{ falhas/ano}$ ($MTTF_{PCi} \leq 20 \text{ anos}$ ou $MTTF_{PCi} \leq 175.200 \text{ horas}$), de forma que a quantidade de falhas esperadas em 20 anos fosse de, ao menos, 1 falha. Neste caso, foram considerados somente os pontos de carga 1 à 17 (vide tabelas presentes no anexo).

A Tabela 19 exibe o índice de duração média das interrupções do sistema (SAIDI), expresso em minutos de interrupção no fornecimento de energia por ano.

Tabela 19. SAIDI: Índice de Duração Média das Interrupções do Sistema (min/ano).

		τ transformador de potência (horas)									
τ transformador de distribuição (horas)		0	6	12	24	36	48	72	96	120	
	0	112,68	106,28	101,17	93,49	88,00	83,89	78,13	74,29	71,55	
	6	109,48	103,08	97,97	90,29	84,80	80,69	74,93	71,09	68,35	
	12	106,92	100,53	95,41	87,73	82,25	78,13	72,37	68,54	65,79	
	24	103,08	96,69	91,57	83,89	78,41	74,29	68,53	64,70	61,95	
	36	100,34	93,94	88,83	81,15	75,66	71,55	65,79	61,95	59,21	
	48	98,29	91,89	86,77	79,09	73,61	69,49	63,74	59,90	57,16	
	72	95,41	89,01	83,89	76,21	70,73	66,61	60,86	57,02	54,28	
	96	93,49	87,09	81,97	74,29	68,81	64,70	58,94	55,10	52,36	
	120	92,12	85,72	80,60	72,92	67,44	63,32	57,57	53,73	50,98	

Esta tabela foi obtida pelo cálculo da Equação (39), apresentada no capítulo 3, tendo sido realizadas as mesmas considerações que foram demonstradas para o cálculo do índice de frequência média das interrupções do sistema.

A Tabela 20 apresenta o índice de duração média das interrupções do consumidor (CAIDI). O índice apresenta a duração média das interrupções por ano, para os consumidores afetados em um espaço de tempo de 20 anos.

Tabela 20. CAIDI: Índice de Duração Média das Interrupções do Consumidor (min/ano).

		τ transformador de potência (horas)								
τ transformador de distribuição (horas)		0	6	12	24	36	48	72	96	120
	0	114,61	108,21	103,09	95,41	89,93	85,81	80,06	76,22	73,48
	6	112,28	105,88	100,77	93,09	87,60	83,49	77,73	73,89	71,15
	12	109,72	103,33	98,21	90,53	85,05	80,93	75,17	71,34	68,59
	24	106,78	100,38	95,26	87,59	82,10	77,99	72,23	68,39	65,65
	36	104,04	97,64	92,52	84,84	79,36	75,25	69,49	65,65	62,91
	48	101,98	95,58	90,47	82,79	77,30	73,19	67,43	63,59	60,85
	72	99,10	92,70	87,59	79,91	74,42	70,31	64,55	60,71	57,97
	96	97,18	90,79	85,67	77,99	72,51	68,39	62,63	58,79	56,05
	120	96,71	90,31	85,19	77,52	72,03	67,92	62,16	58,32	55,58

Esta tabela foi obtida pelo cálculo da Equação (40), apresentada no capítulo 3, tendo sido realizadas as mesmas considerações que foram demonstradas para o cálculo do índice de frequência média das interrupções do sistema. Novamente, para a obtenção deste índice, utilizou-se como base de cálculo somente os consumidores com

$\lambda_{\text{fornecimento } PCi} \geq 0,05 \text{ falhas/ano}$, de forma que a quantidade de falhas esperadas em 20 anos fosse de, ao menos, 1 falha.

As tabelas 21 e 22 apresentam os índices de disponibilidade e indisponibilidade média do serviço (ASAI e ASUI, respectivamente) para o “Annahein Distribution System”. O índice de disponibilidade média de serviço foi obtido através do cálculo da Equação (41), enquanto o índice de indisponibilidade média do serviço foi calculado a partir da Equação (42). Ambos os cálculos foram realizados sob as mesmas considerações adotadas para a obtenção do índice de frequência média das interrupções do sistema.

