

UM MODELO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE ANGRA  
1 PELO MÉTODO DOS ESTÁGIOS OTIMIZADOS POR ALGORITMOS  
GENÉTICOS

Patrícia Guimarães Crossetti

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA NUCLEAR.

Aprovada por:

---

Prof. Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo, D.Sc.

---

Prof. Antonio Carlos Marques Alvim, Ph.D.

---

Prof. Cláudio Márcio do Nascimento Abreu Pereira, D.Sc.

---

Prof. Júlio César Silva Neves, D.Sc.

---

Prof. Celso Marcelo Franklin Lapa, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2006

CROSSETTI, PATRÍCIA GUIMARÃES

Um Modelo de Confiabilidade do Sistema Elétrico de Angra 1 pelo Método dos Estágios Otimizados por Algoritmos Genéticos [Rio de Janeiro] 2006

XV, 93 p. 29,7cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia Nuclear, 2006)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Confiabilidade
2. Envelhecimento de Sistemas
3. Método dos Estágios
4. Algoritmos Genéticos
5. Sistema Elétrico de Angra 1

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A minha família.

A meu marido Eduardo e

A minha querida filha Mariana.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Paulo Fernando, pela sua orientação e sua amizade demonstrada ao longo deste trabalho.

Ao Eng. Pedro Saldanha, da CNEN, pelo seu apoio, contribuições e sugestões que muito me ajudaram.

Ao Eng. Robson Lins pelo apoio com os métodos desenvolvidos em sua tese de doutorado.

Aos professores, funcionários e alunos do programa de Engenharia Nuclear da COPPE/UFRJ que direta ou indiretamente colaboraram na elaboração este trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

UM MODELO DE CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO DE ANGRA  
1 PELO MÉTODO DOS ESTÁGIOS OTIMIZADOS POR ALGORITMOS  
GENÉTICOS

Patrícia Guimarães Crossetti

Março/2006

Orientador: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo

Programa: Engenharia Nuclear

Este trabalho propõe um modelo probabilístico que fornece subsídios para a avaliação do sistema elétrico de uma usina nuclear considerando o envelhecimento de seus componentes. No caso deste trabalho realizou-se a avaliação do sistema elétrico da Usina Nuclear de Angra 1.

Os componentes de sistemas em fase de envelhecimento possuem tempos de falha que não são exponencialmente distribuídos, gerando assim, modelos não-markovianos. Para a resolução deste sistema aplicou-se o método dos estágios otimizados através de algoritmos genéticos. Dois métodos foram utilizadas nesta otimização, MCEF e MCEV.

Após a modelagem e simulação do sistema elétrico de Angra 1 considerando o envelhecimento observa-se que as probabilidades de um *Station Blackout* é desprezível.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

A RELIABILITY MODEL OF THE ANGRA 1 POWER SYSTEM BY THE  
DEVICE OF STAGES OPTIMIZED BY GENETIC ALGORITHMS

Patrícia Guimarães Crossetti

March/2006

Advisor: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo

Department: Nuclear Engineering

This thesis proposes a probabilistic model to perform the reliability analysis of nuclear power plant systems under aging. This work analyses the Angra 1 power system.

Systems subject to aging consist of components whose failure rates are not all constant, thus generating Non-markovian models. Genetic algorithms were used for optimizing the application of the device of stages. Two approaches were used in the optimization, MCEF and MCEV.

The results obtained for the Angra 1 power system show that the probability of a station blackout is negligible.

## ÍNDICE

<b>Capítulo 1 – Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 – Apresentação do trabalho.....	1
1.2 – Delimitação do problema.....	1
1.3 – Justificativas.....	2
1.3.1 – Da escolha do assunto.....	2
1.3.2 – Do método.....	5
1.4 – Objetivos.....	7
1.5 – Organização do trabalho.....	8
<b>Capítulo 2 – Aspectos teóricos.....</b>	<b>9</b>
2.1 – Introdução .....	9
2.2 – Função densidade de probabilidade e Função de distribuição acumulada.....	9
2.3 – Distribuições de probabilidades contínuas.....	10
2.3.1 – Distribuição Exponencial.....	10
2.3.2 – Distribuição Normal.....	10
2.3.3 – Distribuição Lognormal.....	11
2.3.4 – Distribuição de Weibull.....	11
2.4 – Confiabilidade.....	12
2.5 – Disponibilidade .....	12
2.6- Função taxa de falha.....	12
2.6.1 – Curva da banheira.....	13
2.7 – Método de Análise de Markov.....	14
2.7.1 – Introdução.....	14
2.7.2 – Cadeias e Processos de Markov.....	15

2.7.3 – Modelagem.....	15
2.7.4 – Cadeias de Markov.....	15
2.7.5 – Processos de Markov.....	17
2.7.6 – Modelagem não-markoviana.....	19
2.7.6.1 – Método dos estágios.....	20
2.7.6.2 – Modelos de combinações de estágios.....	21
2.7.6.2.1 – Modelo de estágios em série (MES).....	22
2.7.6.2.2 – Modelo de estágios em paralelo (MDEP).....	23
2.7.6.2.3 – Modelo de estágios em série colocados em paralelo (MESP).....	24
2.7.6.2.4 – Modelo de estágios em série terminados com dois estágios distintos em paralelo (MESTDP).....	25
2.7.6.2.5 – Modelo de estágios em série terminado com um estado distinto (MESTU).....	26
2.7.6.3 – Otimização do método dos estágios.....	26
2.8 – Algoritmo genético (AG).....	27
2.8.1 – Algoritmo genético básico.....	28
2.8.1.1 – Codificação das variáveis e função objetivo.....	29
2.8.1.2 – Funcionamento de um algoritmo genético básico.....	29
<b>Capítulo 3 – Otimização do Método dos Estágios por Algoritmo Genético.....</b>	<b>32</b>
3.1 – Introdução.....	32
3.2 – Método apresentado por NUNES (2001).....	32
3.2.1 – Estrutura do genótipo.....	35
3.3 – Método apresentado por LINS (2003).....	36

3.3.1- Método das Diferenças.....	37
3.3.2 – Método das Combinações de Estágio Fixas (MCEF).....	38
3.3.2.1 – Modelagem genética do método MCEF.....	38
3.3.2.2 – Função objetivo.....	38
3.3.2.3 – Genótipo para o MCEF.....	38
3.3.2.4 – Fluxuograma para o método MCEF.....	39
3.3.3 – Método das Combinações de Estágio Variáveis (MCEV).....	40
3.3.3.1 – Descrição do método MCEV.....	40
3.3.3.2 – Modelagem genética do método MCEV.....	42
3.3.3.3 – Codificação.....	42
3.3.3.4 – Função objetivo.....	42
3.3.3.5 – Fluxograma para o método MCEV.....	43
<b>Capítulo 4 – Metodologia proposta.....</b>	<b>44</b>
4.1 – Introdução.....	44
4.2 – Etapas.....	44
4.3 – Fluxograma para a metodologia proposta.....	47
<b>Capítulo 5 – Sistema Elétrico de Angra 1.....</b>	<b>49</b>
5.1 – Introdução.....	49
5.2 – Usina de Angra 1.....	49
5.3 – Sistema elétrico externo de Angra 1.....	50
5.4 – Sistema elétrico interno de Angra 1.....	50
5.4.1 – Transformadores.....	53
5.4.2 – Barramentos de 4,16 kV.....	54
5.4.3 – Grupos geradores diesel de emergência.....	55

<b>Capítulo 6 – Modelagem do Sistema Elétrico.....</b>	<b>58</b>
6.1 – Introdução.....	58
6.2 – Estudo do suprimento normal.....	58
6.3 – Estudo do sistema de emergência durante uma solicitação de <i>blackout</i> ou sinal de injeção de segurança.....	64
 <b>Capítulo 7 – Simulações.....</b>	 <b>70</b>
7.1 – Introdução.....	70
7.2 – Simulação para o sistema de suprimento normal de energia elétrica alternada.....	70
7.3 – Simulação para o sistema dos grupos geradores diesel de emergência.	73
7.3.1 – Introdução.....	73
7.3.2 – Tratamento dos dados.....	74
7.3.3 – Ajuste via MCEF e MCEV.....	75
7.3.4 – Resultados obtidos.....	77
7.3.4.1 – Simulação com as taxas de transição dependentes do tempo ajustadas pelo modelo MCEF/MESP.....	78
7.3.4.2 – Simulação com as taxas de transição dependentes do tempo ajustadas pelo modelo MCEV.....	80
7.4 – Resultado Final.....	81
 <b>Capítulo 7 – Conclusões e Recomendações .....</b>	 <b>83</b>
 <b>Referências Bibliográficas.....</b>	 <b>87</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. (2.1) – Curva da banheira.....	13
Fig. (2.2) – Sistema com dois estados.....	15
Fig. (2.3) – Diagrama de estados para um sistema reparável.....	17
Fig. (2.4) – Processo não-markoviano.....	20
Fig. (2.5) – Sistema markoviano equivalente.....	21
Fig. (2.6) – Diagrama de transição de estados.....	22
Fig. (2.7) – Modelo de estágios em série (MES).....	22
Fig. (2.8) – Modelo de dois estágios em paralelo (MDEP).....	23
Fig. (2.9) – Modelo de estágios em série colocados em paralelo (MESP)....	24
Fig. (2.10) – Modelo de estágios em série terminados com dois estágios distintos em paralelo (MESTDP).....	25
Fig. (2.11) – Modelo de estágios em série terminado com um estágio distinto (MESTU).....	26
Fig. (2.12) – Algoritmo genético básico.....	28
Fig. (3.1) – Fluxograma utilizado em NUNES (2001).....	33
Fig. (3.2) – Fluxograma do algoritmo MCEF.....	39
Fig. (3.3) – Diagrama de transição de estado de um sistema com 2 estados.	40
Fig. (3.4) – Diagrama base do método MCEV.....	41
Fig. (3.5) – Fluxograma para o método MCEV.....	43
Fig. (4.1) – Fluxograma para a metodologia proposta.....	48
Fig. (5.1) – Diagrama unifilar do sistema elétrico de Angra 1.....	52
Fig. (6.1) – Diagrama de estados para o sistema de fornecimento normal...	62
Fig. (6.2) – Diagrama de Estados para o sistema de emergência durante um acidente .....	68
Fig. (7.1) – Curva $P_g(t) \times t$ .....	73

Fig. (7.2) – Modelo de estágios fictícios para a Usina A.....	78
Fig. (7.3) – Modelo de estágios fictícios para a Usina E.....	78
Fig. (7.4) – Diagrama de estágios fictícios para o ajuste da Usina A.....	80
Fig. (7.5) – Diagrama de estágios fictícios para o ajuste da Usina E.....	80

### **ÍNDICE DE TABELAS**

Tabela (3.1) – Estrutura do genótipo para a Corrida 1 da Fig.(3.1).....	36
Tabela (3.2) – Estrutura do genótipo para a Corrida 2 da Fig. (3.1).....	36
Tabela (6.1) – Definição dos estados para o diagrama da Fig. (6.1).....	63
Tabela (6.2) – Definição dos estados para o diagrama da Fig. (6.2).....	69
Tabela (7.1) – Dados utilizados para o sistema de suprimento normal.....	71
Tabela (7.2) – Taxas de reparo.....	71
Tabela (7.3) - Dados estimados para geradores diesel .....	75
Tabela (7.4) – Ajustes obtidos com os métodos MCEF e MCEV para o gerador diesel da Usina A.....	76
Tabela (7.5) – Ajustes obtidos com os métodos MCEF e MCEV para o gerador diesel da Usina E.....	77
Tabela (7.6) – Probabilidade de falha na partida para geradores diesel.....	79
Tabela (7.7) – Comparação entre os resultados obtidos pelo método MCEF/MESP e MCEV.....	81

## NOMENCLATURA

- 1A1 – Barramento de serviço 1A1
- 1A2 – Barramento de serviço 1A2
- 1A3 – Barramento de Segurança 1A3
- 1A4 – Barramento de Segurança 1A4
- A(t) – função disponibilidade
- AG – algoritmo genético
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- AT – autotransformador
- Coef. Cor.– Coeficiente de Correlação Linear
- EDO – equação diferencial ordinária
- EPRI – *Electric Power Research Institute*
- f(t) – função densidade de probabilidade
- F(t) – função distribuição acumulada
- GD-1 – Grupo gerador diesel de emergência de reserva 1
- GD-2 – Grupo gerador diesel de emergência de reserva 2
- GD-3 – Grupo gerador diesel de emergência preferencial 3
- GD-4 – Grupo gerador diesel de emergência preferencial 4
- GD-1<sub>p</sub> – Gerador diesel 1 de prontidão
- GD-2<sub>p</sub> – Gerador diesel 2 de prontidão
- GD-3<sub>p</sub> – Gerador diesel 3 de prontidão
- GD-4<sub>p</sub> – Gerador diesel 4 de prontidão
- MCEF – Método das combinações de estágio fixas
- MCEV – método das combinações de estágio variáveis
- MDEP – modelo de dois estágios em paralelo
- MES – modelo de estágios em série

MESP – modelo de estágios em série colocados em paralelo

MESTDP – modelo de estágios em série terminado com dois estágios distintos em paralelo

MESTU – modelo de estágios em série terminado com um estágio distinto

MPLP – Processo Modulado da Lei das Potências

ONS – Operador Nacional do Sistema

$P_i(t)$  – probabilidade de que um sistema encontre-se no estado  $i$  no tempo  $t$

$p_{ij}$  – probabilidade de um sistema que se encontra no estado  $i$  passe a ocupar o estado  $j$

$R(t)$  – função confiabilidade

T1 – Transformador Principal

T1A1 – Transformador Principal

T1A2 – Transformador Auxiliar

T1 – Transformador Principal

## LISTA DE SÍMBOLOS

$d$  – probabilidade de desligamento de um gerador diesel dado que o outro está funcionando

$\Delta t$  – intervalo de tempo infinitesimal

$\lambda_{G1-2}(t)$  – taxa de falhas dos geradores 1 e 2

$\lambda_{G3-4}(t)$  – taxa de falhas dos geradores 3 e 4

$\lambda_{SC}$  – taxa de falhas do sistema de suprimento de 138 kV via Santa Cruz

$\lambda_{A2}$  – taxa de falhas do sistema de suprimento de 138 kV via Angra 2

$\lambda_{500}$  – taxa de falhas do suprimento de 500 kV

$\lambda_{T1A2}$  – taxa de falhas do transformador de serviço T1A2

$p_{fp1-2}$  – probabilidade de falha na partida dos geradores 1 e 2

$p_{fp3-4}$  – probabilidade de falha na partida dos geradores 3 e 4

$\mu_{SC}$  – taxa de reparo do sistema de suprimento de 138 kV via Santa Cruz

$\mu_{A2}$  – taxa de reparo do sistema de suprimento de 138 kV via Angra 2

$\mu_{500}$  – taxa de reparo do sistema de suprimento de 500 kV

$\mu_{T1A2}$  – taxa de reparo do transformador de serviço T1A2

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUÇÃO**

### 1.1 – Apresentação do trabalho:

O envelhecimento pode ser definido como o processo no qual as características dos sistemas e equipamentos mudam com o tempo ou uso, eventualmente acarretando a degradação dos materiais, podendo causar a redução das margens de segurança do sistema e componentes para níveis inferiores aos do projeto da instalação ou dos requisitos regulatórios. Uma vez que diversas usinas nucleares estão chegando ao período final para o qual foram projetadas, observa-se que o envelhecimento dos equipamentos, especialmente aqueles essenciais à segurança, é um dos aspectos mais importantes na gerência da vida útil e na extensão da operação da vida de uma usina nuclear.

Os desafios do gerenciamento do envelhecimento em usinas nucleares é manter um nível de segurança durante a operação da usina e da possível extensão da sua vida útil. O envelhecimento tem sido um dos pontos importantes nos últimos anos à medida que as usinas nucleares envelheceram e diversas usinas em vários países estão chegando ao final de sua vida útil. As decisões de gerenciamento do envelhecimento das usinas nucleares incluem considerações dos custos benefícios para continuar a operação da usina enquanto mantém os requisitos de segurança. Definida de forma mais ampla, a gestão do envelhecimento inclui a degradação do material, obsolescência tecnológica e aspectos humanos e organizacionais.

### 1.2 - Delimitação do problema

A usina nuclear de Angra 1 está em operação comercial desde 1985. O tempo de vida útil para usinas com a mesma configuração é estimado em 40 anos. Angra 1 portanto encontra-se no início da segunda metade do seu período útil.

Evidentemente, em função do tempo em operação da usina, faz-se necessário o estudo da ação do envelhecimento dos sistemas essenciais para segurança, para que esta instalação nuclear permaneça dentro dos limites de segurança nesta fase final da sua vida útil assim como pela possibilidade de extensão desta vida útil.

Como o estudo do envelhecimento de uma usina nuclear como um todo seria muito genérico em função do universo de informações a serem tratadas, delimitou-se o tema ao estudo do Sistema elétrico de Angra 1 em função da ação de envelhecimento.

Este sistema elétrico tem sofrido constantes melhorias e a mais recente deveu-se à conexão do gerador principal de Angra 2 ao sistema de suprimento normal de energia para Angra 1. Neste estudo além de considerarmos o envelhecimento, adotaremos esta nova configuração do sistema elétrico.

### 1.3 – Justificativas

#### 1.3.1 – Da escolha do assunto

O envelhecimento é reconhecido como elemento essencial para a confiabilidade e a análise probabilística de segurança de instalações nucleares. Deve ser enfatizado que alguns estudos considerando o envelhecimento já foram efetuados pela CNEN e agências internacionais. No entanto muito ainda precisa ser discutido sobre a forma adequada de se modelar o envelhecimento em estudos de análise probabilística de segurança.

Na década de 80 a USNRC iniciou um programa de pesquisa para identificar e monitorar os efeitos do envelhecimento em equipamentos e sistemas em usinas nucleares. O programa intitulado *Nuclear Plant Aging Research* (NPAR) objetiva implementar a operação, entendendo e administrando o envelhecimento de sistemas e componentes vitais para a segurança da usinas nucleares.

O objetivo principal do programa do NPAR foi entender o envelhecimento e identificar caminhos para a sua gestão no tocante a componentes, estruturas e sistemas relacionados com a segurança.

Em 1989 a IAEA iniciou um estudo considerando o envelhecimento. SAFETY SERIES N.º 50 P-3 (1991) e TECHNICAL REPORT SERIES N.º 338 (1992) refletem a tendência internacional na determinação do fenômeno do envelhecimento em vários países. O programa da IAEA gerou o *Safety Periodic Renewal*.

SAFETY SERIES N.º 50 – SG 12 (1994) menciona que a cada 10 anos, deve ser feita uma reavaliação das usinas nucleares para investigar as conseqüências das normas e regras de segurança, de práticas operacionais, efeitos cumulativos de envelhecimento em estruturas, sistemas e componentes, modificações de projetos, assim como a análise da experiência e aplicações de desenvolvimentos científicos e tecnológicos. Este procedimento foi adotado no Brasil para uso em Angra 1 através da norma CNEN NE-1.26 (1997).