Tabela 21. ASAI: Índice de Disponibilidade Média de Serviço (%).

		τ transformador de potência (horas)								
τ transformador de distribuição (horas)		0	6	12	24	36	48	72	96	120
	0	99,97856	99,97978	99,98075	99,98221	99,98326	99,98404	99,98513	99,98586	99,98639
	6	99,97917	99,98039	99,98136	99,98282	99,98387	99,98465	99,98574	99,98647	99,98700
	12	99,97966	99,98087	99,98185	99,98331	99,98435	99,98513	99,98623	99,98696	99,98748
	24	99,98039	99,98160	99,98258	99,98404	99,98508	99,98587	99,98696	99,98769	99,98821
	36	99,98091	99,98213	99,98310	99,98456	99,98560	99,98639	99,98748	99,98821	99,98873
	48	99,98130	99,98252	99,98349	99,98495	99,98600	99,98678	99,98787	99,98860	99,98913
	72	99,98185	99,98307	99,98404	99,98550	99,98654	99,98733	99,98842	99,98915	99,98967
	96	99,98221	99,98343	99,98440	99,98587	99,98691	99,98769	99,98879	99,98952	99,99004
	120	99,98247	99,98369	99,98467	99,98613	99,98717	99,98795	99,98905	99,98978	99,99030

Tabela 22. ASUI: Índice de Indisponibilidade Média de Serviço (%).

		τ transformador de potência (horas)								
τ transformador de distribuição (horas)		0	6	12	24	36	48	72	96	120
	0	0,02144	0,02022	0,01925	0,01779	0,01674	0,01596	0,01487	0,01414	0,01361
	6	0,02083	0,01961	0,01864	0,01718	0,01613	0,01535	0,01426	0,01353	0,01300
	12	0,02034	0,01913	0,01815	0,01669	0,01565	0,01487	0,01377	0,01304	0,01252
	24	0,01961	0,01840	0,01742	0,01596	0,01492	0,01413	0,01304	0,01231	0,01179
	36	0,01909	0,01787	0,01690	0,01544	0,01440	0,01361	0,01252	0,01179	0,01127
	48	0,01870	0,01748	0,01651	0,01505	0,01400	0,01322	0,01213	0,01140	0,01087
	72	0,01815	0,01693	0,01596	0,01450	0,01346	0,01267	0,01158	0,01085	0,01033
	96	0,01779	0,01657	0,01560	0,01413	0,01309	0,01231	0,01121	0,01048	0,00996
	120	0,01753	0,01631	0,01533	0,01387	0,01283	0,01205	0,01095	0,01022	0,00970

A análise comparativa dos índices RTS indica notáveis ganhos nestes índices conforme a eficiência dos sistemas de monitoramento com base nas condições de uso é incrementada. A Tabela 23 compara os resultados do sistema de distribuição sem a utilização e com a

utilização da técnica da manutenção com base nas condições de uso, adotando um tempo médio de antecipação à falhas de 120 horas, para os dois tipos de transformadores (potência e distribuição).

Tabela 23. Comparação dos Resultados Obtidos.

	τ transformador de potência = 0 τ transformador de distribuição = 0	τ transformador de potência = 120 τ transformador de distribuição = 120	Ganho
SAIFI	0,08475 interrupções/ano	0,06335 interrupções/ano	25,3 %
CAIFI	0,08876 interrupções/ano	0,07828 interrupções/ano	11,8 %
SAIDI	112,68 min/ano	50,98 min/ano	54,8 %
CAIDI	114,61 min/ano	55,58 min/ano	52,0 %
ASAI	99,97856 %	99,99030 %	0,012 %
ASUI	0,02144 %	0,00970 %	54,8 %

Nesta tabela é possível verificar a grande redução na quantidade de interrupções sofridas pelos consumidores, observada pelos índices de frequência de interrupção SAIFI e CAIFI. Já nos índices que expressam a disponibilidade do sistema de distribuição é possível observar uma redução maior ainda: a indisponibilidade caiu para cerca da metade dos valores originais. Esta redução é observada nos índices SAIDI, CAIDI e ASUI.

Como neste estudo de caso não foram analisadas as potências dos pontos de carga do “Annahein Distribution System”, então não são calculados os índices ENS (Energia Não Fornecida) e AENS (Média de Energia Não Fornecida).

7.2. Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo apresentou o resultado do cálculo dos índices de confiabilidade e disponibilidade para os modelos de Markov elaborados no capítulo 6. Também foi realizado o cálculo dos índices RTS (*Reliability Test System*) para a avaliação geral do sistema de distribuição de energia elétrica. Finalmente, neste capítulo ainda foi possível observar a melhoria nos índices de confiabilidade, disponibilidade e RTS conforme o tempo médio de antecipação à falhas é incrementado.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1. Conclusões

A confiabilidade e a disponibilidade no fornecimento de energia elétrica é uma necessidade da vida contemporânea. Falhas no fornecimento de energia elétrica devem ser evitadas e, quando isto não for possível, deve-se prever a rápida recuperação do seu fornecimento. Falhas no fornecimento, além de paralisarem o cotidiano da sociedade, podem levar aplicações críticas quanto à segurança para estados inseguros e acarretar riscos à vida humana, sem contar o prejuízo financeiro gerado tanto para os fornecedores como para os consumidores da energia elétrica. Deve-se, portanto, buscar novas técnicas e métodos para manter uma alta confiabilidade e disponibilidade nos sistemas de potência.

O conhecimento da taxa de degradação dos transformadores de um sistema de distribuição de energia elétrica é um recurso muito importante para a manutenção da confiabilidade e disponibilidade do sistema, permitindo providenciar o reparo destes equipamentos já quando os primeiros sinais de deterioração do equipamento são detectados. Isto permite que o operador de uma rede de distribuição defina uma estratégia de manutenção dos transformadores, utilizando como base de priorização, a taxa de degradação atual de cada transformador. Assim, os transformadores podem receber o devido cuidado antes até mesmo de manifestar um provável defeito, diminuindo, conseqüentemente, a indisponibilidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores. O conhecimento da taxa de degradação dos transformadores de potência possui ainda outra grande vantagem: a possibilidade de determinar os pontos críticos de uma rede distribuição primária. De posse desta informação, é possível definir o caminho que o fluxo de energia deve seguir a fim de não onerar os transformadores com maiores taxas de degradação.

A utilização da lógica nebulosa e redes neurais são apropriadas para a solução deste tipo problema, pois neste caso a modelagem analítica seria muito complexa para ser utilizada, enquanto tanto a lógica nebulosa como as redes neurais fornecem ferramentas para modelar o sistema de maneira simplificada e concisa.

Os resultados dos cálculos realizados em um caso real, a rede de distribuição de energia elétrica “Annahein Distribution System”, serviram de ilustração para a quantificação do aumento nos níveis de confiabilidade e disponibilidade possíveis de se obter com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso. O resultado deste estudo de caso mostra que quando o desempenho do sistema de análise das condições de uso é satisfatório (o tempo médio de antecipação à falhas é relativamente maior que o tempo de reparo dos equipamentos), os níveis de confiabilidade e disponibilidade apresentam um incremento significativo. Esse ganho pode ser observado pelos índices de indisponibilidade do RTS, que foram reduzidos à metade com a utilização da técnica de manutenção com base nas condições de uso.

8.2. Contribuições

8.2.1. Aplicação da Teoria Nebulosa no Processo de Manutenção de Transformadores com Base nas suas Condições de Uso

Conforme discutido na conclusão, a aplicação da teoria nebulosa no processo de manutenção de transformadores é uma solução simples que tem a grande vantagem de reunir o conhecimento humano já existente sobre o processo de degradação dos transformadores. A elaboração do sistema nebuloso de monitoramento dos transformadores de potência foi possível graças à dissertação de mestrado de (COSTA, 1999), que reúne conhecimentos obtidos de diversos estudos anteriores.