Em NUREG/CP-0122 (1992) apresenta-se um importante relatório cuja preocupação é a quantificação do risco devido ao envelhecimento relacionado a falhas e degradação de equipamentos, e aos efeitos do envelhecimento dos equipamentos combinados com modelos obtidos de estudos probabilísticos de segurança, efeitos de testes e manutenção na detecção de efeitos de mecanismos de envelhecimento, considerações dos efeitos de envelhecimento em APS e de modelos paramétricos disponíveis para descrever o comportamento dos equipamentos e sistemas sob envelhecimento.

Em NUREG/CR-5587 (1992), estudos sobre os efeitos de programas de manutenção e estimativas de taxas de envelhecimento de diferentes componentes foram apresentados e modelos detalhados e sistematização de procedimentos foram desenvolvidos para incorporar os cálculos de envelhecimento num APS.

Em todas as instalações nucleares existem sistemas e equipamentos capazes de realizar suas funções de segurança quando solicitados em operação normal, anormal ou nos acidentes postulados de modo que minimizem a possibilidade de ocorrência de um acidente severo.

Os sistemas relacionados com a segurança das usinas nucleares dependem da disponibilidade de energia elétrica para o adequado desempenho de suas funções. A energia elétrica será usada durante a partida, operação, desligamento seguro, acidente e na operação pós-acidente.

Uma usina nuclear, quando desligada, necessita de um longo procedimento de resfriamento para remoção do calor gerado pelo decaimento de produtos de fissão. Neste processo é essencial o fornecimento confiável de energia elétrica.

Durante a operação, todos os reatores nucleares confiam nas fontes externas de energia elétrica necessárias para operar os sistemas vitais de segurança do reator. Quando as fontes externas são perdidas, geradores diesel, que compõem as fontes internas, são acionados. Segundo a CFR (2006), a condição conhecida como *Station blackout* significa a completa perda de tensão alternada para barramentos essenciais e não-essenciais numa instalação nuclear, isto é, perda das fontes externas de energia concorrente com o desligamento da turbina e a indisponibilidade de fontes internas de energia alternada, no caso, grupos de geradores diesel.

O NUREG-1150 (1990) e o NUREG-1776 (2003) demonstram que os cenários de *Station Blackout* são contribuições significativas para o risco de danos ao núcleo do reator em todos os tipos de usinas nucleares. Segundo o NUREG/CR-6890 (2005), as análises de risco para usinas nucleares indicam que a perda de todas as fontes de energia alternada têm contribuição significativa para o risco associado com a operação da usina, chegando a mais de 70% em algumas instalações nucleares.

No Brasil, na Usina Nuclear de Angra 1, o sistema elétrico é formado por duas fontes externas e quatro internas. No projeto de Angra 1 existem duas fontes internas para atendimento das bases de projeto e outras duas que são melhorias do projeto.

BORBA (1978) desenvolveu sua tese de mestrado utilizando a técnica das árvores de falhas, analisando o sistema elétrico considerando o projeto original do sistema elétrico de Angra 1. YANG (1978) comprova que a frequência de falha do

suprimento total de energia elétrica de Angra 1 varia em função do desempenho do gerador diesel em operação.

Posteriormente, melhorias foram feitas no sistema elétrico, que passou a ter quatro geradores diesel, ficando dois geradores em cada barramento de segurança. As características operacionais de componentes dos sistemas elétricos podem ser classificadas em diferentes estados e as condições desses componentes podem mudar ou mover de um estado para outro de acordo com alguma lei de probabilidade. No geral se está interessado na probabilidade e frequência de que o sistema se encontre em um estado particular. Estes componentes são adequadamente modelados através de modelos markovianos. O estudo do sistema elétrico com a nova configuração através da análise markoviana foi tema da tese de mestrado de CROSSETTI (1997).

Algumas fontes bibliográficas tratam o envelhecimento mas o enfoque é sempre dado na identificação dos equipamentos e sistemas mais sujeitos ao envelhecimento assim como os aspectos para minimizar os efeitos da degradação, como é o caso do PNNL – 13930 (2001). Ou ainda tratam de um componente específico, como é o caso da IAEA-TECDOC-932 (1997) que é um estudo piloto da gestão do envelhecimento de cabos de controle e instrumentação .

Estudos anteriores sobre o sistema elétrico não consideraram o envelhecimento.

Neste estudo considera-se o envelhecimento do sistema elétrico como um todo, analisando a influência do envelhecimento dos componentes na determinação da confiabilidade do sistema elétrico da Usina nuclear de Angra 1.

### 1.3.2 - Do método

Muitas análises de confiabilidade de sistemas assumem que os tempos de falha são exponencialmente distribuídos, o que conduz a um modelo markoviano. Neste modelo as taxas de transição entre os possíveis estados do sistema serão constantes e não dependem do tempo em que o sistema permaneceu em um dado

estado nem como chegou a um estado particular. Este tratamento é adequado em análises dos tempos entre falhas de componentes que se encontram no seu período de vida útil. No caso de sistemas que chegaram a fase de envelhecimento os tempos de falha não são mais exponencialmente distribuídos e passa-se a ter um modelo não-markoviano.

Para a resolução desses sistemas são conhecidos dois métodos, o método das variáveis suplementares e o método dos estágios. Em SINGH e BILLINTON (1977) é apresentado um estudo abordando os métodos para resolução de sistemas não-markovianos. No citado trabalho são detalhados o método das variáveis suplementares e o método dos estágios.

Segundo SINGH e BILLINTON (1977), o método das variáveis suplementares é o mais direto para lidar com sistemas não-markovianos. A desvantagem deste método é que o número de variáveis suplementares aumenta rapidamente com o número de taxas de transição dependentes do tempo. Logo, este método é adequado quando a quantidade de transições dependentes do tempo é reduzida.

A aplicação do método dos estágios inicia com a seleção da combinação dos estágios apropriados para aproximar a distribuição não-exponencial desejada. A dificuldade deste método reside na determinação dos estados e dos parâmetros que melhor representam o sistema original.

NUNES (1994) utilizou o método dos estágios na análise da indisponibilidade de um canal de proteção com taxa de reparo variável no tempo.

Em NUNES (2001) aperfeiçoou-se o método dos estágios utilizando algoritmos genéticos baseado nos modelos desenvolvidos por SINGH e BILLINTON (1977).

PINHO *et al.* (1999) empregaram em seus estudos o método das variáveis suplementares para a análise da disponibilidade de um componente sujeito a tempos de falha que seguem uma distribuição erlangiana.

PINHO (2000) analisou um sistema de dois estados que apresentam taxas de falhas variáveis no tempo através do método de variáveis suplementares sob reparo perfeito.

O estudo de OLIVEIRA *et al.*(2005) considerou um sistema com taxas de falha dependentes do tempo e com reparo mínimo. Para a análise deste sistema, utilizou-se o método das variáveis suplementares e na resolução do sistema de equações diferenciais a transformação inversa de Laplace.

LINS (2003) desenvolveu em seu trabalho um método que permite transformar um sistema não-markoviano em um markoviano equivalente utilizando o método dos estágios e para a otimização dos modelos gerados utilizou algoritmos genéticos. Neste trabalho foram apresentados dois métodos. O primeiro utiliza os modelos de estágios fixos apresentados em NUNES (2001). No entanto, o ajuste das funções foi feito com uma função objetivo baseada na função densidade de probabilidade, confiabilidade e taxa de falha simultaneamente. O segundo modelo apresenta a característica de não utilizar a combinação de estágios fixada nos estudos anteriores, permitindo a busca e avaliação de novas configurações para a combinação de estados.

Para este estudo optou-se em utilizar os métodos desenvolvidos por LINS (2003) que apresentaram resultados melhores do que os utilizados por SINGH e BILLINTON (1977) e NUNES (2001). Será feita também a aplicação dos métodos desenvolvidos por LINS (2003), a um sistema real, no caso o sistema elétrico de Angra 1.

#### 1.4 – Objetivos

Na COPPE/UFRJ diversas pesquisas relacionadas à aplicação de métodos estatísticos em problemas de segurança em engenharia nuclear tem sido realizadas desde a década de 90.

O objetivo deste trabalho foi definir um modelo probabilístico que forneça subsídios para a avaliação do sistema elétrico de uma usina nuclear, considerando o envelhecimento de seus componentes.

No caso optamos por avaliar o sistema elétrico da Usina de Angra 1 em operação comercial desde 1985.

## 1.5 - Organização do trabalho

No Capítulo 2 são definidos os conceitos teóricos utilizados. Será dado destaque à análise não-markoviana e ao método dos estágios para sua resolução.

No Capítulo 3 será detalhada a otimização do método dos estágios através de algoritmos genéticos apresentando-se um resumo do trabalho de NUNES (2001) e o método desenvolvido por LINS (2003).

O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta nesta tese.

O Capítulo 5 versa sobre o sistema de suprimento de energia elétrica em Angra 1 para os barramentos de segurança.

No Capítulo 6 são descritos os modelos desenvolvidos e as hipóteses assumidas.

No Capítulo 7 são apresentados os dados utilizados nas simulações e os resultados obtidos.

No Capítulo 8 apresentam-se as conclusões deste trabalho e as recomendações para estudos posteriores.

## CAPÍTULO 2

### ASPECTOS TEÓRICOS

#### 2.1 - Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar, de forma reduzida, os conhecimentos teóricos necessários à compreensão deste trabalho.

Caso haja necessidade de um aprofundamento no estudo das seções seguintes, existe uma vasta bibliografia sobre o assunto apresentado, destacando-se SOONG (1981), BILLINTON e ALLAN (1983), AMENDOLA e BUSTAMANTE (1988), RAMAKUMAR (1993), MONTGOMERY e RUNGER (1994) e LEWIS (1996).

#### 2.2 - Função densidade de probabilidade e Função de distribuição acumulada

Considere um espaço amostral  $S$ . Uma função  $X$  que associe a cada elemento  $s$  pertencente a  $S$  um número real,  $X(s)$ , é chamada variável aleatória.

Duas probabilidades são freqüentemente usadas para descrever uma variável aleatória. A primeira, a probabilidade de uma variável aleatória  $X$  ter um valor menor ou igual a  $x$ ,

$$F(x) = P\{X \leq x\}, \quad (2.1)$$

onde  $F(x)$  é definida como função de distribuição acumulada. A probabilidade no membro direito da Eq. (2.1) representa a probabilidade da variável aleatória  $X$  estar entre  $x$  e  $x + \Delta x$ . À medida que  $\Delta x$  se torna infinitesimal temos:

$$f(x)\Delta x = P\{x \leq X \leq x + \Delta x\} \quad (2.2)$$

onde  $f(x)$  é a função de densidade de probabilidade.

A função  $f(x)$  se relaciona com  $F(x)$  através da seguinte relação:

$$f(x) = \frac{d}{dx} F(x) \quad (2.3)$$

## 2.3 - Distribuições de probabilidades contínuas

Nesta seção apresentaremos algumas das distribuições de probabilidade utilizadas em análises de confiabilidade. Elas são amplamente utilizadas para descrever o tempo de vida de um componente, envelhecimento e taxas de reparo.

### 2.3.1- Distribuição Exponencial

Uma variável aleatória contínua  $X$  terá uma distribuição exponencial, com  $\lambda > 0$ , se a sua função de densidade de probabilidade for dada por:

$$f(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

A função de distribuição acumulada será dada por:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda x} & , x \geq 0 \\ 0 & , x \leq 0 \end{cases} \quad (2.5)$$

### 2.3.2 - Distribuição Normal

Uma variável aleatória que possui uma distribuição normal tem a função de densidade de probabilidade descrita por:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad -\infty \leq x \leq \infty \quad (2.6)$$

onde:  $\mu$  = média

$\sigma$  = desvio padrão com  $\sigma > 0$ .

A função de distribuição correspondente será:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left(\frac{-(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right)} dx \quad (2.7)$$

### 2.3.3 - Distribuição Lognormal

Considerem-se as variáveis aleatórias  $x$  e  $y$ . Se definirmos  $x = \ln y$  então a variável aleatória  $x$  tem distribuição normal e se diz que a variável aleatória  $y$  possui distribuição lognormal. A função densidade e a função de distribuição acumulada têm as seguintes equações

$$f(y) = \frac{1}{y\sigma_x\sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left[-\frac{(\ln y - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right]} \quad (2.8)$$

$$F(y) = \int_0^t \frac{1}{y'\sigma_x\sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left[-\frac{(\ln y' - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2}\right]} dy' \quad (2.9)$$

onde  $\mu_x$  é a média de  $x$  e  $\sigma_x^2$  é a variância da distribuição em  $x$ .

### 2.3.4 - Distribuição de Weibull

A função de densidade é dada por:

$$f(x) = \frac{m}{\theta} \left(\frac{x}{\theta}\right)^{m-1}, \quad 0 \leq x \leq \infty \quad (2.10)$$

A função de distribuição acumulada da distribuição de Weibull para dois parâmetros é dada por:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\theta}\right)^m}, \quad 0 \leq x \leq \infty \quad (2.11)$$

onde  $\theta$  é conhecido como fator de escala e  $m$  como fator de forma.

## 2.4 - Confiabilidade

Segundo LEWIS (1996), confiabilidade é definida como a probabilidade do sistema sobreviver por um certo intervalo de tempo. Considerando  $\tau$  como a variável aleatória tempo de operação até a falha, tem-se que a confiabilidade  $R(t)$  é dada por:

$$R(t) = P\{\tau > t\} \quad (2.12)$$

Podemos rescrever a equação para confiabilidade como:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (2.13)$$

ou, 
$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t') dt' = \int_t^{\infty} f(t') dt' \quad (2.14)$$

## 2.5 – Disponibilidade

Segundo LEWIS (1996), para sistemas reparáveis a disponibilidade  $[A(t)]$  é definida como a probabilidade de um sistema estar funcionando satisfatoriamente em um instante  $t$ .

A indisponibilidade,  $\bar{A}(t)$ , será dada por:

$$\bar{A}(t) = 1 - A(t) \quad (2.15)$$

## 2.6 – Função taxa de falha

A função taxa de falha,  $\lambda(t)$ , pode ser definida como a probabilidade condicional  $\lambda(t)\Delta t$  do componente falhar entre um intervalo  $t$  e  $t + \Delta t$ , dado que funcionou até o tempo  $t$ .

Logo :

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P\{t < \tau < t + \Delta t\}}{\Delta t} \frac{1}{P\{\tau > t\}} \quad (2.16)$$

A função taxa de falha também pode ser rescrita como:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.17)$$

ou ainda:

$$\lambda(t) = -\frac{R'(t)}{R(t)} \quad (2.18)$$

### 2.6.1 – Curva da banheira

Para muitos equipamentos a variação da taxa de falha em função do tempo de vida do equipamento é descrita pela curva da banheira que é apresentada na Fig. (2.1).

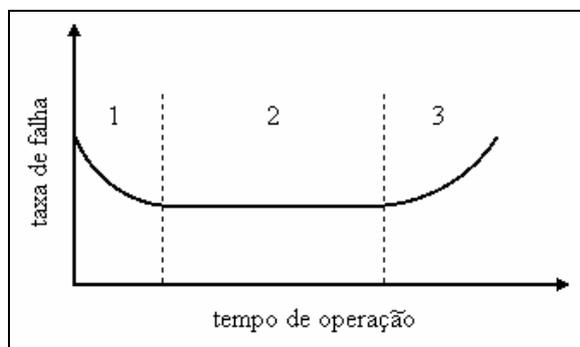


Fig. (2.1) – Curva da banheira.

Na Fig. (2.1) distinguem-se três regiões:

- 1 - Mortalidade Infantil
- 2 - Vida Útil
- 3 – Envelhecimento

A região 1 representa o momento em que o equipamento iniciou sua operação, onde surgem falhas devido a fatores não revelados durante sua fabricação ou até mesmo projetos inadequados.

Na região correspondente à vida útil, região 2, a taxa de falha mantém-se constante com o tempo, ou seja, os tempos ao fim dos quais o equipamento falha se distribuem exponencialmente.

No trecho 3, temos a região de taxas de falhas crescente. Neste período, as falhas pelo envelhecimento tornam-se dominantes.

A Fig. (2.1) representa o comportamento de um grande número de equipamentos, no entanto existem elementos cujo aspecto da curva da banheira é diferente do apresentado na Fig. (2.1) como pode ser visto em LEWIS (1996) e SANTOS *et al.* (2003).

## 2.7- Método de Análise de Markov

### 2.7.1 - Introdução

Segundo PAPAZOGLU (1988) o modelo markoviano é apropriado sempre que o comportamento estocástico dos componentes de um sistema depende do estado dos demais componentes ou do estado do sistema. Esses casos surgem quando o sistema contém componentes reparáveis, ou os componentes estão em prontidão, partilham das mesmas cargas, quando o ambiente de operação muda com o tempo, e também em casos de falhas dependentes.

A análise markoviana é um tema que já foi amplamente discutido em LEWIS (1996) e RAMAKUMAR (1993). Nas seções seguintes serão abordados os princípios básicos, modelagem e resolução do método de Markov.

### 2.7.2 - Cadeias e Processos de Markov

No estudo da confiabilidade usando Markov, o estado é considerado como uma função discreta. O tempo pode ser discreto (cadeias de Markov) ou contínuo (processos de Markov).

### 2.7.3 - Modelagem

Para usarmos o Método de Markov, inicialmente devemos modelar o sistema. O primeiro passo será a definição de todos os estados possíveis.

Para um sistema com  $n$  elementos, sendo que cada elemento pode estar em 2 estados discretos e mutuamente exclusivos, serão possíveis  $2^n$  estados.

Após definir os estados, é necessário identificar todas as transições possíveis entre os estados. Só é permitida uma troca de estados durante um pequeno intervalo de tempo.

### 2.7.4 - Cadeias de Markov

Para o estudo das cadeias de Markov considere-se o sistema da Fig. (2.2):

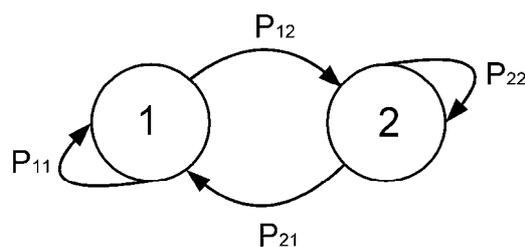


Fig. (2.2) - Sistema com dois estados.

onde:

- $P_{11}$  e  $P_{22}$  representam a probabilidade do sistema permanecer nos estados 1 e 2 respectivamente;

- $P_{12}$  representa a probabilidade do sistema passar de 1 para 2;
- e  $P_{21}$  a probabilidade do sistema passar do estado 2 para o 1.

Diante das facilidades que os métodos matriciais apresentam, define-se uma matriz (P) que representa as probabilidades de transição. Essa matriz será uma matriz quadrada com o número de linhas e colunas iguais ao número de estados possíveis.

Para o caso apresentado:

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} \\ P_{21} & P_{22} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

De um modo geral, para um sistema de n estados.