8.2.2. Estimativa de Desempenho da Técnica de Manutenção com Base nas Condições de Uso em uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica

Apesar da técnica de manutenção com base nas condições de uso ser conhecida há bastante tempo – os primeiros estudos acessados nesta área datam de 1920, a eficiência desta técnica nunca foi efetivamente provada. O estudo realizado, neste trabalho, em uma rede de distribuição mostrou que quando a técnica de manutenção com base nas condições de uso apresenta um tempo médio de antecipação à falhas relativamente maior que o tempo de reparo dos transformadores de potência e de distribuição, os níveis de confiabilidade e disponibilidade globais do sistema apresentam um aumento substancial.

8.3. Trabalhos Futuros

Dentre as possibilidades de continuidade deste trabalho, há o incremento no modelo de Markov para um ponto de carga das redes de distribuição de energia elétrica proposta, com a inserção das taxas de falhas de outros componentes presentes no sistema, como por exemplo fusíveis, chaves, etc.

Outra possibilidade de continuidade deste trabalho é o aprimoramento do modelo nebuloso proposto, incluindo novas variáveis lingüísticas para inferir a taxa de degradação do transformador de potência. Também é possível aprofundar o estudo do modelo de monitoramento dos transformadores de distribuição utilizando a técnica de redes neurais para a análise dos *wavelets*.

Além disto, ainda é possível um estudo econômico da viabilidade financeira da implementação destas técnicas *versus* os benefícios a serem alcançados, aplicadas a um cenário brasileiro.

LISTA DE REFERÊNCIAS

ALMEIDA JUNIOR, J. R. **Segurança em Sistemas Críticos e em Sistemas de Informação – Um Estudo Comparativo**, Tese de Livre Docência, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2003.

ANSI/IEEE Std C57.117 – **IEEE Guide for Reporting Failure Data for Power Transformers and Shunt Reactors on Electric Utility Power Systems**, 1986.

AVIZIENIS, A.; LAPRIE, J. C.; RANDELL, B. **Fundamental Concepts of Dependability**, Information Survivability Workshop 2000, paper 56, 2000.

AVIZIENIS, A.; LAPRIE, J. C.; RANDELL, B.; LANDWEHR, C. **Basic Concepts and Taxonomy of Dependable and Secure Computing**, IEEE Transactions on Dependable and Secure Computing, v.1, n.1, January-March 2004.

BENJAMIN, C. **Descaminhos do setor elétrico, ou o hospício Brasil**, Economia e política econômica, Editora Contraponto, Março de 2004.

BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Assessment of Large Electric Power Systems**, Kluwer Academic Publishers, 1988.

BUENO, A. **Despice de Máquinas Eléctricas**, disponível em <http://prof.usb.ve/bueno/Maquinas/Despiece.htm>, acessado em Dezembro de 2005.

BUTLER-PURRY, K. L.; BAGRIYANIK, M. **Identifying Transformer Incipient Events for Maintaining Distribution System Reliability**, HICSS - 36th Hawaii International Conference on System Sciences, Hawaii, 2003.

BUTLER-PURRY, K. L.; BAGRIYANIK, M.; MOUSAVI, M. J.; PALMER-BUCKLE, P. **Experimental Investigation of Internal Short Circuit Faults Leading to Advanced Incipient Behavior and Failure of a Distribution Transformer**, Power Systems Conference and Exposition, 2004.

CHANG, C. S.; CHEN, J. M.; LIEW, A. C.; SRINIVASAN, D; WEN, F. S. **Power System Fault Diagnosis Using Fuzzy Sets for Uncertainties Processing**, IEEE, 1996.

CHEN, W. H.; LIU, C. W.; TSAI, M. S. **On-Line Fault Diagnosis of Distribution Substations Using Hybrid Cause-Effect Network and Fuzzy Rule-Base Method**, IEEE Transactions on Power Delivery, 2000.

Colorado State University; disponível em <http://www.engr.colostate.edu/>, acessado em Dezembro de 2005.

Como Funciona; disponível em <http://geocities.yahoo.com.br/saladefisica7/funciona/transformador.htm>, acessado em Dezembro de 2005.

COSTA, S. **Técnicas de Monitoramento de Transformadores de Potência Direcionadas à Manutenção com Base nas Condições**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1999.

FURNAS; disponível em <http://www.furnas.com.br/>, acessado em Julho de 2005.

JARVENTAUSTA, P.; VERHO, P.; PARTANEM, J. **Using Fuzzy Sets to Model the Uncertainty in the Fault Location Process of Distribution Networks**, IEEE Transactions on Power Delivery, 1994.

JENS, R. D.; CUGNASCA, P. S. **Aplicação da Teoria Fuzzy no Processo de Manutenção de Transformadores com Base nas suas Condições de Uso**, I2TS - International Information and Telecommunication Technologies Symposium, UFSCar/São Carlos, 2004.

JOHNSON, B. W. **Design and Analysis of Fault-Tolerant Digital Systems**, Addison-Wesley, 1989.

KLIR, G. J.; YUAN, B. **Fuzzy Sets and Fuzzy Logic - Theory and Applications**, Prentice Hall, 1995.

LARK, J. P.; NELSON, R. B., CHAPPELLE, L. **Michigan Public Service Commission Report on August 14th Blackout**, November 2003.

LIRA, M. M. S. L.; CARVALHO JR., M. A. **Sistemas Híbridos Aplicados à Filtragem de Sinais de Alarme de Proteção de uma Subestação Telecomandada**, IV Congresso Brasileiro de Redes Neurais, 1999.

LUDESCHER, W. **Análise de Disponibilidade de Sistemas de Comércio Eletrônico**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2006.

MCNEILL, F. M.; THRO, E. **Fuzzy Logic, A Practical Approach**, Academic Press, 1994.

MEZA, E. M.; SOUZA, J. C. S.; SCHILLING, M. T.; COUTO FILHO, M. B. **Exploring Fuzzy Relations for Alarm Processing and Fault Location in Electrical Power Systems**, IEEE Porto Power Tech Conference, 2001.

MING, Z.; GENGYIN, L.; JIANWEN, R.; KAILI, X.; YOUJIANG, S. **A Distributed Power System Fault Diagnosis Expert System Based on Fuzzy Inference**, 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 2000.

PAULA, E. **Revista do Direito da Energia**, Instituto Brasileiro de Estudos do Direito da Energia, n° 1, 2004.

PEDRYCZ, W.; GOMIDE, F. **An Introduction to Fuzzy Sets: Analysis and Design**, The MIT Press, Cambridge/Massachusetts, 1998.

Power Technology; disponível em <http://www.power-technology.com>, acessado em Janeiro de 2006.

RODARTE, C. A.; SANTOS, L. N. **Sistemas Neuro-Fuzzy: Conceitos e Aplicações**, Departamento de Ciência da Computação da Universidade Federal da Bahia, disponível em: <http://twiki.im.ufba.br/pub/MAT054/SemestreArtigos20052/artigoCarolLeandro.pdf>, Acessado em Dezembro de 2005.

ROMAGNOLE; disponível em <http://www.romagnole.com.br/transformadores.php?id=49&lg=pt>, acessado em Abril de 2006.

ROOS, F.; LINDAHL, S. **Distribution System Component Failure Rates and Repair Times – An Overview**, NORDAC, 2004.

Siemens; disponível em <http://www.siemens.com.br>, **Transformadores de Força**, 2001.

SIEWIOEREK, D. P.; SWARZ, R. S. **The Theory and Practice of Reliable System Design**, Bedford Digital Press, 1974.

SOUZA, F. R. **Análise Comparativa de Arranjos de Subestações por Estudos de Confiabilidade**, Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2003.

WANG, X.; LIU, W. **A Fuzzy Fault Diagnosis Scheme with Application**, IEEE, 2001.

WEBER, T. S. **Fundamentos de Tolerância a Falhas**, Instituto de Informática da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, disponível em <http://www.inf.ufrgs.br/~taisyl/disciplinas/TFslides/TFgrad01conceitos.pdf>, acessado em Setembro de 2005.

ANEXO A – RESULTADOS DOS CÁLCULOS DE CONFIABILIDADE E DISPONIBILIDADE PARA OS PONTOS DE CARGA DO “ANNAHEIN DISTRIBUTION SYSTEM”.