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & \dots & P_{1n} \\ P_{21} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{n1} & \dots & \dots & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

Quando a matriz P possui:

$$\forall_{ij} \quad P_{ij} \geq 0$$

$$\sum_{j=1}^n P_{ij} = 1, \text{ para todo } i$$

ela será chamada de Matriz Estocástica de probabilidades de transição por linhas.

Utilizando-se o Método da Multiplicação de Matrizes, tem-se:

$$P(n) = P(0).P^n \quad (2.21)$$

onde:  $P(0)$  é o vetor das probabilidades referente ao estado inicial;  $P_i(n)$  é a probabilidade do processo ocupar  $i$  ao fim de  $n$  ciclos;  $P$  é a matriz de probabilidades definida pela Eq. (2.20).

### 2.7.5 - Processos de Markov

Considere um modelo com um componente reparável, que assume-se existir em um dos dois estados, estado 0 funcionando e estado 1 falho. As taxas de transição entre os estados serão constantes. O diagrama de estados referente ao sistema é mostrado na Fig. (2.3). As taxas de transição  $\lambda$  e  $\mu$  podem ser estimadas como :

$$\lambda = \frac{\text{número de falhas num período de tempo}}{\text{tempo total de operação no mesmo período}}$$

$$\mu = \frac{\text{número de reparos em certo período de tempo}}{\text{tempo total de reparo no mesmo período de tempo}}$$

e são respectivamente estimativas da taxa de falha e reparo.

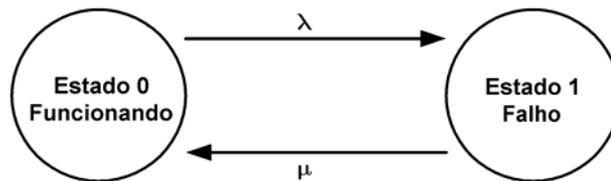


Fig. (2.3) - Diagrama de estados para um sistema reparável.

Para este diagrama tem-se:

$P_0(t)$ : probabilidade do componente encontrar-se no estado 0 no instante  $t$ .

$P_1(t)$ : probabilidade do componente encontrar-se no estado 1 no instante  $t$ .

$P_0(0)$ : probabilidade do componente encontrar-se no estado 0 no instante inicial.

$P_1(0)$ : probabilidade do componente encontrar-se no estado 1 no instante inicial.

Para um tempo  $t$  qualquer, sempre:  $P_0(t) + P_1(t) = 1$

Se for considerado como estado inicial o estado 0, temos:  $P_0(0)=1$  e  $P_0(1)=0$ .

Considere-se um intervalo de tempo infinitesimal,  $\Delta t$ . A probabilidade do componente falhar ou ser reparado entre  $t$  e  $t + \Delta t$  é, respectivamente,  $\lambda \Delta t$  e  $\mu \Delta t$ .

Após um tempo  $t + \Delta t$  tem-se:

$$P_0(t + \Delta t) = (1 - \lambda \Delta t) P_0(t) + \mu \Delta t P_1(t) \quad (2.22)$$

$$P_1(t + \Delta t) = \lambda \Delta t P_0(t) + (1 - \mu \Delta t) P_1(t) \quad (2.23)$$

que poderá ser reescrito:

$$\frac{P_0(t + \Delta t) - P_0(t)}{\Delta t} = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (2.24)$$

$$\frac{P_1(t + \Delta t) - P_1(t)}{\Delta t} = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (2.25)$$

Fazendo  $\Delta t \rightarrow 0$ , tem-se o seguinte sistema de equações diferenciais:

$$P_0'(t) = -\lambda P_0(t) + \mu P_1(t) \quad (2.26)$$

$$P_1'(t) = \lambda P_0(t) - \mu P_1(t) \quad (2.27)$$

O sistema de equações diferenciais acima pode ser resolvido pela transformada de Laplace ou através de métodos numéricos, como por exemplo, o de *Runge-Kutta*.

Suponha a resolução do sistema de equações utilizando-se a transformada de Laplace. Admite-se o início da análise para o estado 0 em operação, ou seja:  $P_0(0) = 1$  e  $P_1(0) = 0$ .

Logo:

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.28)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda + \mu)t}}{\lambda + \mu} \quad (2.29)$$

Considerando-se o tempo tendendo a infinito,  $t \rightarrow \infty$ , têm-se as probabilidades de estado estacionário:

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.30)$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.31)$$

O sistema de equações diferenciais pode ser reescrito na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \dot{P}_0 & \dot{P}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0 & P_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

O exposto para dois estados pode ser extrapolado para um sistema de n estados:

$$\begin{bmatrix} \dot{P}_1(t) & \dot{P}_2(t) & \dots & \dot{P}_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1(t) & P_2(t) & \dots & P_n(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & \dots & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

onde  $A = \{a_{ij}\}$ .

A matriz A, denominada matriz das taxas de transição, possui as seguintes características:

- é uma matriz n x n;
- cada elemento  $a_{ij}$  é a taxa de transição do estado i para o estado j ( $i \neq j$ );
- os elementos  $a_{ij}$  são iguais ao recíproco da soma das taxas de transição a partir do estado i para todos os demais estados. Desta forma, a soma de todos os elementos de uma determinada linha resulta em 0, qualquer que seja a linha.

#### 2.7.6 - Modelagem não-markoviana

Consideremos agora modelos de estados onde as taxas de falha e/ou reparo são consideradas funções variáveis no tempo,  $\lambda(t)$  e  $\mu(t)$ . Passa-se a ter modelos não-markovianos.

Para a resolução desses sistemas são conhecidos dois métodos:

- a) Método das variáveis suplementares, SINGH e BILLINTON (1977), PINHO (2000) e OLIVEIRA *et al.* (2005).
- b) Método dos estágios, SINGH e BILLINTON (1977), BILLINTON e ALLAN (1983), RAMAKUMAR (1993), NUNES (1994), NUNES (2001) e LINS (2003).

Segundo SINGH e BILLINTON (1977), o método das variáveis suplementares é o mais direto para lidar com sistemas não-markovianos. A desvantagem deste método é que o número de variáveis suplementares aumenta rapidamente com o número de taxas de transição dependentes do tempo. Logo, este método é adequado quando a quantidade de transições dependentes do tempo é reduzida.

O método dos estágios transforma um modelo não-markoviano em um markoviano. A dificuldade deste método reside na determinação dos estados e dos parâmetros que melhor representam o sistema original.

#### 2.7.6.1- Método dos Estágios

Segundo LEWIS (1996), se dois ou mais estágios com taxas de transição exponencialmente distribuídas são combinados, o estado resultante não será exponencial. A situação contrária também é verdadeira, ou seja, se um estado não possui taxa de transição com distribuição exponencial, então ele pode ser dividido em um número de estágios que terão distribuição exponencial.

É proposta do método dos estágios transformar as transições não-exponenciais em um conjunto de subestados onde as taxas de transição são exponencialmente distribuídas e o modelo não-markoviano passa a ser markoviano. Considere-se como exemplo a Fig. (2.4).

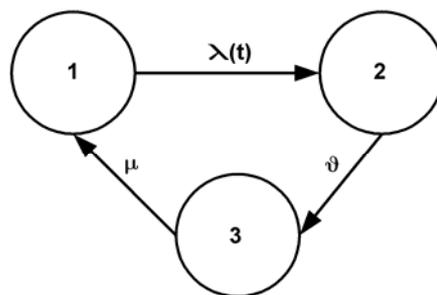


Fig. (2.4) – Processo não-markoviano.

Para o diagrama da Fig. (2.4), após utilizarmos o método dos estágios temos:

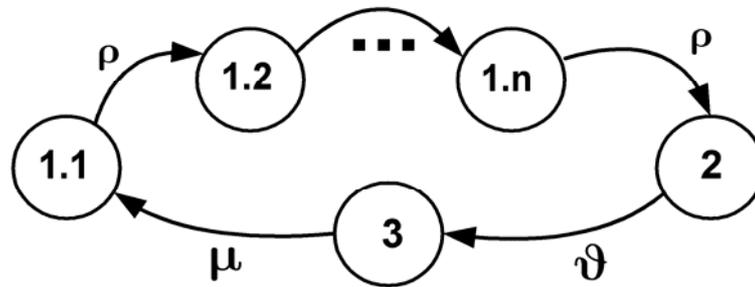


Fig. (2.5) - Sistema markoviano equivalente.

A essência deste método está na determinação da combinação de estados e dos parâmetros de transição adequados. Uma vez proposta esta combinação, precisaremos resolver um sistema de equações diferenciais.

Algumas distribuições já foram amplamente estudadas e são apresentadas por SINGH e BILLINTON (1977) e RAMAKUMAR (1993). Entre elas são destaques:

- a) a distribuição de Weibull com  $\beta \geq 1$ , em que se opta por estágios em série.
- b) a distribuição de Weibull com  $\beta < 1$ , em que se opta por estágios em paralelo.
- c) e a distribuição lognormal, onde se usam estágios em série, terminados com dois estágios em paralelo.

#### 2.7.6.2 – Modelos de combinações de estágios

Considere o diagrama de transição de estados da Fig. (2.6) que representa dois estados possíveis de um componente. O estado 0 é o estado que representa o equipamento funcionando e o estado 1 o componente falho. A distribuição dos

tempos para falhar não é exponencial o que leva a uma função taxa de falha dependente do tempo  $[\lambda(x)]$ .

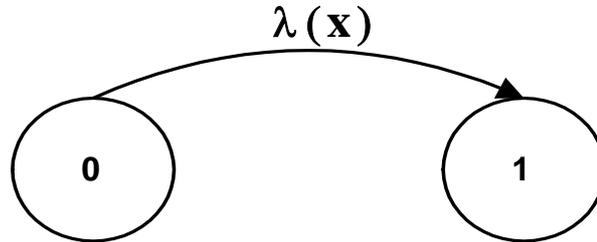


Fig. (2.6) - Diagrama de transição de estado.

Em SINGH e BILLINTON (1977), BILLINTON e ALLAN (1983), RAMAKUMAR (1993), NUNES (1994), NUNES (2001) e LINS (2003) são apresentados cinco modelos de combinação de estágios normalmente utilizados que serão apresentados a seguir baseados no diagrama da Fig. (2.6).

#### 2.7.6.2.1 - Modelo de estágios em série (MES)

Considere a combinação de estágios em série da Fig. (2.7) onde  $\alpha$  é o número de estágios em série .

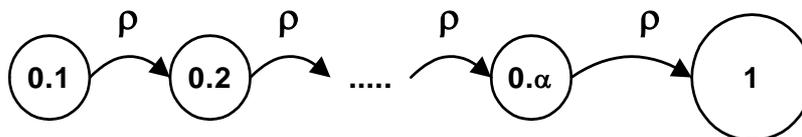


Fig. (2.7) - Modelo de estágios em série (MES).

A função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(x) = \frac{\rho (\rho x)^{\alpha-1} \exp(-\rho x)}{(\alpha-1)!} \quad (2.34)$$

A função distribuição é dada por:

$$F(x) = 1 - e^{(-\rho x)} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{(\rho x)^{i-1}}{(i-1)!} \quad (2.35)$$

### 2.7.6.2.2 - Modelo de dois estágios em paralelo (MDEP)

Considere a combinação de estágios em paralelo da Fig. (2.8) onde  $\omega_1$  é a probabilidade da transição de estados começar pelo estado 0.1 e  $\omega_2=1-\omega_1$ .

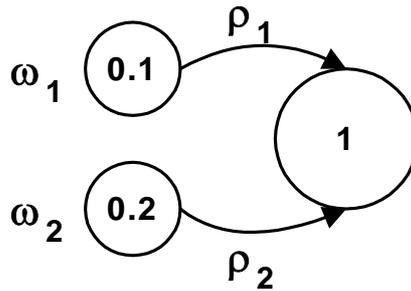


Fig. (2.8) - Modelo de dois estágios em paralelo (MDEP).

A função densidade é dada por:

$$f(x) = \omega_1 \rho_1 e^{-\rho_1 x} + \omega_2 \rho_2 e^{-\rho_2 x} \quad (2.36)$$

A função de distribuição será :

$$F(x) = 1 - (\omega_1 \rho_1 e^{-\rho_1 x} + \omega_2 \rho_2 e^{-\rho_2 x}) \quad (2.37)$$

### 2.7.6.2.3 - Modelo de estágios em série colocados em paralelo (MESP)

Para o modelo de estágios em série colocados em paralelo considere a Fig. (2.9) onde  $\omega_1$  representa a probabilidade da transição começar pelo estado 1.a e  $\omega_2=1-\omega_1$ , e  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$  representam respectivamente o número de estágios em série em cada ramo.

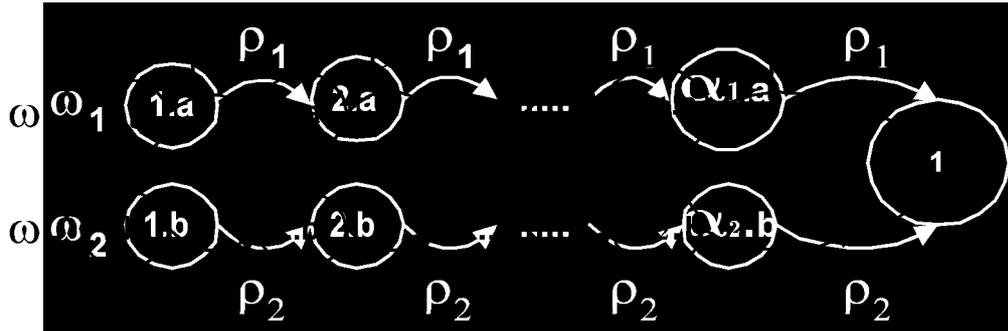


Fig. (2.9) - Modelo de estágios em série colocados em paralelo (MESP).

A função densidade de probabilidade:

$$f(x) = \omega_1 \rho_1 e^{-\rho_1 x} \frac{(\rho_1 x)^{\alpha_1 - 1}}{(\alpha_1 - 1)!} + \omega_2 \rho_2 e^{-\rho_2 x} \frac{(\rho_2 x)^{\alpha_2 - 1}}{(\alpha_2 - 1)!} \quad (2.38)$$

A função de distribuição é dada por:

$$F(x) = 1 - \left[ \omega_1 e^{-\rho_1 x} \sum_{i=1}^{\alpha_1} \frac{(\rho_1 x)^{i-1}}{(i-1)!} + \omega_2 e^{-\rho_2 x} \sum_{i=1}^{\alpha_2} \frac{(\rho_2 x)^{i-1}}{(i-1)!} \right] \quad (2.39)$$

Neste modelo quando  $\omega_1$  ou  $\omega_2$  for igual a 1, obtm-se o modelo de estágios em série (MES). Quando  $\alpha_1$  e  $\alpha_2$  forem iguais a 1, gera-se o modelo de dois estágios em paralelo (MDEP).

2.7.6.2.4 - Modelo de estágios em série terminados com dois estágios distintos em paralelo (MESTDP)

Considere a Fig. (2.10) onde  $\alpha$  é o número de estágios em série e  $\omega_1$  a probabilidade de transição do último estágio em série para o estado 0.a e  $\omega_2=1-\omega_1$ .

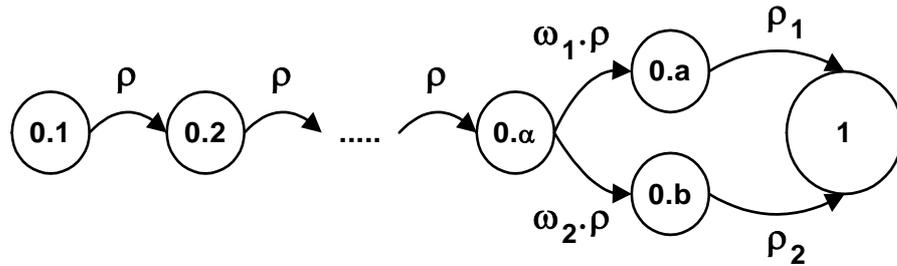


Fig. (2.10) - Modelo de estágios em série terminados com dois estágios distintos em paralelo (MESTDP).

A função densidade de probabilidade:

$$f(x) = \omega_1 \rho_1 \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_1} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_1 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_1)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] + \omega_2 \rho_2 \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_2} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_2 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_2)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] \quad (2.40)$$

A função de distribuição:

$$F(x) = 1 - \left[ \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{(\rho x)^{i-1}}{(i-1)!} + \omega_1 \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_1} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_1 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_1)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] + \omega_2 \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_2} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_2 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_2)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] \right] \quad (2.41)$$

Quando um dos parâmetros  $\omega_1$  ou  $\omega_2$  for igual a 1, teremos o modelo de combinações de estágios em série terminado com um estágio distinto.

2.7.6.2.5 - Modelo de estágios em série terminado com um estágio distinto (MESTU)

Considere o modelo da Fig. (2.11) onde  $\alpha$  o número de estágios em série com mesma taxa de transição  $\rho$ .

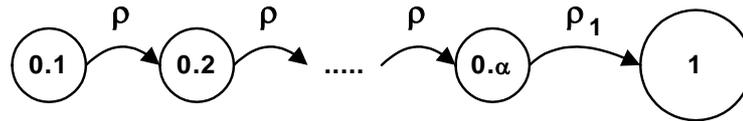


Fig. (2.11) - Modelo de estágios em série terminado com um estágio distinto (MESTU).

A função densidade de probabilidade será:

$$f(x) = \rho_1 \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_1} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_1 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_1)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] \quad (2.42)$$

A função de distribuição será:

$$F(x) = 1 - \left[ e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{(\rho x)^{i-1}}{(i-1)!} + \left( \frac{\rho}{\rho - \rho_1} \right)^\alpha \left[ e^{-\rho_1 x} - e^{-\rho x} \sum_{i=1}^{\alpha} \frac{\{(\rho - \rho_1)x\}^{i-1}}{(i-1)!} \right] \right] \quad (2.43)$$

2.7.6.3 – Otimização do método dos estágios

Podemos dividir o método dos estágios em duas fases. A primeira refere-se à seleção de uma combinação de estágios e a segunda à determinação dos parâmetros da combinação.

Para a primeira etapa, pode-se analisar as raízes da transformada de Laplace ou em alguns casos através de tentativas. Para a segunda fase, segundo SINGH e

BILLINTON (1977), pode-se usar o método dos momentos, descrito por SOONG (1981), associado a um método numérico para determinar os parâmetros do modelo.

Visando otimizar o método dos estágios, de forma que seja possível determinar automaticamente o modelo de combinação de estágios e os parâmetros que definem esta combinação, NUNES (2001) e LINS (2003) desenvolveram metodologias utilizando algoritmos genéticos.

## 2.8 - Algoritmo Genético (AG)

Os algoritmos genéticos empregam conceitos de seleção natural e genética. A execução do algoritmo genético começa com a criação de uma população inicial de indivíduos. Esta população é avaliada de forma que aqueles indivíduos que representam uma solução melhor para o problema, ou seja, os mais aptos terão mais chances de se reproduzirem. O processo termina quando a condição de parada é atingida, como por exemplo, número máximo de populações geradas sem mudanças.