Tabela 24. Resultados para o Ponto de Carga 1

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	88.721	99,986412%	71,42	12,06
6	89.683	99,987021%	68,22	11,64
12	90.515	99,987508%	65,66	11,31
24	91.832	99,988238%	61,82	10,80
36	92.784	99,988760%	59,08	10,43
48	93.504	99,989151%	57,02	10,15
72	94.521	99,989699%	54,14	9,74
96	95.205	99,990064%	52,22	9,46
120	95.696	99,990325%	50,85	9,26

Tabela 25. Resultados para o Ponto de Carga 2

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	90.149	99,986561%	70,64	12,12
6	91.242	99,987169%	67,44	11,71
12	92.125	99,987656%	64,88	11,37
24	93.464	99,988387%	61,04	10,86
36	94.432	99,988909%	58,30	10,48
48	95.164	99,989300%	56,24	10,18
72	96.199	99,989848%	53,36	9,77
96	96.895	99,990213%	51,44	9,48
120	97.396	99,990474%	50,07	9,28

Tabela 26. Resultados para o Ponto de Carga 3.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	92.913	99,986815%	69,30	12,25
6	94.036	99,987424%	66,10	11,83
12	94.945	99,987911%	63,54	11,48
24	96.324	99,988641%	59,70	10,94
36	97.322	99,989163%	56,96	10,55
48	98.077	99,989554%	54,90	10,25
72	99.146	99,990102%	52,02	9,81
96	99.866	99,990467%	50,10	9,52
120	100.424	99,990728%	48,73	9,31

Tabela 27. Resultados para o Ponto de Carga 4.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	95.517	99,987049%	68,07	12,37
6	96.672	99,987657%	64,87	11,93
12	97.607	99,988144%	62,31	11,57
24	99.027	99,988875%	58,47	11,02
36	100.062	99,989397%	55,73	10,61
48	100.923	99,989788%	53,68	10,31
72	102.139	99,990336%	50,80	9,87
96	102.957	99,990701%	48,88	9,57
120	103.545	99,990962%	47,51	9,36

Tabela 28. Resultados para o Ponto de Carga 5.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	97.458	99,987218%	67,18	12,46
6	98.638	99,987827%	63,98	12,01
12	99.594	99,988314%	61,42	11,64
24	101.156	99,989045%	57,58	11,08
36	102.316	99,989566%	54,84	10,68
48	103.195	99,989958%	52,78	10,36
72	104.436	99,990506%	49,90	9,92
96	105.272	99,990871%	47,98	9,61
120	105.874	99,991132%	46,61	9,39

Tabela 29. Resultados para o Ponto de Carga 6.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	113.930	99,988407%	60,93	13,21
6	115.601	99,989016%	57,73	12,70
12	116.956	99,989503%	55,17	12,28
24	119.019	99,990233%	51,34	11,63
36	120.562	99,990755%	48,59	11,15
48	121.797	99,991146%	46,54	10,79
72	123.546	99,991694%	43,66	10,26
96	124.725	99,992059%	41,74	9,90
120	125.574	99,992320%	40,37	9,64

Tabela 30. Resultados para o Ponto de Carga 7.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	124.854	99,989022%	57,70	13,71
6	126.846	99,989631%	54,50	13,15
12	128.464	99,990118%	51,94	12,70
24	131.007	99,990849%	48,10	11,99
36	132.943	99,991370%	45,36	11,47
48	134.413	99,991762%	43,30	11,07
72	136.497	99,992310%	40,42	10,50
96	137.906	99,992675%	38,50	10,10
120	138.921	99,992936%	37,13	9,81

Tabela 31. Resultados para o Ponto de Carga 8.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	135.614	99,989532%	55,02	14,20
6	137.953	99,990141%	51,82	13,60
12	139.856	99,990628%	49,26	13,11
24	142.966	99,991358%	45,42	12,36
36	145.235	99,991880%	42,68	11,79
48	146.961	99,992271%	40,62	11,36
72	149.412	99,992819%	37,74	10,73
96	151.145	99,993184%	35,82	10,30
120	152.423	99,993445%	34,45	9,99

Tabela 32. Resultados para o Ponto de Carga 9.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	143.326	99,989850%	53,35	14,55
6	145.984	99,990459%	50,15	13,93
12	148.146	99,990946%	47,59	13,42
24	151.553	99,991676%	43,75	12,62
36	154.127	99,992198%	41,01	12,03
48	156.085	99,992589%	38,95	11,57
72	158.870	99,993137%	36,07	10,90
96	160.804	99,993503%	34,15	10,45
120	162.253	99,993763%	32,78	10,12

Tabela 33. Resultados para o Ponto de Carga 10.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	146.665	99,989977%	52,68	14,70
6	149.387	99,990586%	49,48	14,06
12	151.712	99,991073%	46,92	13,54
24	155.331	99,991804%	43,08	12,73
36	157.969	99,992325%	40,34	12,12
48	159.978	99,992717%	38,28	11,65
72	163.018	99,993265%	35,40	10,98
96	165.077	99,993630%	33,48	10,52
120	166.563	99,993891%	32,11	10,18

Tabela 34. Resultados para o Ponto de Carga 11.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	126.097	99,989086%	57,36	13,76
6	128.110	99,989695%	54,17	13,20
12	129.745	99,990182%	51,61	12,74
24	132.418	99,990912%	47,77	12,04
36	134.374	99,991434%	45,02	11,51
48	135.859	99,991825%	42,97	11,11
72	137.967	99,992373%	40,09	10,52
96	139.392	99,992738%	38,17	10,12
120	140.450	99,992999%	36,80	9,83

Tabela 35. Resultados para o Ponto de Carga 12.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	115.675	99,988513%	60,38	13,29
6	117.372	99,989122%	57,18	12,77
12	118.748	99,989609%	54,62	12,34
24	120.920	99,990339%	50,78	11,68
36	122.574	99,990861%	48,04	11,20
48	123.828	99,991252%	45,98	10,83
72	125.605	99,991800%	43,10	10,30
96	126.803	99,992165%	41,18	9,94
120	127.667	99,992426%	39,81	9,67

Tabela 36. Resultados para o Ponto de Carga 13.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	103.042	99,987664%	64,84	12,71
6	104.420	99,988273%	61,64	12,25
12	105.536	99,988760%	59,08	11,86
24	107.233	99,989490%	55,24	11,27
36	108.463	99,990012%	52,50	10,84
48	109.395	99,990403%	50,44	10,50
72	110.784	99,990951%	47,56	10,03
96	111.757	99,991316%	45,64	9,71
120	112.457	99,991577%	44,27	9,47

Tabela 37. Resultados para o Ponto de Carga 14.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	99.940	99,987430%	66,07	12,56
6	101.274	99,988039%	62,87	12,12
12	102.358	99,988526%	60,31	11,75
24	104.004	99,989257%	56,47	11,18
36	105.195	99,989778%	53,73	10,75
48	106.098	99,990170%	51,67	10,43
72	107.375	99,990717%	48,79	9,97
96	108.235	99,991083%	46,87	9,65
120	108.855	99,991344%	45,50	9,42

Tabela 38. Resultados para o Ponto de Carga 15.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	88.319	99,986369%	71,64	12,04
6	89.276	99,986978%	68,44	11,63
12	90.056	99,987465%	65,88	11,29
24	91.368	99,988195%	62,05	10,79
36	92.315	99,988717%	59,30	10,42
48	93.032	99,989108%	57,25	10,13
72	94.044	99,989656%	54,37	9,73
96	94.724	99,990022%	52,45	9,45
120	95.213	99,990282%	51,08	9,25

Tabela 39. Resultados para o Ponto de Carga 16.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	163.872	99,990551%	49,67	15,49
6	167.335	99,991159%	46,47	14,80
12	170.170	99,991646%	43,91	14,22
24	174.762	99,992377%	40,07	13,32
36	178.117	99,992899%	37,32	12,65
48	180.716	99,993290%	35,27	12,13
72	184.571	99,993838%	32,39	11,37
96	187.187	99,994203%	30,47	10,85
120	189.078	99,994464%	29,10	10,47