Segundo GOLDBERG (1989) os algoritmos genéticos diferem dos métodos tradicionais para otimização de problemas deste tipo nos seguintes pontos:

- trabalham com a codificação do conjunto de variáveis e não com as variáveis propriamente ditas;
- procuram por uma população de pontos e não por um único ponto;
- trabalham com a informação da função objetivo e não com derivadas ou outros conhecimentos auxiliares;
- utilizam regras de transição probabilísticas e não regras determinísticas.

### 2.8.1- Algoritmo genético básico:

O algoritmo genético básico é mostrado na Fig. (2.12).

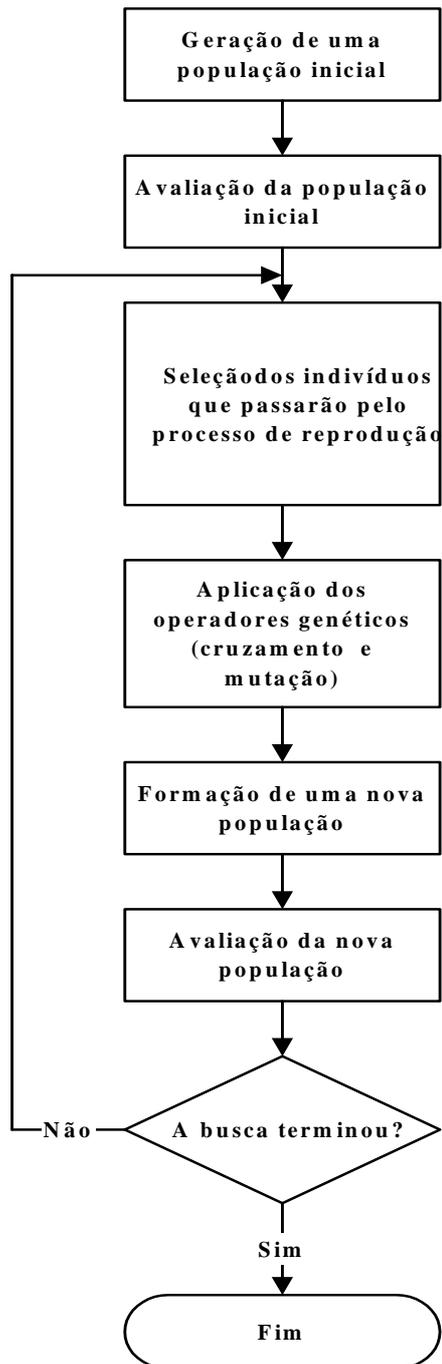


Fig. (2.12) - Algoritmo genético básico.

Como pode ser observado na Fig. (2.12), o algoritmo genético básico envolve cinco passos: codificação das variáveis, criação da população inicial, avaliação da população, cruzamento e mutação.

### 2.8.1.1 - Codificação das variáveis e função objetivo

Para utilizar o algoritmo genético, inicialmente precisamos atribuir a cada um dos possíveis valores de uma variável uma determinada cadeia de caracteres binários, ou seja, codificar as variáveis do nosso problema como uma cadeia de caracteres binários de tamanho finito, *string*. Cada *string* é referenciado como genótipo ou cromossomo em analogia ao sistema biológico. O genótipo é a codificação de uma possível solução para o problema, solução esta que recebe o nome de fenótipo.

Uma vez definida a codificação dos indivíduos, a próxima etapa é definir um modo de avaliar o quão boa é a solução que eles representam para o problema, ou seja, definir uma função objetivo.

A codificação e a definição da função objetivo do problema são pontos críticos na performance do algoritmo genético e, se inadequadamente escolhidos, comprometem os resultados.

### 2.8.1.2 - Funcionamento de um algoritmo genético básico

A primeira etapa na implementação de um algoritmo genético é a criação da população inicial de cromossomos, normalmente aleatória.

Na criação da população inicial um ponto importante é definir a dimensão da população inicial que será a mesma nas gerações futuras. Não existe um número ideal de indivíduos de uma população. Uma população maior leva a um aumento do esforço computacional.

Numa segunda etapa, cada indivíduo da população é avaliado através da função objetivo. Aplica-se, então, a esta população os operadores genéticos.

Um algoritmo genético básico que leva a bons resultados é composto de três operadores:

1-Reprodução

## 2- Cruzamento

## 3-Mutação

Reprodução é um processo em que uma nova população é formada através da seleção de uma população já existente de acordo com o valor de sua função objetivo. Este processo determina que indivíduos mais aptos passem para a próxima geração e aqueles menos aptos sejam eliminados.

Um dos modos mais comuns de seleção é conhecido como método da roleta. Considere-se uma roleta com divisões onde cada indivíduo da população ocupa um espaço nesta roleta e este espaço é proporcional ao valor da função objetivo. A roleta será girada e aqueles elementos com uma proporção de espaço maior na roleta, ou seja, aqueles que são mais aptos, terão uma maior probabilidade de serem selecionados. Estes elementos selecionados são acondicionados em um reservatório de reprodução. Para garantir que os melhores indivíduos sobrevivam e sejam copiados para a próxima geração, utiliza-se um recurso denominado elitismo.

Uma vez que a seleção dos indivíduos esteja completa, inicia-se a fase da evolução da população que costuma ser processada de duas formas: cruzamento e mutação.

O cruzamento é um dos operadores mais utilizados. Como na natureza, atributos do pai e da mãe são misturados na criação dos seus descendentes. Nesta etapa do algoritmo genético é realizado o cruzamento do material genético de diferentes cromossomos, com os filhos recebendo informações de seus progenitores. Será definida uma taxa de cruzamento que representa a probabilidade de que o operador cruzamento seja aplicado a um cromossomo na evolução da geração.

O operador mutação modifica aleatoriamente um ou mais genes de um cromossomo. Na implementação do algoritmo genético, é definida uma taxa de mutação que representa a probabilidade de que o operador mutação seja aplicado a um cromossomo.

Uma vez que os processos de seleção, cruzamento e mutação são aplicados por completo a uma população, teremos a criação de uma nova população que novamente deverá ser avaliada através da função objetivo. Este processo se repete até que o critério de parada seja atingido.

## **CAPÍTULO 3**

### **OTIMIZAÇÃO DO MÉTODO DOS ESTÁGIOS POR ALGORITMOS GENÉTICOS**

#### **3.1 – Introdução**

Como visto anteriormente, um sistema não-markoviano pode ser resolvido por alguns métodos, entre eles o das variáveis suplementares e método dos estágios.

A proposta deste trabalho envolve o método dos estágios, cuja teoria foi apresentada no Capítulo 2.

A primeira etapa na otimização do método dos estágios é a seleção da combinação de estágios. Uma vez que o modelo é escolhido para aproximar a distribuição, o próximo problema é encontrar os parâmetros do modelo para ajustar a distribuição. Um método de determinação de parâmetros para modelos de estágios aproximados é conhecido como método dos momentos, que consiste em admitir os primeiros momentos do modelo como iguais aos primeiros momentos da distribuição. Outra forma de determinar os parâmetros é utilizar algoritmos genéticos.

Tanto NUNES (2001) como LINS (2003) apresentam propostas nas quais, para se determinar os parâmetros de uma combinação, trabalha-se a otimização do método dos estágios através dos algoritmos genéticos que serão apresentados nas seções seguintes.

#### **3.2 – Método apresentado por NUNES (2001)**

O trabalho de NUNES (2001) desenvolveu uma metodologia para otimização do método dos estágios através do emprego de algoritmos genéticos. A utilização de tal método permite realizar, de forma automática, a seleção do modelo de combinação de estágios e a determinação dos parâmetros que definem a

combinação. A metodologia desenvolvida por NUNES (2001) utiliza o método dos momentos, apresentado em SOONG (1981), para estabelecer a função objetivo a ser implementada no algoritmo genético.

Na Fig. (3.1) apresenta-se o fluxograma de aplicação do AG na otimização dos parâmetros dos modelos de combinação de estágios utilizado em NUNES (2001).

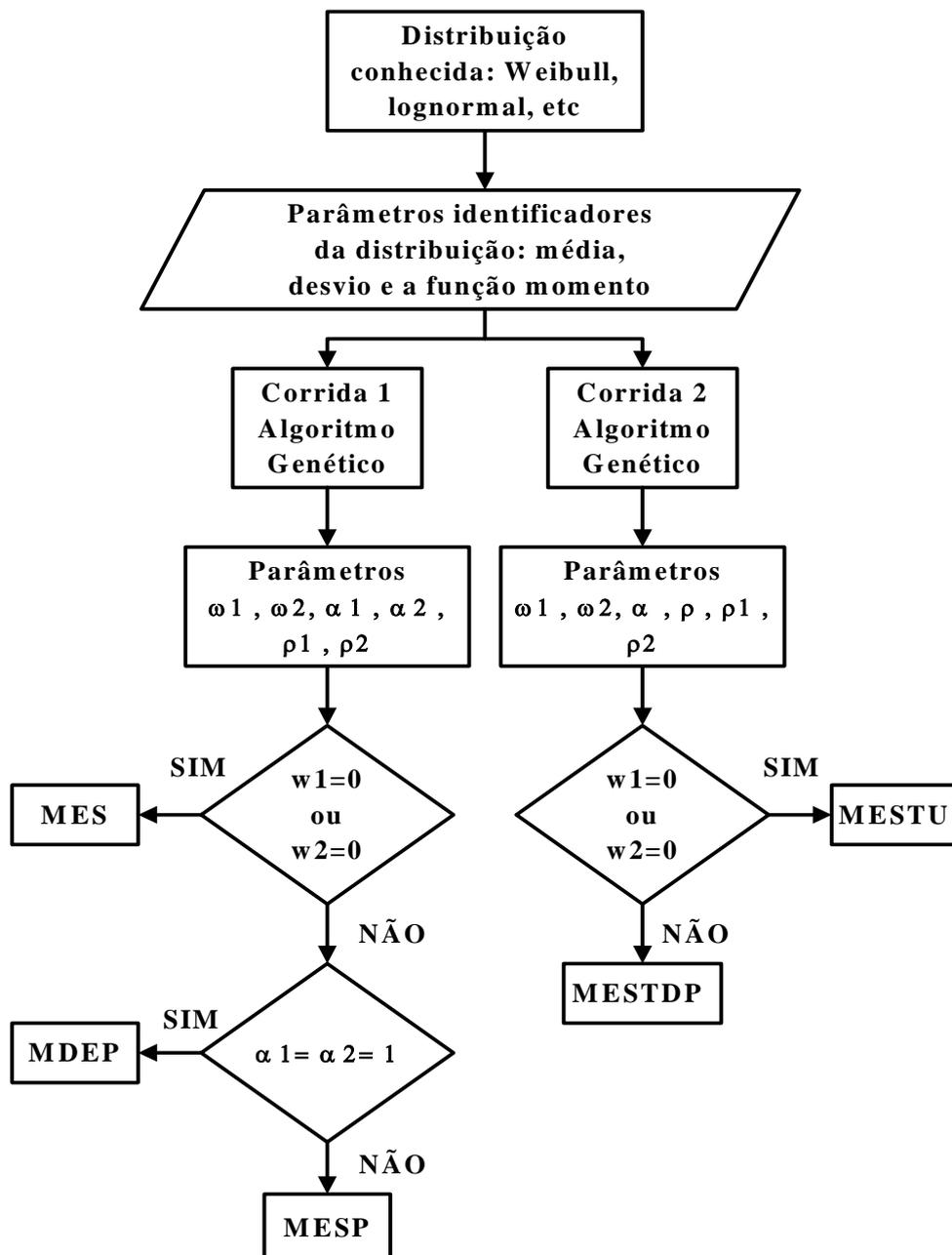


Fig. (3.1) - Fluxograma utilizado em NUNES (2001).

Como pode ser observado no fluxograma, efetuam-se duas corridas com o algoritmo genético. Cada corrida apresentada na Fig.(3.1) foi caracterizada por um vetor de parâmetros,  $X_0$ .

Para a corrida 1, que representa a combinação MESP, MES e MEDP, define-se o seguinte vetor:

$$X_0 = |\alpha_1 \ \alpha_2 \ \rho_1 \ \rho_2 \ \omega_1 \ \omega_2| \quad (3.1)$$

Para a corrida 2, que representa a combinação MESTDP e MESTU, o vetor de parâmetros será:

$$X_0 = |\alpha \ \rho \ \rho_1 \ \rho_2 \ \omega_1 \ \omega_2| \quad (3.2)$$

Sendo necessário determinar  $n$  parâmetros, deve-se analisar  $n$  momentos de uma determinada combinação e da distribuição que esta combinação está aproximando. Sejam  $m_i$ ,  $i=1,2,3,\dots,n$ , os  $n$  primeiros momentos da distribuição e  $M_i$ ,  $i=1,2,3,\dots,n$ , os  $n$  primeiros momentos da combinação e seja  $\Phi_i$ , definida como:

$$\Phi_i = \Phi(X_0) = M_i(X_0) - m_i \quad (3.3)$$

Seja  $f_{ce}(x)$  uma função de densidade de um modelo de combinação de estágios qualquer, e seja a sua transformada de Laplace. O  $i$ -ésimo momento em torno da origem pode ser obtido se existir a  $i$ -ésima derivada de  $f_{ce}(s)$  em  $s=0$ :

$$M_i = (-1)^i \left. \frac{d^i \bar{f}_{ce}(s)}{ds^i} \right|_{s=0} \quad (3.4)$$

No problema de otimização em questão, o objetivo é determinar qual o melhor modelo de combinação de estágios a ser utilizado para simular uma dada função densidade.

Para atingir esse objetivo, otimizam-se os parâmetros do modelo de combinação, de forma que haja uma discrepância mínima entre os momentos do modelo da combinação de estágios e os momentos da função densidade.

Foi utilizada, como função objetivo a ser minimizada, o erro quadrático médio para cada um dos  $n$  momentos considerados:

$$f = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Phi_i^2 \quad (3.5)$$

Um ponto importante é que a função objetivo como apresentada pode, em alguns casos, não considerar a influência de todos os momentos e alguma das parcelas podem ter um peso maior no cálculo da função objetivo.

Uma limitação do método dos momentos é que ele somente pode ser utilizado para comparar funções de densidade de probabilidade e não a função de confiabilidade e da taxa de falha. Assim, no final do estudo é necessário realizar uma análise da taxa de falha obtida.

### 3.2.1 – Estrutura do genótipo

No trabalho de NUNES (2001), cada parâmetro livre do problema de otimização do modelo de combinação de estágios é codificado em uma cadeia de caracteres binários. O genótipo é a concatenação de todos estes parâmetros. Os parâmetros a serem otimizados são decodificados de forma que o limite inferior do espectro de valores que o parâmetro pode assumir corresponda ao conjunto em que os *bits* sejam nulos (000...00) e o limite superior deste espectro, corresponda a todos os *bits* iguais a 1 (111...11). Deste modo, o espectro de valores de cada variável é discretizado em  $2^l$  valores, onde  $l$  é o comprimento da cadeia de caracteres.

A Tabela (3.1) e a Tabela (3.2) apresentam as codificações utilizadas para o genótipo.

Tabela (3.1) – Estrutura do genótipo para a Corrida 1 da Fig. (3.1).

	$\alpha_1$	$\alpha_2$	$\omega_1$	$\rho_1$	$\rho_2$
Limite inferior	2	2	0	$10^{-6}$	$10^{-6}$
Limite superior	65	65	1	100	100
Valores	64	64	1024	2048	2048
	(6 bits)	(6 bits)	(10 bits)	(11 bits)	(11 bits)

Tabela (3.2) – Estrutura do genótipo para a Corrida 2 da Fig. (3.1).

	$\alpha_1$	$\omega_1$	$\rho$	$\rho_1$	$\rho_2$
Limite inferior	2	0	$10^{-6}$	$10^{-6}$	$10^{-6}$
Limite superior	65	1	100	100	100
Valores	64	1024	2048	2048	2048
	(6 bits)	(10 bits)	(11 bits)	(11 bits)	(11 bits)

### 3.3 – Método apresentado por LINS (2003)

Em seu trabalho, LINS (2003) propôs dois algoritmos, um denominado Método das Combinações de Estágio Fixas (MCEF) e o segundo denominado Método das Combinações de Estágio Variáveis (MCEV).

Para viabilizar o uso das funções confiabilidade e taxa de falha como funções objetivo, LINS (2003) utilizou um método que permite comparar as funções confiabilidade, função densidade de probabilidade e função taxa de falha, de uma combinação de estágios com as funções que representam a distribuição de probabilidade que se deseja aproximar. O uso do método dos mínimos quadrados tornou-se a opção escolhida. Substituiu-se o quadrado das diferenças pelo módulo das diferenças com o intuito de se evitar trabalhar com ordens de grandeza muito

baixas. Esta forma adaptada do método dos mínimos quadrados foi denominada método das diferenças.

### 3.3.1 - Método das diferenças

Sejam  $g_1(x)$  e  $g_2(x)$  funções definidas no intervalo de interesse  $[x_i, x_f]$  e  $n$  pontos neste intervalo. A proximidade entre  $g_1$  e  $g_2$  pode ser avaliada através do somatório dos resíduos obtidos da diferença entre os valores das funções nos  $n$  pontos estabelecidos. Desta forma, uma função objetivo com base nesse fato, pode ser definida através da equação:

$$f_{\text{obj}} = \sum_{i=1}^n |g_1(x_i) - g_2(x_i)| \quad (3.6)$$

Como o método das diferenças utiliza apenas os valores das próprias funções, é possível aplicá-lo tanto às funções densidade de probabilidade, como às funções de confiabilidade e taxa de falha.

Para contornar o problema de que um bom ajuste de uma das funções características não garante um bom ajuste das demais utiliza-se uma função objetivo que leve em conta o somatório das diferenças obtidas das três funções características e seus respectivos fatores de correção de escala. Com isso, a função objetivo passa a ser representada como :

$$f_{\text{obj}} = \sum_{i=1}^n \left[ \frac{|R_1(x_i) - R_2(x_i)|}{\text{VMR}_1} + \frac{|f_1(x_i) - f_2(x_i)|}{\text{VMf}_1} + \frac{|\lambda_1(x_i) - \lambda_2(x_i)|}{\text{VM}\lambda_1} \right] \quad (3.7)$$

onde as funções  $R_1(t)$ ,  $f_1(t)$  e  $\lambda_1(t)$  são funções referentes à distribuição que se deseja aproximar e as funções  $R_2(t)$ ,  $f_2(t)$  e  $\lambda_2(t)$  são funções características da combinação de estágios. Os valores  $\text{VMR}_1$ ,  $\text{VMf}_1$  e  $\text{VM}\lambda_1$  são fatores de correção de escala onde:  $\text{VMR}_1$  é valor máximo da função  $R_1(t)$  no intervalo considerado,

$VMf_1$  é o valor máximo da função  $f_1(t)$  no intervalo considerado e  $VM\lambda_1$  é o valor máximo da função  $\lambda_1(t)$  no intervalo considerado.

### 3.3.2 - Método das Combinações de Estágio Fixas (MCEF)

#### 3.3.2.1 – Modelagem genética do método MCEF

O algoritmo genético denominado MCEF (Método das Combinações de Estágio Fixas) foi modelado utilizando a linguagem  $C^{++}$  e a DLL (*Dynamic Link Library*) do código GeneHunter (GENEHUNTER, 1995). Este algoritmo pode ser utilizado para dois modelos de combinações de estágio: o MESTDP e o MESP.

#### 3.3.2.2 – Função objetivo

Em relação à função objetivo, o algoritmo MCEF permite sete opções para a função objetivo, todas baseadas no método das diferenças. Foi constatada na tese de LINS (2003) que para os dois modelos de combinação de estágios, MESTDP e MESP, a função objetivo que combina as três funções características apresentou ajustes melhores.

#### 3.3.2.3 – Genótipo para o MCEF

O genótipo utilizado para o MCEF é o mesmo utilizado em NUNES (2001). Para o método MCEF/MESP o genótipo utilizado será aquele apresentada na Tabela ( 3.1). Para o método MCEF/MESTDP o genótipo será aquele apresentado na Tabela (3.2).

### 3.3.2.4 - Fluxograma para o método MCEF

Na Fig. (3.2) é apresentado um fluxograma simplificado do funcionamento do algoritmo MCEF.

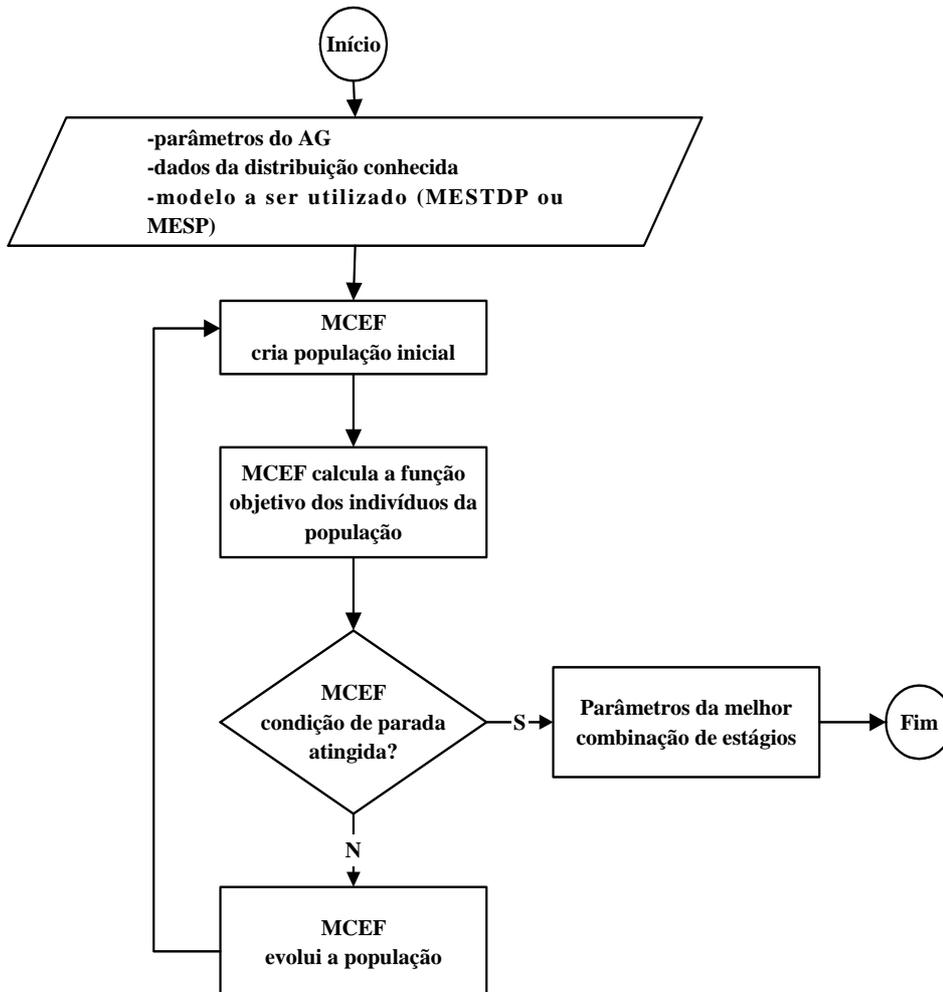


Fig. (3.2) - Fluxograma do algoritmo MCEF.

### 3.3.3 - Método de Combinações de Estágio Variáveis (MCEV)

Até o momento, as metodologias apresentadas para aplicação do método dos estágios basearam-se em modelos de combinações de estágios predefinidos os quais, a princípio, deveriam fornecer boas aproximações para uma ampla gama de distribuições de probabilidade. Em alguns casos, bons ajustes não são possíveis ou o ajuste leva a um excessivo número de estágios.

Com o intuito de resolver esta questão LINS (2003) propôs um método que foi denominado Método das Combinações de Estágio Variáveis, MCEV.

Na metodologia proposta, o que se busca é determinar um modelo de combinação e seus parâmetros de modo a melhor aproximar uma dada distribuição, sem se limitar a modelos preestabelecidos, tendo como fator determinante o número máximo de estágios que se pretende empregar.

#### 3.3.3.1 - Descrição do método MCEV

Seja o sistema de dois estados representado pelo diagrama de transição de estado da Fig. (3.3) onde o estado 0 representa o estado operacional e o estado 1, o estado falho. No caso deste sistema, a taxa de falha, representada por  $\lambda(t)$ , é dependente do tempo.

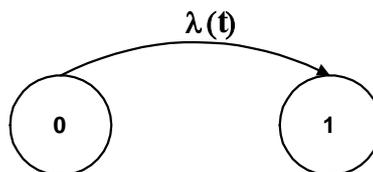


Fig. (3.3) - Diagrama de transição de estado de um sistema com 2 estados.

A Fig. (3.4) representa o novo diagrama de transição de estado, denominado diagrama base, no qual o estado não-exponencialmente distribuído (estado 0) foi substituído por uma combinação de  $n$  estados. A partir do diagrama base é possível

obter uma diversidade de modelos de combinações através da atribuição de valores adequados às taxas de transição.

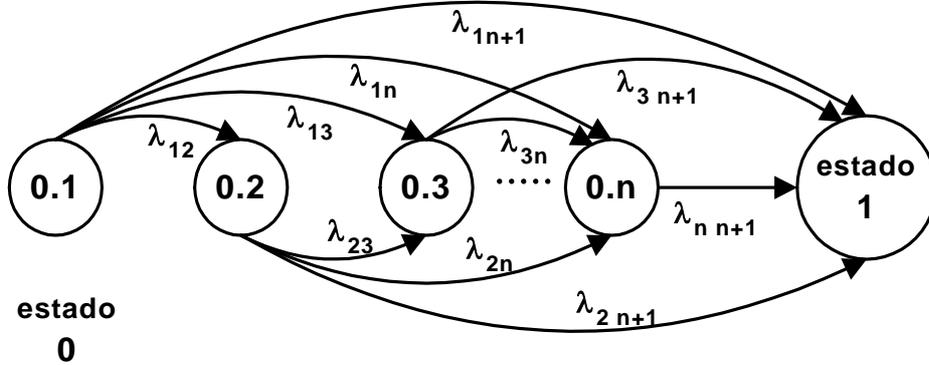


Fig. (3.4) - Diagrama base do método MCEV.

Considerando o estágio 1 como se fosse o estágio  $n+1$  podemos escrever para o diagrama base da Fig. (3.4):

$$P^*(t) = P(t)A \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} P_1^*(t) & P_2^*(t) & \dots & P_n^*(t) & P_{n+1}^*(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1(t) & P_2(t) & \dots & P_n(t) & P_{n+1}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} & \dots & \lambda_{1n} & \lambda_{1n+1} \\ 0 & \lambda_{22} & \dots & \lambda_{2n} & \lambda_{2n+1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_{nn} & \lambda_{nn+1} \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

e condições iniciais:

$$P_1(0) = 1$$

$$P_k(0) = 0, \quad k \neq 1$$

Neste método, os parâmetros a serem determinados são as taxas de transição entre os estágios, no caso da Eq. (3.9) os elementos situados acima da diagonal principal da matriz  $A$ .

O número de parâmetros da matriz  $A$  a ser determinado pode ser calculado por:

$$n^{\circ} \text{ de parâmetros} = \frac{n^2 + n}{2} \quad (3.10)$$

No método proposto, o que se busca é determinar um modelo de combinação e seus parâmetros de modo a melhor aproximar uma dada distribuição, sem se limitar a modelos preestabelecidos, tendo como fator determinante o número máximo de estágios que se pretende empregar.

#### 3.3.3.2 - Modelagem genética do método MCEV

O sistema genético desenvolvido para a implementação do MCEV foi desenvolvido na linguagem C++ e baseou-se no código GeneHunter (GENEHUNTER, 1995) e no programa de computação algébrica MAPLE (MONAGAN *et al.*, 1998).

#### 3.3.3.3 - Codificação

O fenótipo de uma determinada solução é representado por um vetor contendo  $p$  elementos, sendo estes elementos as taxas de transição entre os diferentes estágios. O genótipo associado é um cromossomo com  $p$  genes, cada gene referente a uma taxa de transição.

#### 3.3.3.4- Função objetivo

A função objetivo utilizada foi apresentada na Eq. (3.7). No método MCEV, os modelos de configurações variam de indivíduo para indivíduo, não permitindo desta forma se explicitar as funções características através dos parâmetros da combinação. A solução para esta situação é resolver numericamente, para cada indivíduo, um sistema de equações diferenciais ordinárias, representado pela Eq. (3.8).

### 3.3.3.5 - Fluxograma para o método MCEV.

Na Fig. (3.5) é apresentado o fluxograma para o método MCEV.

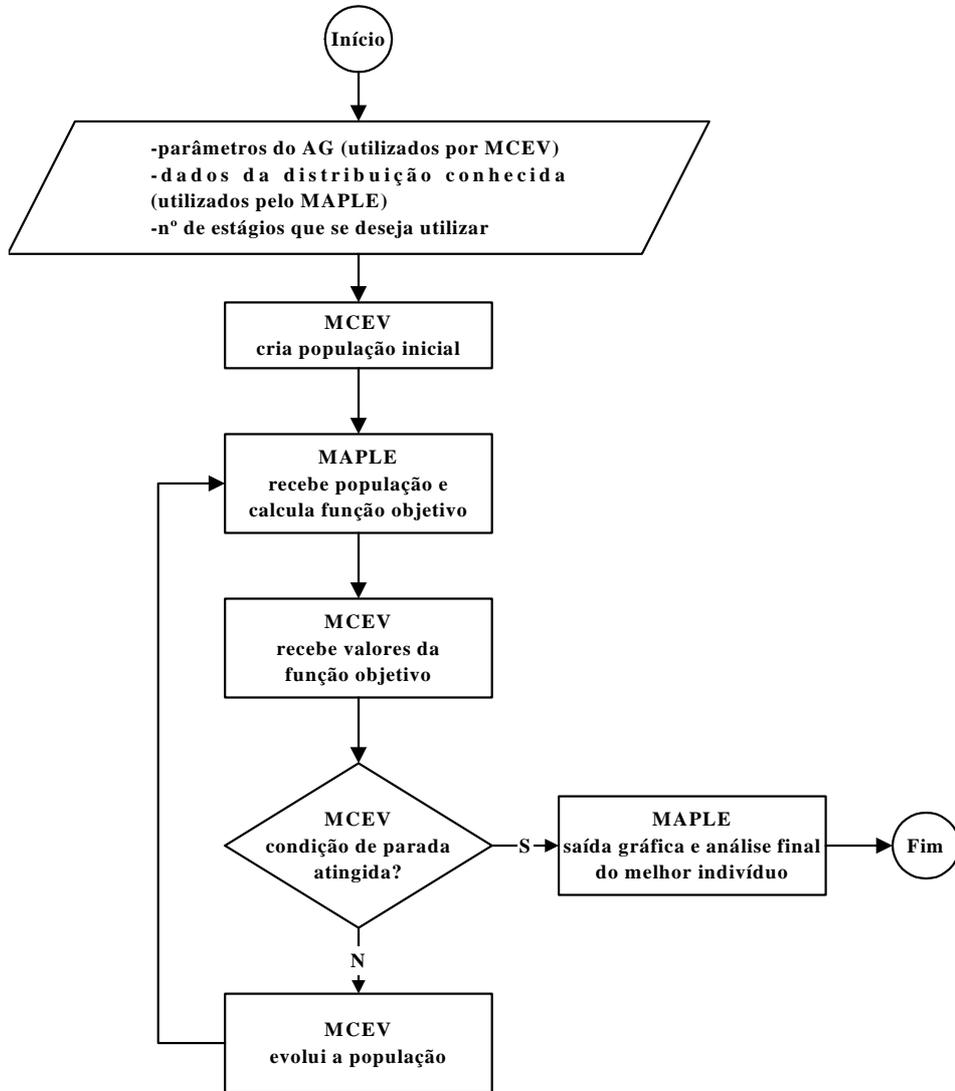


Fig. (3.5) - Fluxograma para o método MCEV.

## **CAPÍTULO 4**

### **METODOLOGIA PROPOSTA**

#### 4.1 – Introdução

Neste capítulo será apresentado o método utilizado neste estudo com as etapas desenvolvidas neste trabalho. O trabalho desta tese foi o uso de métodos de confiabilidade e análise do envelhecimento do sistema elétrico da Usina nuclear de Angra 1, no entanto ele pode ser facilmente adaptado para o estudo do envelhecimento de sistemas elétricos de outras instalações nucleares como também a outros sistemas dentro da planta nuclear, assim como a outros sistemas além da indústria nuclear

#### 4.2 – Etapas

Antes de se desenvolver um modelo adequado é necessária a familiarização e o profundo conhecimento do funcionamento do sistema que será analisado de modo que seja possível identificar os aspectos relevantes. Com o intuito de obter informações a respeito do sistema que será modelado utilizam-se diagramas unifilares, procedimentos de operação, normas de testes, inspeções e manutenções dos equipamentos e especificações técnicas. No caso de usinas nucleares uma boa fonte de consulta é o Relatório Final de Análise de Segurança (RFAS) que contém informações detalhadas sobre a operação dos sistemas principais.

Como este estudo contempla o Método de Markov numa segunda etapa é construído o diagrama de transição de estados. Inicialmente são definidos os estados possíveis para o sistema e as transições entre esses estados. Um estado representa uma condição particular do componente ou sistema, como, trabalhando, falho, em manutenção ou em outra condição relevante. Se o estado de alguma forma muda o sistema entra em outro estado, sendo esta passagem regida por uma

taxa de transição. Para facilitar a análise e os cálculos um mesmo sistema pode ser dividido em sub-sistemas menores.

Segue-se então o levantamento de dados de falha. Inicialmente buscam-se dados específicos da planta obtidos das experiências operacionais da usina nuclear obtidos em anotações de falha, condições de monitoramento e o histórico operacional da planta incluindo transientes e desvios das condições normais.

Caso os dados específicos da planta não estejam disponíveis, ou não sejam suficientes para o estudo deve-se buscar dados genéricos obtidos com a experiência de plantas similares àquela em questão ou obtidos em testes de laboratórios. Exemplos de fonte para os dados genéricos são documentos do EPRI e NUREGs entre outros. Não podemos descartar que uma boa fonte de dados também é a opinião de especialistas ou pessoal de operação da usina.

Uma vez que se obteve os dados segue-se a análise dos dados de falha. Na maioria dos casos será necessário obter o modelo para a distribuição de probabilidade e identificar valores para os parâmetros correspondentes. Os dados na maioria das vezes estarão na forma de uma amostra de informações de fatos observados durante um período de tempo. Esta informação deve ser codificada na forma de função de densidade de probabilidade. A determinação do modelo de distribuição de probabilidade que descreverá o comportamento aleatório da variável de interesse é usualmente baseada em informações estatísticas. Dois métodos podem ser aplicadas neste caso: o primeiro utiliza o ajuste da função através de um histograma e o segundo ajusta os dados a uma distribuição teórica.

A aplicação de papel de probabilidade para plotar dados experimentais e suas frequências relativas é o meio mais fácil de selecionar a distribuição apropriada para descrever variáveis aleatórias. Esses papéis são construídos para diversas distribuições teóricas como por exemplo para a distribuição normal, lognormal, ou de Weibull. A linearidade, ou a falta dela, para a amostra plotada em um papel de probabilidade particular é utilizada como base para determinar se a distribuição da população é a mesma do papel de probabilidade .

Uma vez que a distribuição teórica foi selecionada, a validação da seleção pode ser verificada ou rejeitada por testes estatísticos. Um dos testes mais utilizados é o teste de Kolmogorov - Smirnov (K-S).

Para o caso em que o tempo de falha é representado por uma distribuição exponencial, o equipamento encontra-se na fase de vida útil, com taxa de falha constante no tempo. Neste caso obtêm-se a taxa de falha ( $\lambda$ ). O diagrama de estados para esta situação será um diagrama markoviano, onde as taxas de transição são constantes.

Caso os dados analisados sejam esparsos ou inapropriados, eles podem ser expandidos utilizando-se a opinião de especialistas. A análise bayesiana permitirá combinar dados reais com opiniões de especialistas utilizando a equação de Bayes.

Para os casos em que apenas trabalha-se com taxas de falhas e reparos constantes teremos um Processo de Markov. A resolução implica numa solução numérica de um sistema de equações diferenciais ordinárias através de um método numérico como por exemplo o método de Euler e o método Runge-Kutta. Diversos pacotes computacionais algébricos, por exemplo, o MAPLE V, estão disponíveis no mercado de forma a tornar extremamente simples a resolução desse sistema de equações diferenciais.

No caso de trabalharmos com geradores diesel, ou outros equipamentos com probabilidades associadas à demanda, pode-se ter diagramas que misturem taxas de falha e probabilidades de falha. Neste caso multiplicamos todas as taxas de falha por um  $\Delta t$  que representa o tempo em que o sistema será analisado de modo que as taxas de falha passem a ser probabilidades. Passamos a ter uma cadeia de Markov que será resolvida conforme apresentado na seção 2.7.4.

No caso de um modelo em que existem taxas de falha crescentes no tempo, ou seja, que o sistema está envelhecendo, teremos um diagrama de estados representados por um modelo não-markoviano. Se necessário na definição da função taxa de falha,  $\lambda(t)$ , pode-se fazer uso da abordagem bayesiana.

Uma forma de resolver o modelo não-markoviano é aplicar um método com o intuito de transformar um diagrama não-markoviano em um diagrama markoviano. Existem dois métodos que são: o método das variáveis suplementares

e o método dos estágios. Neste caso, a ferramenta utilizada baseia-se no método dos estágios otimizados por algoritmos genéticos. Utilizaremos os métodos MCEF ( MESP e MESTDP) e MCEV desenvolvidos por LINS (2003).

Uma vez que os métodos MCEF e MCEV foram aplicados as taxas de falha variável no tempo seleciona-se a situação que levou a um menor número de estágios e um ajuste adequado. Substitui-se então aquelas transições variáveis no tempo pelo ajuste de estágios fictícios mais adequado. Passa-se a ter um modelo markoviano. Este modelo será resolvido através da resolução do sistema de equações diferenciais ordinárias por um método numérico.