Tabela 40. Resultados para o Ponto de Carga 17.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	172.073	99,990784%	48,44	15,86
6	175.933	99,991393%	45,24	15,14
12	179.084	99,991880%	42,68	14,54
24	184.143	99,992610%	38,84	13,61
36	187.883	99,993132%	36,10	12,90
48	190.778	99,993524%	34,04	12,36
72	195.071	99,994071%	31,16	11,57
96	197.986	99,994437%	29,24	11,02
120	200.101	99,994698%	27,87	10,61

Tabela 41. Resultados para o Ponto de Carga 18.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	181.150	99,991018%	47,21	16,27
6	185.449	99,991626%	44,01	15,53
12	188.962	99,992113%	41,45	14,90
24	194.596	99,992844%	37,61	13,93
36	198.763	99,993366%	34,87	13,19
48	202.050	99,993757%	32,81	12,62
72	206.832	99,994305%	29,93	11,78
96	210.087	99,994670%	28,01	11,20
120	212.557	99,994931%	26,64	10,78

Tabela 42. Resultados para o Ponto de Carga 19.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	231.139	99,991973%	42,19	18,56
6	238.131	99,992582%	38,99	17,67
12	244.043	99,993069%	36,43	16,92
24	253.451	99,993799%	32,59	15,72
36	260.597	99,994321%	29,85	14,80
48	266.288	99,994712%	27,79	14,08
72	274.636	99,995260%	24,91	13,02
96	280.459	99,995625%	22,99	12,27
120	284.838	99,995886%	21,62	11,72

Tabela 43. Resultados para o Ponto de Carga 20.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	236.977	99,992058%	41,74	18,82
6	244.324	99,992667%	38,54	17,92
12	250.493	99,993154%	35,98	17,15
24	260.421	99,993884%	32,15	15,93
36	268.031	99,994406%	29,40	15,00
48	274.033	99,994797%	27,35	14,26
72	282.872	99,995345%	24,47	13,17
96	289.074	99,995710%	22,55	12,40
120	293.713	99,995971%	21,18	11,83

Tabela 44. Resultados para o Ponto de Carga 21.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	263.481	99,992398%	39,96	20,03
6	272.581	99,993006%	36,76	19,07
12	280.304	99,993493%	34,20	18,24
24	292.826	99,994224%	30,36	16,92
36	302.450	99,994746%	27,62	15,89
48	310.067	99,995137%	25,56	15,08
72	321.463	99,995685%	22,68	13,87
96	329.512	99,996050%	20,76	13,02
120	335.552	99,996311%	19,39	12,38

Tabela 45. Resultados para o Ponto de Carga 22.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	287.599	99,992652%	38,62	21,13
6	298.476	99,993261%	35,42	20,12
12	307.804	99,993748%	32,86	19,25
24	322.936	99,994479%	29,02	17,83
36	334.690	99,995000%	26,28	16,73
48	344.077	99,995392%	24,22	15,86
72	358.128	99,995940%	21,34	14,54
96	368.161	99,996305%	19,42	13,60
120	375.691	99,996566%	18,05	12,90

Tabela 46. Resultados para o Ponto de Carga 23.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	345.638	99,993119%	36,16	23,78
6	361.465	99,993728%	32,96	22,67
12	375.244	99,994215%	30,41	21,71
24	397.959	99,994946%	26,57	20,12
36	415.963	99,995468%	23,82	18,85
48	430.542	99,995859%	21,77	17,83
72	452.812	99,996407%	18,89	16,27
96	468.960	99,996772%	16,97	15,14
120	481.228	99,997033%	15,60	14,28

Tabela 47. Resultados para o Ponto de Carga 24.

τ (horas)	<i>MTTF</i> (horas)	Disponibilidade (%)	Indisponibilidade (min/ano)	<i>MTTR</i> (horas)
0	545.954	99,993969%	31,70	32,93
6	586.568	99,994578%	28,50	31,81
12	623.687	99,995065%	25,94	30,78
24	689.087	99,995795%	22,10	28,98
36	744.902	99,996317%	19,36	27,44
48	793.066	99,996708%	17,30	26,11
72	872.002	99,997256%	14,42	23,93
96	933.983	99,997621%	12,50	22,22
120	983.934	99,997882%	11,13	20,84