Uma vez que se efetuou a solução numérica para os modelos desenvolvidos deve-se realizar a análise dos resultados finais obtidos.

#### 4.3 – Fluxograma para a metodologia proposta

A Fig. (4.1) apresenta o fluxograma para a metodologia proposta.

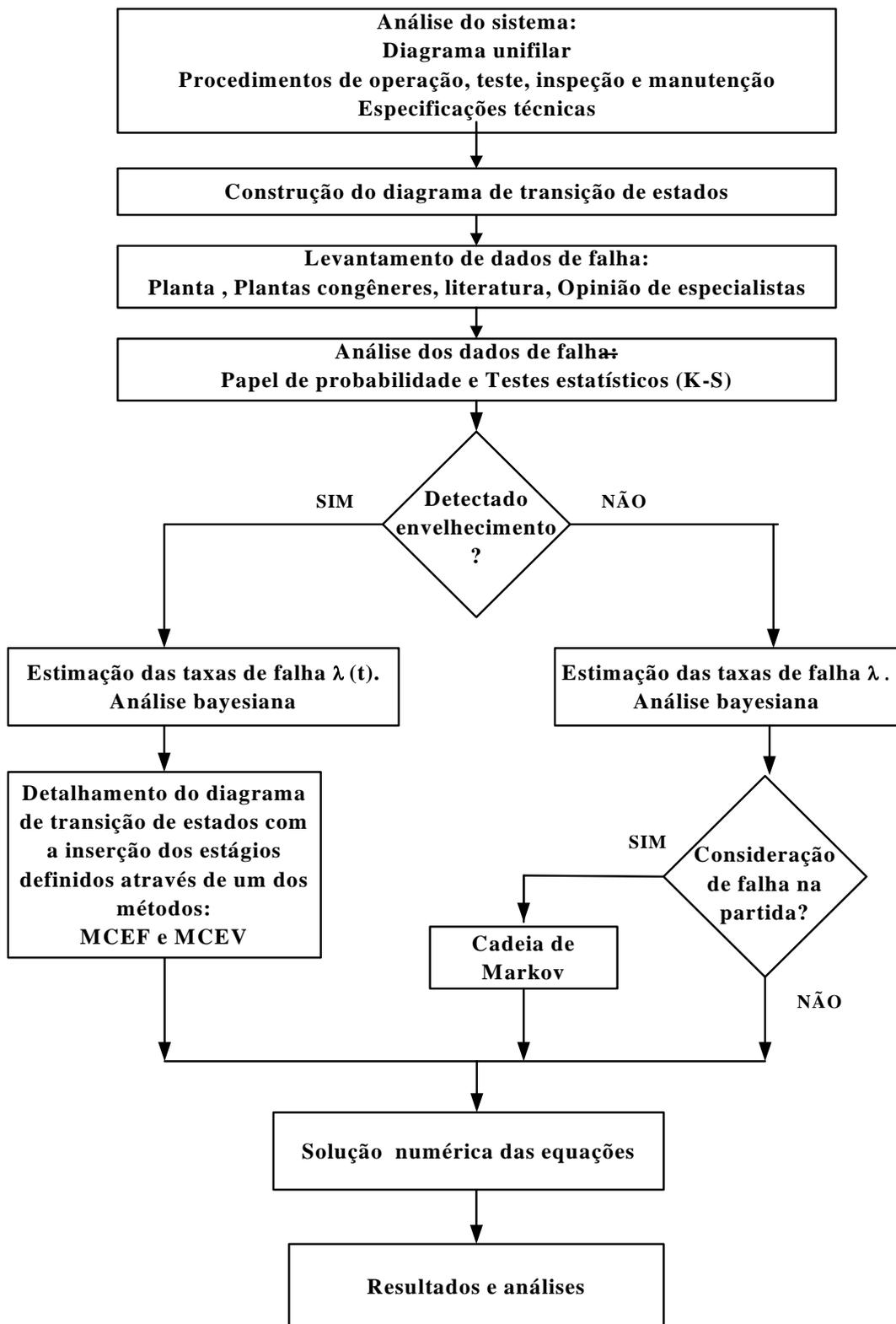


Fig.(4.1) – Fluxograma para a metodologia proposta.

## **CAPÍTULO 5**

### **SISTEMA ELÉTRICO DE ANGRA 1**

#### 5.1 - Introdução

O fornecimento de energia elétrica para uma usina nuclear é essencial para um grande número de ações de segurança. Em função disto, é necessário um sistema de energia elétrica composto por fontes redundantes de energia. No caso de Angra 1, temos um sistema de 138 kV e outro de 500 kV, fontes externas de suprimento de energia, e também grupos de geradores diesel de emergência.

Para o desenvolvimento da modelagem necessária para o cálculo da confiabilidade e da disponibilidade do sistema elétrico de Angra 1 é necessário compreender seu funcionamento. Para tal estudo, fez-se uso da tese de mestrado de BORBA (1978), YANG (1978), CROSSETTI (1997) e do Relatório Final da Análise de Segurança de Furnas, RFAS (1996).

#### 5.2 - Usina de Angra 1

No município de Angra dos Reis, estado do Rio de Janeiro, localiza-se a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, CNAAA, pertencente à Eletrobrás Termonuclear S.A., Eletronuclear. A Central Nuclear de Angra é constituída pelas Usinas de Angra 1 e Angra 2. As Usinas Angra 1 e Angra 2 estão em operação comercial desde 1985 e 2000, respectivamente.

A Usina de Angra 1 é uma usina do tipo PWR, reator de água pressurizada, de projeto Westinghouse. Sua capacidade de geração é de 657 MW.

Duas linhas de 500 kV transmitem a energia produzida por Angra 1 para o sistema interligado da Eletrobrás.

O sistema elétrico da usina é dividido em sistema elétrico externo e sistema elétrico interno. Nas seções 5.3 e 5.4 detalham-se estes sistemas.

### 5.3 – Sistema elétrico externo de Angra 1

O sistema elétrico externo é formado por dois sistemas independentes: o sistema de 500 kV e o sistema de 138 kV.

O sistema de 138 kV é formado por subestações e três linhas de transmissão de 138 kV, com extensão de 80 km, que interligam a Central Nuclear à Usina Térmica de Santa Cruz. A Usina Termelétrica de Santa Cruz pertence ao sistema Furnas e toda a energia produzida por esta instalação é, preferencialmente, dedicada à Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto.

A energia provida do gerador principal de Angra 2 via subestação de 500 kV possui uma ramificação para o auto transformador AT, e representa mais uma fonte de alimentação da subestação de 138 kV.

O sistema de 500 kV é formado por subestações e duas linhas de transmissão que interligam a Usina de Angra 1 à subestação de Cachoeira Paulista, distante 80 km, e à subestação de Adrianópolis, distante 120 km. A função dessas linhas é transmitir para o Sistema Interligado Eletrobrás a energia gerada em Angra 1.

Se o gerador principal de Angra 1 não estiver produzindo energia e estiver isolado do sistema elétrico, as linhas de 500 kV podem fornecer energia para alimentar, através do transformador auxiliar, T1A1, as cargas do sistema auxiliar, atuando como uma fonte alternativa de energia externa.

### 5.4 - Sistema elétrico interno de Angra 1

Destacam-se no sistema elétrico interno de distribuição de energia elétrica:

- o gerador principal de Angra 1,
- o transformador principal,
- o transformador auxiliar e de serviço,
- os bancos e carregadores de baterias,
- e os barramentos de serviço e de segurança.

O diagrama unifilar simplificado mostrando o sistema elétrico é apresentado na Fig. (5.1).

Neste diagrama temos as seguintes relações:

T1 - transformador principal;

T1A1 - transformador auxiliar;

T1A2 - transformador de serviço;

1A1 e 1A2 - barramentos de serviço;

1A3 e 1A4 - barramentos de segurança;

GD-3 e GD-4 - grupo geradores diesel de emergência preferenciais;

GD-1 e GD2 - grupo geradores diesel de emergência reserva;

AT – autotransformador.



#### 5.4.1 – Transformadores

O Transformador principal T1 (formado por um banco de três transformadores monofásicos), transforma para 500 kV a energia produzida pelo gerador principal em 19 kV. Esta energia é liberada para o sistema interligado.

O transformador auxiliar, T1A1, converte a tensão de 19 kV para 4,16 kV. Através dele, uma pequena parcela da energia produzida pela usina alimenta os barramentos de serviço, 1A1 e 1A2.

O transformador de serviço, T1A2, reduz a tensão de 138 kV recebida da subestação, oriundos das redes de Santa Cruz e do autotransformador, para 4,16 kV.

Tanto o transformador auxiliar como o de serviço, são projetados para suportar a carga necessária para o funcionamento da usina na partida, operação e desligamento.

Em funcionamento normal, o transformador T1A1 fornece energia para os barramentos de serviço, 1A1 e 1A2 e T1A2 fornece para os barramentos de segurança, 1A3 e 1A4. No caso de falta do suprimento de energia do transformador T1A1 ou T1A2, dá-se início a uma transferência rápida e automática dos barramentos ligados ao suprimento falho para a fonte remanescente. Se a diferença de fase das tensões e as condições de sincronismo não possibilitarem a transferência rápida, ocorre a transferência lenta. Para tal, são desconectadas as cargas dos barramentos e a transferência é iniciada quando a tensão residual dos barramentos estiver em um valor seguro. As cargas essenciais à segurança são conectadas ao barramento através do seqüenciador de cargas.

Existem intertravamentos que evitam a operação dos dois transformadores em paralelo fornecendo ao mesmo tempo energia para um mesmo barramento de 4,16 kV.

O autotransformador AT é responsável pela ligação entre a saída do gerador principal de Angra 2 e a subestação de Itaorna em 138 kV.

#### 5.4.2 - Barramentos de 4,16 kV

Existem quatro barramentos de 4,16 kV. Dois deles são denominados barramentos de segurança, 1A3 e 1A4 e dois deles, barramentos de serviço, 1A1 e 1A2.

Em funcionamento normal, os barramentos de segurança são alimentados pela subestação de 138 kV. Caso haja perda do fornecimento de 138 kV, tentam-se as transferências rápida ou lenta de T1A2 para T1A1, de modo que este transformador passe a alimentar os barramentos 1A3 e 1A4. No caso de insucesso das transferências os grupos geradores diesel de emergência são acionados.

Nos barramentos 1A3 e 1A4 estão conectadas as cargas de Classe IE. A Classe IE refere-se àqueles equipamentos elétricos essenciais ao desligamento e manutenção da unidade em condições seguras, ou para limitar a liberação de radioatividade para o meio ambiente segundo critérios de segurança. As cargas de Classe IE conectadas a 1A3 e 1A4 são conhecidas por Trem A (ramo A) e Trem B (ramo B), respectivamente.

Os barramentos de segurança são redundantes, separados fisicamente, isolados eletricamente e independentes para evitar as falhas de causa comum.

Em cada barramento de segurança é conectado um grupo gerador diesel de emergência para garantir a alimentação das cargas essenciais à segurança da usina.

As barras de serviço, normalmente supridas pelo transformador auxiliar, fornecem energia para as cargas não relacionadas com a segurança, como por exemplo: bombas de alimentação do gerador de vapor, bombas de água de circulação e as bombas do sistema de resfriamento do reator. As cargas conectadas às barras 1A1 e 1A2 são conhecidas por Divisão 1 e Divisão 2, respectivamente. Havendo a perda do fornecimento de energia para o transformador T1A1, que em operação normal alimenta os barramentos de serviço, 1A1 e 1A2, tenta-se a transferência rápida e se a mesma for bloqueada, segue-se uma transferência lenta para o T1A2. Neste caso, os grupo geradores diesel de emergência não são acionados.

#### 5.4.3 - Grupos geradores diesel de emergência

A Usina dispõe de quatro grupo geradores diesel de emergência. Dois deles, GD-3 e GD-4, são denominados geradores preferenciais. Eles são de projeto alemão, possuem potência nominal de 5280 kW, e produzem de modo contínuo 3500 kW. Os outros geradores, GD-1 e GD-2, de fabricação americana, denominados geradores reserva, produzem em operação contínua 2850 kW. Em situações especiais, cada um pode operar por 200 horas com uma demanda de 3100 kW e por 30 minutos com demanda de 3500 kW.

Cabe ressaltar que, no texto, o uso do termo gerador diesel refere-se a um grupo gerador diesel. O grupo gerador diesel é um sistema formado por subsistemas de controle, instrumentação, refrigeração, partida, proteção e do gerador diesel propriamente dito.

O gerador preferencial GD-3 é conectado ao barramento de segurança 1A3 e o gerador GD-4 ao barramento 1A4. Os geradores reserva substituem os geradores preferenciais no caso de falha destes. A substituição, por meio não automático, é feita do seguinte modo: o GD-1 substitui o GD-3 e o GD-2 substitui o GD-4.

Cada gerador é capaz de fornecer energia suficiente para alimentar as cargas de segurança do barramento ao qual ele é conectado. Eles possuem combustível suficiente para que cada um funcione uma semana sem interrupção e sem realimentação.

É importante salientar que os grupos de geradores diesel de emergência não são conectados para suprir os picos de energia, mas somente como suprimento de energia elétrica de emergência.

Cada gerador pode partir automática ou manualmente. A partida automática se dá em resposta a um “sinal de injeção segurança, SIS” ou a um “sinal de *black-out*, BO”, na falta das duas fontes externas ou mesmo na falha das transferências. A partida manual pode ser feita do painel de controle do gerador, na sala de controle, ou do painel de controle local do gerador no caso da operação de emergência ou durante testes.

Uma partida rápida e uma boa aceitação das cargas são facilitadas pelo sistema de aquecimento e pela circulação de óleo lubrificante que fazem com que o gerador diesel de prontidão esteja na temperatura de operação.

Cada gerador diesel é projetado para atingir tensão e frequência nominais e aceitar as cargas em um intervalo de tempo adequado para garantir a segurança da usina.

O projeto da usina prevê para cada barramento de segurança um gerador diesel de emergência alinhado, pronto para partir e ser conectado se necessário, após o sinal de partida.

Caso os dois geradores preferenciais partam e assumam suas cargas, um deles poderá ser desligado e colocado de prontidão a critério da operação.

Se apenas um deles responder adequadamente, a situação estará sob controle para a usina, pois um único trem é suficiente para garantir as condições de segurança da usina. Num primeiro momento, não será necessário o reparo do gerador preferencial que falhou na partida ou o alinhamento do gerador diesel reserva correspondente, mas recomenda-se que se busque a situação ideal: um gerador alinhado e um gerador conectado.

A situação crítica ocorre quando nenhum dos geradores preferenciais responde ao sinal de partida ou não aceita as cargas. Neste caso, os barramentos de energia estarão desenergizados. Tenta-se então conectar um dos dois grupo de geradores diesel de emergência de reserva em até dez minutos. Segundo um trabalho apresentado por SALDANHA (1996), abordando uma avaliação do *Station Blackout* considerando os documentos da Westinghouse, que estabelecem que caso a recuperação da energia para os barramentos de segurança seja realizada em até dez minutos, não causará impacto significativo nos selos das bombas de refrigeração do reator. A operadora, para cumprir requisitos da regra de *Station Blackout*, executa procedimentos de operação específicos para ações dentro deste prazo.

Testes periódicos dos grupos geradores diesel são programados para garantir que eles continuem a responder adequadamente às situações para as quais foram projetados, garantindo assim a segurança de Angra 1.

Segundo RG 1108 (1977), a cada 18 meses ou quando o reator está desligado para recarga, são realizados testes simulando a perda de energia externa e simulando o sinal de injeção de segurança.

Em CNEN-NE-1.26 (1997), definem-se as especificações técnicas como um conjunto de regras, aprovado pela CNEN no ato da autorização de operação, que estabelecem limites para parâmetros, para capacidade funcional e para níveis de desempenho de equipamentos e requisitos de pessoal, visando a operação segura de usinas nucleoeletricas. Na mesma norma, definem-se condições limites para operação como níveis mínimos de desempenho ou de capacidade de funcionamento de sistemas ou de componentes exigidos para operação segura da usina, conforme definidos nas especificações técnicas.

Se durante o teste dos grupos geradores diesel de emergência preferencial houver falha e for detectado que o reparo não poderá ser feito em 8 horas, o grupo gerador diesel de emergência de reserva correspondente será testado e colocado de prontidão. Segundo as especificações técnicas de Angra 1, o teste do segundo grupo gerador diesel de emergência preferencial só ocorre depois que o primeiro foi testado e novamente colocado em prontidão ou o reserva foi alinhado, testado e então colocado em prontidão. Este procedimento se deve ao fato de que a usina não pode continuar em operação sem que haja pelo menos um grupo gerador alinhado. Com um único grupo gerador alinhado, a usina pode funcionar por 8 horas e estará nas Condições Limites de Operação.

## CAPÍTULO 6

### MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

#### 6.1 - Introdução

O sistema elétrico externo e interno de Angra 1 é formado por componentes reparáveis e submetidos a manutenções periódicas. Para facilitar o estudo, o sistema de suprimento normal de energia e o sistema de emergência foram abordados separadamente. A confiabilidade total do sistema será determinada levando-se em conta o resultado dos dois diagramas obtidos.

Este estudo será restrito à situação em que a usina está em operação e ocorre a falha de todas as fontes de energia alternada para os barramentos de segurança. Não consideraremos aqui a situação em que a usina está desligada e ocorre um *Station Blackout*.

Nas seções seguintes são apresentados os modelos desenvolvidos.

No diagrama de estados, os componentes podem estar em funcionamento ou falhos. Representou-se o elemento falho pela sua abreviação sobrescrita por um traço horizontal.

#### 6.2 - Estudo do suprimento normal

No primeiro modelo abordou-se o comportamento do suprimento normal de energia, ou seja, estudou-se o suprimento de energia via T1A2 e T1A1. Neste estudo, o ponto de maior interesse é a demanda de solicitação do sistema de emergência, em outras palavras, a probabilidade dos dois barramentos de segurança ficarem desenergizados e o sistema enviar o sinal para o acionamento dos geradores diesel.

Como estado inicial, adotou-se a situação em que dois suprimentos externos de energia elétrica, os sistemas de 138 kV e 500 kV estão em operação, pois a usina só inicia sua operação nestas condições.

O sistema de suprimento de energia elétrica via T1A2 é composto por dois subsistemas: o primeiro, de alimentação pelo sistema de transmissão de 138 kV, gerado pela Termelétrica de Santa Cruz e o segundo, através do gerador principal de Angra 2 via o autotransformador AT.

O sistema de suprimento de energia elétrica via T1A1 é formado pelas linhas de transmissão aérea de 500 kV.

No estudo do suprimento de energia elétrica para o T1A1 foi desconsiderado o efeito do gerador principal de Angra 1, pois ele é desligado quando ocorre falha nos dois sistemas de transmissão de 500 kV.

O NUREG/CR-6890 (2005) analisa o *Station Blackout* para eventos entre 1997 e 2004. Este relatório afirma que para uma usina nuclear em operação os eventos que ocorrem no sistema externo respondem por 52% da frequência de falha do sistema normal de alimentação dos barramentos de segurança, 29% das falhas ocorrem no pátio de manobra, 13% são relacionadas a fenômenos climáticos e 6% centradas na usina.

No NUREG/CR-6890 (2005) também é demonstrado que no sistema elétrico da usina os equipamentos que mais falham são os transformadores.

Tomando como base o NUREG/CR-6890 (2005), para o estudo do sistema normal de fornecimento de energia elétrica alternada para os barramentos de segurança, na análise do sistema de 138 kV, via Usina Termelétrica de Santa Cruz e na análise do sistema de 500 kV, optou-se por considerar apenas as falhas das linhas de transmissão e dos transformadores. Considera-se como linhas de transmissão a linha, equipamentos de entrada, reator em derivação e equipamento de compensação série, a ela conectados e como transformadores os transformadores de potência e equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, associados ao equipamento principal.

Os tempos médios de vida dos componentes de uma linha de transmissão são altos, além de que nas falhas das linhas de transmissão os componentes falhos geralmente são substituídos por novos, o que estende a vida útil das linhas. Para ONS (2000) a vida média de referência do sistema de transmissão é de 30 anos.

Nos sistemas de 138 kV e de 500 kV têm-se linhas cujo início de operação deu-se no fim da década de 70 assim como no final da década de 80 e 90. Existem trechos em idades variadas e com condições de operação diversas. Para uma efetiva análise do comportamento da falha seria necessária a análise dos dados de cada sistema que fornece energia alternada para a usina de Angra 1. Como não se dispõe de dados detalhados sobre a operação dos sistemas de 138 kV e de 500 kV, optou-se por considerar as taxas de falha constantes para o sistema que representa o suprimento normal de energia para Angra 1.

Num sistema elétrico os transformadores são equipamentos que se bem projetados e construídos, e se submetidos a adequada política de manutenção e se não submetidos a condições operacionais anormais, possuem uma vida média alta. Segundo a portaria da ANEEL (2002), considera-se a vida útil de referência dos transformadores em 40 anos. Como Angra 1 iniciou sua operação em 1985 e supondo que os transformadores T1A1 e T1A2 iniciaram também no mesmo ano, podemos considerar estes transformadores hoje com 21 anos. Assumindo que o comportamento da taxa de falha para este equipamento tem comportamento similar ao da curva da banheira, é razoável supor que para os transformadores a taxa de falha pode ser considerada constante.

Define-se contingência como a falha repentina de um gerador, linha de transmissão ou qualquer outra parte do equipamento conectado ao sistema elétrico. Segundo KIRBY e HURST (2003), despreza-se a probabilidade de ocorrerem contingências duplas a menos que haja falhas de causa comum. Em função disto, não se considera o caso em que duas fontes externas falham ao mesmo tempo. Existe a falha do transformador T1A2 que leva à interrupção do fornecimento de 138 kV para os barramentos de segurança, no entanto as fontes externas de energia via Santa Cruz e via Angra 2 continuam em boas condições.

Na usina existe uma única equipe de manutenção. Para efeito deste estudo, consideraremos que todos os reparos são realizados assim que a falha é detectada e que não ocorrerão reparos simultâneos. As taxas de reparo serão consideradas constantes pois em todos os casos, a bibliografia encontrada trabalha com um tempo médio de reparo para os equipamentos do sistema de transmissão.

Na Fig. (6.1) temos o modelo desenvolvido e na Tabela (6.1) a definição dos estados do diagrama de transições da Fig. (6.1).

Para a Fig. (6.1) temos:

$\lambda_{SC}$  – taxa de falha do sistema de 138 kV via Usina Termelétrica de Santa Cruz

$\lambda_{A2}$  – taxa de falha do sistema de 138 kV via Angra 2

$\lambda_{500}$  – taxa de falha do sistema de 500 kV

$\lambda_{T1A2}$  – taxa de falha do transformador T1A2

$\mu_{SC}$  - taxa de reparo do sistema de 138 kV via Usina Termelétrica Santa Cruz

$\mu_{A2}$  – taxa de reparo do sistema de 138 kV via Angra 2

$\mu_{500}$  - taxa de reparo do sistema de 500 kV

$\mu_{T1A2}$  - taxa de reparo do transformador T1A2.

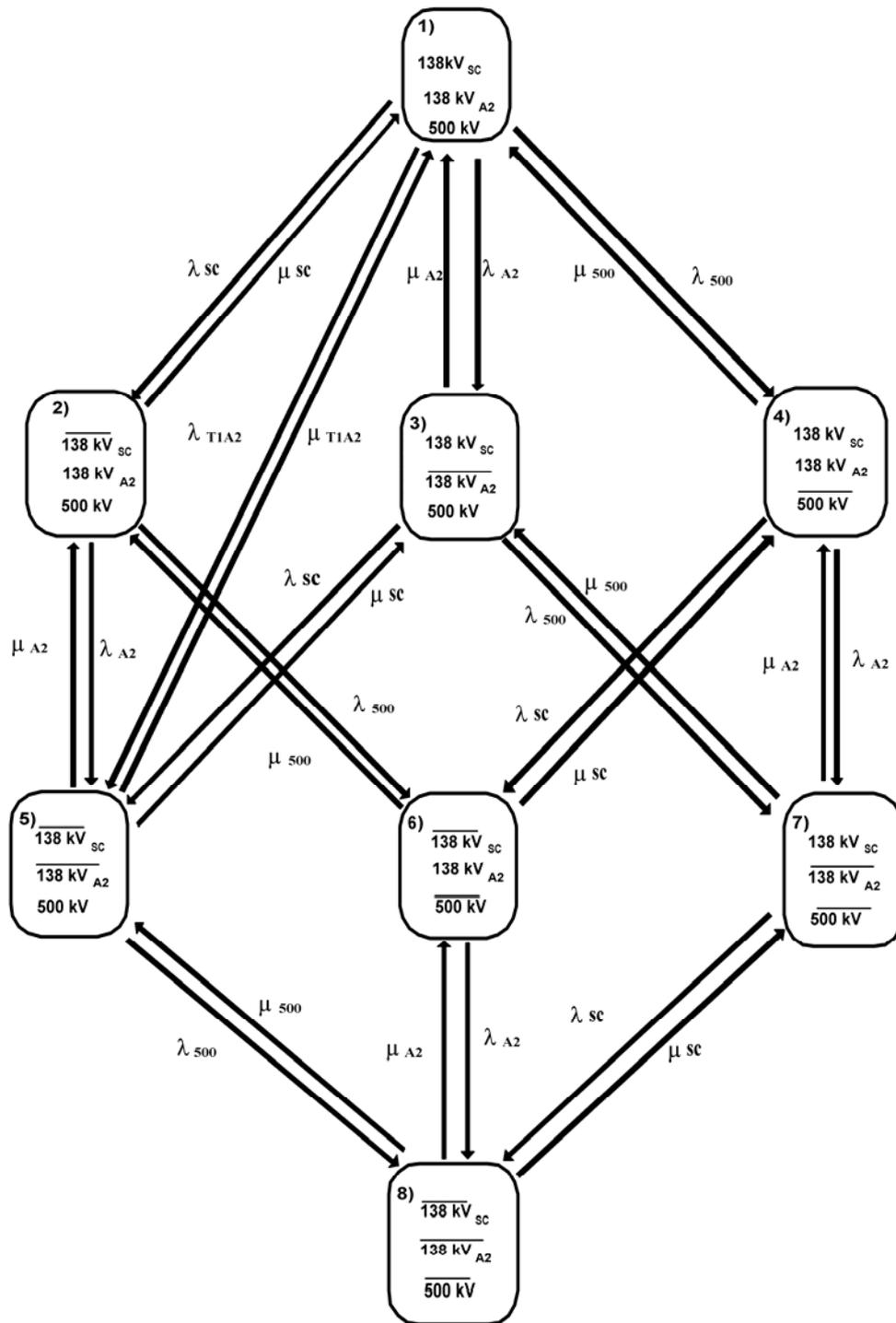


Fig. (6.1) – Diagrama de estados para o sistema de fornecimento normal.

Tabela (6.1) - Definição dos estados para o diagrama da Fig.(6.1)

ESTADOS		DESCRIÇÃO
1	$138kV_{SC}$ $138kV_{A2}$ $500kV$	Todas as fontes externas de energia estão disponíveis.
2	$\overline{138kV_{SC}}$ $138kV_{A2}$ $500kV$	A fonte de energia de 138 kV via Usina de Santa Cruz não está disponível.
3	$138kV_{SC}$ $\overline{138kV_{A2}}$ $500kV$	A fonte de 138 kV via Usina Angra 2 não está disponível.
4	$138kV_{SC}$ $138kV_{A2}$ $\overline{500kV}$	A fonte de 500 kV não está disponível.
5	$\overline{138kV_{SC}}$ $\overline{138kV_{A2}}$ $500kV$	Apenas a fonte de 500 kV encontra-se disponível.
6	$\overline{138kV_{SC}}$ $138kV_{A2}$ $\overline{500kV}$	Apenas a fonte de 138 kV via Angra 2 está disponível.
7	$138kV_{SC}$ $\overline{138kV_{A2}}$ $\overline{500kV}$	Apenas a fonte de 138 kV via Santa Cruz está disponível.
8	$\overline{138kV_{SC}}$ $\overline{138kV_{A2}}$ $\overline{500kV}$	Nenhum das fontes externas está disponível. Aciona-se os geradores diesel de emergência.

### 6.3 - Estudo do sistema de emergência durante uma solicitação de *Blackout* ou sinal de injeção de segurança

Uma vez que as fontes externas falham, os geradores diesel recebem o sinal para partida, pois os barramentos de segurança não podem ficar desenergizados.

A Usina de Angra 1 sempre inicia sua operação com os dois geradores preferenciais, GD-3 e GD-4, de prontidão, logo, esta situação foi a adotada como estado inicial. Se for necessário, trabalha-se com um gerador diesel preferencial e um gerador reserva, ou com os dois reservas, mas sempre se tenta voltar à situação em que se têm os dois geradores preferenciais alinhados.

Para o estudo dos geradores diesel, foram consideradas duas situações de falha: a partida e a operação. As falhas em partir dos geradores diesel incluem qualquer falha que não permita que o gerador atinja a frequência e tensão especificadas. Serão consideradas nas falhas em partir aquelas falhas que ocorreram enquanto o gerador estava de prontidão mas que não foram reveladas durante testes e revisões periódicas. As falhas em operação são consideradas quando o gerador diesel parte, mas não assume cargas ou funciona inadequadamente. Os dados levam em consideração as falhas em operação normal, ou seja, em resposta a um sinal de perda de todas as fontes externas de energia, e durante testes aos quais os geradores diesel são periodicamente submetidos.

Não consideraremos a possibilidade de reparo nesta modelagem, pois, com a perda do fornecimento normal de energia elétrica alternada para os barramentos de segurança, a prioridade passa a ser o alinhamento de um dos geradores diesel e não o reparo dos mesmos em caso de falha.

Na bibliografia, encontramos diversas publicações que tratam sobre geradores diesel, entre elas RG 1108 (1977), NUREG/CR-5994 (1994), JOHNSON e HOOPINGARNER (1985), WINFIELD (1988), IAEA-TECDOC-540 (1990), HILSMEIER *et al.* (1995), VESELY *et al.* (1995), KNOLL *et al.* (1996) e ABDUL-NOUR *et al.* (2002).

O RG 1108 (1977) trata dos testes periódicos dos geradores diesel para garantir que o sistema elétrico via geradores diesel tenham a disponibilidade desejada.

No NUREG/CR-5994 (1995) determina-se a indisponibilidade dos geradores em função de testes, manutenção e falhas durante a operação e desligamento da usina nuclear. São disponibilizadas informações de quatro anos de operação (1988-1991) sobre grupos geradores diesel de diversas usinas nucleares localizadas nos Estados Unidos.

Em JOHNSON e HOOPINGARNER (1985), analisa-se o projeto dos geradores diesel, parâmetros operacionais e histórico de falhas de modo que seja possível identificar quais subsistemas são mais sujeitos a falhas e quando e onde os efeitos do envelhecimento são presentes.

Em WINFELD (1988), é estudada a configuração de onze grupos de geradores diesel de 125 a 250 kVA durante vinte cinco anos de operações como fonte de energia elétrica alternada de emergência para a Usina Chalk River. As falhas em partir e operar são estudadas e apresentadas por subsistemas do grupo gerador diesel.

KNOLL *et al.* (1996) apresentam um estudo para otimizar a frequência da manutenção no grupo diesel de emergência da Usina Hope Creek, de forma que seja garantida a alta confiabilidade desse sistema.

O artigo de VESELY *et al.* (1995), utiliza as informações contidas no NUREG/CR-5994 (1995) para os grupos geradores diesel individuais. Cada probabilidade de falha é tratada como um valor de uma amostra para definir uma distribuição de probabilidades do conjunto de geradores diesel.

O estudo de ABDUL-NOUR *et al.* (2002) contempla quatro conjuntos de geradores diesel da Usina nuclear Gentilly-2 da empresa Hydro-Quebec. Este estudo afirma que existe uma observação do envelhecimento dos geradores diesel em questão.

A IAEA-TECDOC-540 (1990) apresenta equipamentos na usina nuclear sujeitos ao envelhecimento. Dentre os equipamentos Classe IE, aquele que é mais susceptível a sofrer ações de envelhecimento é o grupo gerador diesel.

Com relação aos geradores diesel de Angra 1, não foi encontrada na literatura nenhuma referência que caracterize o envelhecimento dos grupos geradores diesel. No entanto, como a Usina Gentilly-2 tem um tempo de operação próximo do de Angra 1 e já sendo notório que seus geradores diesel estão com sinais de envelhecimento, consideraremos que os grupos geradores diesel de Angra estão na fase de envelhecimento, ou seja, a taxa de falha será crescente no tempo.

Quando os geradores diesel recebem o sinal para partir, três situações são possíveis:

- Os dois geradores partem;
- Um deles parte e o outro não;
- E nenhum deles parte (*Station Blackout*).

Na transição do estado inicial para os três estados citados no parágrafo anterior, associam-se probabilidades de falha na partida. Os dados relacionam o número total das solicitações e o número de falhas ao responder com sucesso às mesmas. Como o método dos estágios trabalha apenas com taxas de falha e não com probabilidades, adotaremos essas probabilidades como valores constantes.

Como são dois geradores independentes, utilizou-se a relação  $P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B)$ . Quando os dois geradores partem a probabilidade de transição será calculada como:  $P(GD-3 \cap GD-4) = P(GD-3) \cdot P(GD-4)$ .

Quando os dois geradores partem e aceitam as cargas de maneira satisfatória, um deles será desligado e colocado de prontidão, sendo esta a maneira ideal de operação da usina no caso de uma emergência.

Na situação em que apenas um gerador diesel parte podemos ter a partida do GD-3 ou do GD-4. Neste caso:  $P(GD-3 \cap \overline{GD-4}) \cup P(\overline{GD-3} \cap GD-4) = P(GD-3) \cdot P(\overline{GD-4}) + P(\overline{GD-3}) \cdot P(GD-4)$ .

Neste modo de operação, a usina está dentro das bases do projeto. Com um dos barramentos de segurança energizado alimentando o seu respectivo trem, é possível garantir o desligamento da usina sob condições seguras, apesar de não ser esta uma situação recomendável. Tenta-se então alinhar o gerador diesel reserva correspondente ao preferencial que falhou.

Se a transição for do estado inicial para aquele em que os dois geradores diesel não partem, teremos:  $P(\overline{\text{GD-3}} \cap \overline{\text{GD-4}}) = P(\overline{\text{GD-3}}).P(\overline{\text{GD-4}})$ . Este é um estado crítico.

A usina deve restabelecer a energia para um dos barramentos em 10 minutos. Como os geradores diesel partem e assumem todas as cargas de segurança no tempo médio de 40 segundos, os 10 minutos são suficientes para alinhar e conectar um dos dois geradores diesel reserva ao barramento ao qual é designado. Se este falhar, tenta-se então partir o segundo gerador reserva.

Não existem conexões elétricas entre os dois barramentos de segurança 1A3 e 1A4. Os dois sistemas redundantes são independentes de modo que não são possíveis falhas de modo comum para os acidentes base de projeto.

O estudo do sistema de emergência durante a perda dos suprimentos externos foi feito levando-se em conta a configuração atual dos geradores, ou seja, dois geradores preferenciais e dois geradores reserva.

Na Fig. (6.2) tem-se o diagrama de estados para o sistema de emergência durante uma solicitação de *blackout* ou um sinal de injeção de segurança e na Tabela (6.2) a definição dos estados do diagrama apresentado na Fig. (6.2).

Na Fig. (6.2) temos:

GD-1 - gerador diesel 1

GD-2 - gerador diesel 2

GD-3 - gerador diesel 3

GD-4 - gerador diesel 4

GD-1p - gerador diesel 1 de prontidão

GD-2p - gerador diesel 2 de prontidão

GD-3p - gerador diesel 3 de prontidão

GD-4p - gerador diesel 4 de prontidão

$p_{fP1-2}$  - probabilidade de falha na partida dos geradores 1 e 2

$p_{fP3-4}$  - probabilidade de falha na partida dos geradores 3 e 4

$\lambda_{G1-2}(t)$  - taxa de falhas dos geradores 1 e 2

$\lambda_{G3-4}(t)$  - taxa de falhas dos geradores 3 e 4

$\Delta t$  - intervalo de tempo infinitesimal

$d$  - probabilidade de desligamento de um gerador diesel dado que o outro está funcionando.

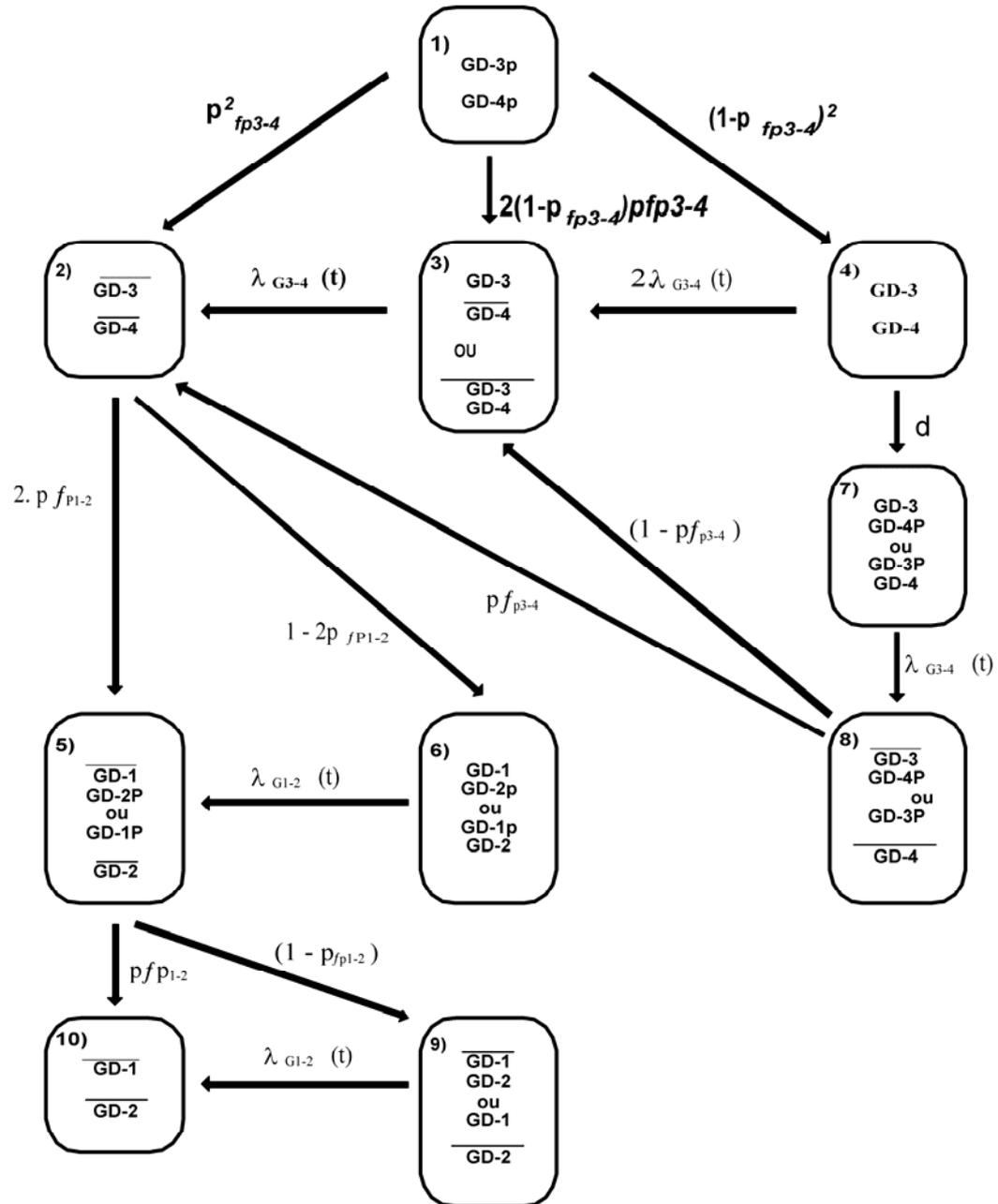


Figura (6.2) - Diagrama de estados para o sistema de emergência durante um acidente.

Na Tabela (6.2) apresentam-se as definições para os estados do diagrama da Fig. (6.2)

Tabela (6.2) – Definição de estados para o diagrama da Fig. (6.2).

ESTADO		DEFINIÇÃO
1	$GD-3p$ $GD-4p$	Os dois geradores diesel preferenciais estão alinhados e recebem o sinal para partir.
2	$\overline{GD-3}$ $\overline{GD-4}$	Os dois geradores preferenciais falham ao partir.
3	$GD-3$ ou $\overline{\overline{GD-3}}$ $\overline{GD-4}$ $GD-4$	Um gerador diesel preferencial partiu e o outro falhou na partida.
4	$GD-3$ $GD-4$	Os dois geradores preferenciais partiram.
5	$\overline{GD-1}$ ou $GD-1p$ $GD-2p$ $\overline{GD-2}$	Um dos geradores diesel reserva não foi conectado.
6	$GD-1$ ou $GD-1p$ $GD-2p$ $GD-2$	Foi possível conectar um dos geradores diesel reserva e o outro está de prontidão.
7	$GD-3$ ou $GD-3p$ $GD-4p$ $GD-4$	Um dos geradores diesel preferenciais está funcionando e o outro foi desligado.
8	$\overline{\overline{GD-3}}$ ou $GD-3p$ $GD-4p$ $\overline{GD-4}$	O gerador diesel preferencial falhou. O outro diesel preferencial está de prontidão.
9	$\overline{GD-1}$ ou $GD-1$ $GD-2$ $\overline{GD-2}$	Um gerador diesel reserva falhou e o outro está em operação.
10	$\overline{\overline{GD-1}}$ $\overline{GD-2}$	Os dois geradores reserva estão indisponíveis.

## **CAPÍTULO 7**

### **SIMULAÇÕES**

#### 7.1 - Introdução

Nas simulações não foi possível trabalhar com os dados reais do sistema por não se encontravam disponíveis na literatura. Procurou-se então utilizar dados de equipamentos similares aos de Angra 1.

Para as simulações trabalhou-se com o sistema operacional Windows 98, o programa MAPLE 6 e as rotinas desenvolvidas por LINS (2003) em linguagem C<sup>++</sup> para as metodologias MCEF e MCEV.

Na seção 7.2 são apresentados os dados e os resultados das simulações para o sistema externo de um sistema com configuração similar ao do sistema elétrico de Angra 1. Na seção 7.3 é analisado o comportamento do sistema dos grupos geradores diesel de emergência. A seção 7.4 trata do *Station Blackout*.

#### 7.2 – Simulação para o sistema de suprimento normal de energia elétrica alternada

Optou-se por trabalhar com um modelo markoviano tendo sido necessário resolver um sistema de equações diferenciais e para tal utilizou-se o programa matemático MAPLE .

Os dados utilizados para esta simulação foram retirados de SILVEIRA *et al.* (2000) e de SOARES (2002) e encontram-se na Tabela (7.1).

Tabela (7.1) - Dados utilizados para sistema de suprimento normal.

Componente do sistema	Taxa de falha (ocorrências/ano)	Tempo médio de reparo (horas)
Transformador T1A2	0,2	24
Transformador T1A1	0,1	24
Transformador T1	0,18	24
Linha de transmissão 138 kV	4,6	2,958
Linha de transmissão 500 kV	2,54	1,521
Geradores Térmicos	50,2824	57,047
Geradores Nucleares classe 1245 MW	52,56	36,1795

As taxas de reparo  $\mu$  utilizadas encontram-se na Tabela (7.2).

Tabela (7.2) –Taxas de reparo.

Componente	Taxa de reparo
Transformador T1A2	0,042
Transformador T1A1	0,042
Transformador T1	0,042
Linha de transmissão - 138 kV	0,34
Linha de transmissão - 500 kV	0,66
Geradores Térmicos	0,028
Geradores Nucleares – Classe 1245 MW	0,017

Para este primeiro estudo a simulação será de 18 meses (12960 horas), que corresponde ao intervalo de tempo entre as paradas de uma usina nuclear para troca de combustível do reator .

O sistema de equações diferenciais para o diagrama da Fig. (6.1) será:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} P_1(t) + (\lambda_{500} + \lambda_{A2} + \lambda_{71A2} + \lambda_{SC})P_1(t) - \mu_{500}P_4(t) - \mu_{A2}P_3(t) - \mu_{71A2}P_5(t) - \mu_{SC}P_2(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_2(t) + (\lambda_{500} + \lambda_{A2} + \mu_{SC})P_2(t) - \lambda_{SC}P_1(t) - \mu_{A2}P_5(t) - \mu_{500}P_6(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_3(t) + (\lambda_{500} + \mu_{A2} + \lambda_{SC})P_3(t) - \lambda_{A2}P_1(t) - \mu_{SC}P_5(t) - \mu_{500}P_7(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_4(t) + (\mu_{500} + \lambda_{A2} + \lambda_{SC})P_4(t) - \lambda_{500}P_1(t) - \mu_{SC}P_6(t) - \mu_{A2}P_7(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_5(t) + (\lambda_{500} + \mu_{A2} + \mu_{71A2} + \mu_{SC})P_5(t) - \lambda_{71A2}P_1(t) - \lambda_{A2}P_2(t) - \lambda_{SC}P_3(t) - \mu_{500}P_8(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_6(t) + (\mu_{500} + \lambda_{A2} + \mu_{SC})P_6(t) - \mu_{500}P_2(t) - \lambda_{SC}P_4(t) - \mu_{A2}P_8(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_7(t) + (\mu_{500} + \mu_{A2} + \lambda_{SC})P_7(t) - \lambda_{500}P_3(t) - \lambda_{A2}P_4(t) - \mu_{SC}P_8(t) = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} P_8(t) + (\mu_{500} + \mu_{A2} + \mu_{SC})P_8(t) - \lambda_{500}P_5(t) - \lambda_{A2}P_6(t) - \lambda_{SC}P_7(t) = 0 \\ P_1(0) = 1, P_2(0) = 0, P_3(0) = 0, P_4(0) = 0, P_5(0) = 0, P_6(0) = 0, P_7(0) = 0, P_8(0) = 0 \end{array} \right.$$

No diagrama da Fig. (6.1), o estado de maior importância para estudo é o Estado 8, que representa a situação em que todas as fontes externas falham e, então, um sinal de injeção de segurança é enviado para os grupos geradores diesel de emergência, para que os dois geradores partam e possam ser alinhados aos barramentos de segurança.

Para o Estado 8 a curva de probabilidade pelo tempo será apresentada na Fig. (7.1).

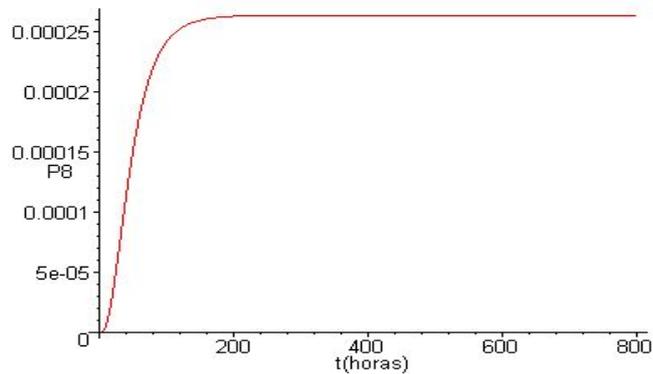


Fig. (7.1) – Curva  $P_8(t) \times t$

Observa-se que a probabilidade de falha de todas as fontes de alimentação do suprimento normal, ou seja, via T1A2 e T1A1 é de  $2,5 \cdot 10^{-4}$  que está coerente com o valor utilizado pelo NUREG-0933 (2005) que é  $2 \cdot 10^{-4}$ .

### 7.3 - Simulação para o sistema dos grupos geradores diesel de emergência

#### 7.3.1- Introdução

Para este estudo trabalha-se com um sistema não-markoviano pois considerou-se que os geradores diesel estão envelhecendo ao longo do tempo. Naquelas transições variáveis no tempo utilizou-se o método dos estágios de modo que possamos passar de um modelo não-markoviano para um modelo markoviano equivalente com taxas de transições constantes. O problema consiste em definirmos o número de estágios e as taxas de transição que melhor representem as taxas variáveis no tempo. Para tal, conforme a proposta desta tese, utilizou-se a metodologia desenvolvida em LINS (2003), MCEF e MCEV.

A função objetivo utilizada foi aquela que permite combinar as três funções características de uma distribuição  $[R(t), f(t) \text{ e } \lambda(t)]$  em uma única função

objetivo acompanhada de seu fatores de correção, conforme a Eq. (3.7). Segundo LINS (2003) esta função objetivo permitiu os melhores ajustes.

### 7.3.2- Tratamento dos dados

Os dados para simulação foram extraídos de NUREG/CR-5611 (1991). A proposta deste NUREG foi o estudo de sistemas de níveis de alerta com dados de usinas nucleares em operação. No caso utilizaram-se os dados do sistema diesel de emergência de cinco usinas nucleares, que foram identificadas como usinas *A*, *B*, *C*, *D* e *E*.

Para os dados de cada usina foram identificadas as datas e as causas das falhas durante um certo período de tempo.

Como o estudo é de geradores diesel e conforme foi comentado anteriormente, para estes equipamentos costuma-se trabalhar com falhas ao partir e falhas na operação. Logo, para o adequado tratamento dos dados, a primeira ação foi separar os tipos de falhas.

Os dados de falhas ao partir foram usados no cálculo da probabilidade de falha na partida que, conforme o diagrama de estados da Fig. (6.2), é um valor constante.

O ajuste do comportamento das falhas será feito para os dados de falha durante a operação já que consideramos que os geradores estão envelhecendo. Para determinar a distribuição que melhor representa a função taxa de falha, utilizamos a metodologia apresentada em LEWIS (1996), denominada gráfico de probabilidade.

O gráfico de probabilidade, segundo LEWIS (1996), é uma técnica adequada para situações em que temos uma pequena quantidade de amostras. A este método será associado o método dos mínimos quadrados e o coeficiente de determinação ( $r^2$ ). O coeficiente de determinação será a medida de quão bom foi o ajuste. Ajustes adequados levam a valores de  $r^2$  próximos a 1. Neste caso específico, tentamos ajustar os dados para distribuições de Weibull ou lognormal,

pois estas foram as distribuições empregadas por LINS (2003), de modo que possamos fazer um paralelo com este trabalho.

Para estimar o tempo de operação até a falha consideram-se informações contidas em VESELY *et al.* (1995) e PNNL-10791 (1995). Segundo estes estudos, os geradores diesel são testados mensalmente com testes durando em média 1 hora. A cada 18 meses os geradores são sujeitos a testes mais completos com uma duração média de 24 horas. No caso de demandas reais, a duração das perdas de fontes externas costuma ser de 1 hora.

No lote de dados trabalhados, os geradores que apresentaram os melhores ajustes foram os geradores das Usinas *A* e *E*.

Observou-se que o ajuste pela distribuição de Weibull apresentou para esta situação um resultado melhor do que pela distribuição lognormal em todos os ajustes. Os dados de falha em operação para os geradores seguem uma distribuição de Weibull e os parâmetros desta distribuição assim como o tempo total estimado de operação do grupo gerador diesel estão na Tabela (7.3).

Tabela (7.3) - Dados estimados para geradores diesel.

Usina	Fator de Forma	Fator de Escala	Tempo de operação (horas)
A	1,91	1191,26	2040
E	1,65	807,06	1160

### 7.3.3 – Ajuste via MCEF e MCEV

De posse dos fatores de forma e de escala da distribuição de Weibull, deve-se tentar encontrar um número de estados e taxas de transição constantes que representem a distribuição em questão.

Inicialmente, trabalha-se com o MCEF. O MCEF é um método cuja simulação é mais rápida e com este algoritmo obtém-se uma estimativa do número

de estados necessários para um bom ajuste, como também se observa o comportamento da distribuição diante das mudanças dos parâmetros do algoritmo genético. O método MCEF possui duas alternativas: MESP e MESTDP. Neste estudo buscou-se o ajuste para os dois casos.

A idéia do método MCEV é a possibilidade de reduzir-se ainda mais o número de estágios necessários para um bom ajuste da distribuição. No caso do MCEV, definimos o número de estágios com que queremos trabalhar e verificamos se os ajustes estão adequados ou não. Observando os resultados obtidos pelo MCEF, podemos definir uma faixa razoável de estados para se trabalhar o MCEV e iniciar as simulações. Em um processo de tentativas buscamos uma situação com o menor número possível de estados e um bom ajuste das três funções características.

Como métodos de avaliação foram utilizados o coeficiente de correlação linear (Coef. Corr.) e o método das diferenças (Met. Dif.), ambos aplicados às três funções características.

Nas Tabelas (7.4) e (7.5), apresentam-se os melhores ajustes para os geradores diesel das usinas *A* e *E*, respectivamente, através dos métodos MCEF e MCEV.

Tabela (7.4) – Ajustes obtidos com os métodos MCEF e MCEV para o gerador diesel da Usina *A*.

Modelo	Estágios	R(t)		f(t)		$\lambda(t)$	
		Coef. Corr.	Met. Dif.	Coef. Corr.	Met. Dif.	Coef. Corr.	Met. Dif.
MCEF - MESP	7	0,99991	0,47218	0,99727	0,00145	0,99259	0,01060
MCEF – MESTDP	5	0,99899	1,77439	0,98405	0,00608	0,97490	0,01434
MCEV	4	0,99843	3,30991	0,98051	0,00860	0,98476	0,02252
	5	0,99853	2,10394	0,96817	0,00803	0,96079	0,01775

Tabela (7.5) – Ajustes obtidos com os métodos MCEF e MCEV para o gerador diesel da Usina *E*.

Modelo	Estágios	R(t)		f(t)		λ(t)	
		Coef. Corr.	Met. Dif.	Coef. Corr.	Met. Dif.	Coef. Corr.	Met. Dif.
MCEF - MESP	6	0,99998	0,41497	0,99487	0,00316	0,99813	0,00316
MCEF – MESTDP	4	0,99986	0,58488	0,99580	0,00315	0,98920	0,01020
MCEV	4	0,99753	3,83628	0,90370	0,01148	0,99377	0,01139
	5	0,99833	3,55521	0,93198	0,00993	0,97681	0,01476

Para o ajuste da Usina *A* e *E* observa-se que o método que apresentou o melhor ajuste para todas as distribuições foi o MCEF/MESP, o qual, no entanto, levou a um número maior de estados.

Estes ajustes substituirão as transições dependentes do tempo que ocorrem no diagrama da Fig. (6.2). Como não foi feita no NUREG/CR-5611 (1991) qualquer menção sobre as características dos geradores diesel ou de suas usinas, para que fosse possível definir uma semelhança com os geradores de Angra 1, definiu-se aleatoriamente que os dados do gerador da Usina *A* corresponderão aos dos geradores GD-3 e GD-4 e os do gerador da Usina *E* serão utilizados para os GD-1 e GD-2.

#### 7.3.4-Resultados obtidos

Conforme observado nas Tabelas (7.4) e (7.5), para os dados em questão o método MCEV não apresentou os melhores ajustes mas possibilitou o trabalho com um número menor de estágios. Com o intuito de analisar o comportamento dos métodos no resultado final do sistema markoviano, realizaram-se dois estudos.

Na primeira situação, utilizaram-se os geradores diesel das Usinas *A* e *E* modelados pelo método MCEF/MESP com um ajuste melhor e um maior número de estágios. No segundo caso, o método utilizado foi o MCEV, que apresentou um ajuste inferior em relação a MCEF/MESP, mas levou a um número menor de estágios.

### 7.3.4.1 – Simulação com as taxas de transição dependente do tempo ajustadas pelo modelo MCEF/MESP

As transições dos estados dependentes no tempo da Fig. (6.2) serão substituídas pelo conjunto de estágios apresentados nas Figuras (7.2) e (7.3).

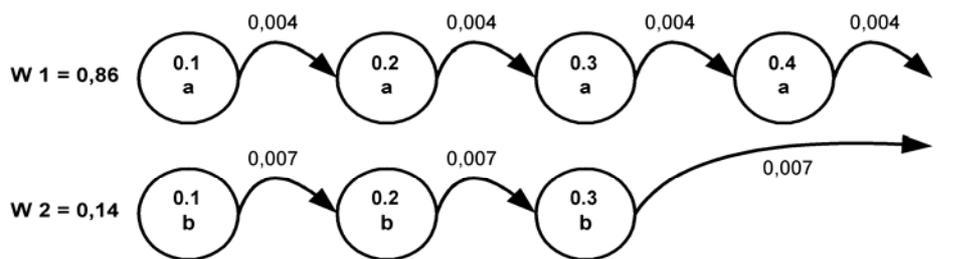


Fig. (7.2) – Modelo de estágios fictícios para a Usina *A*

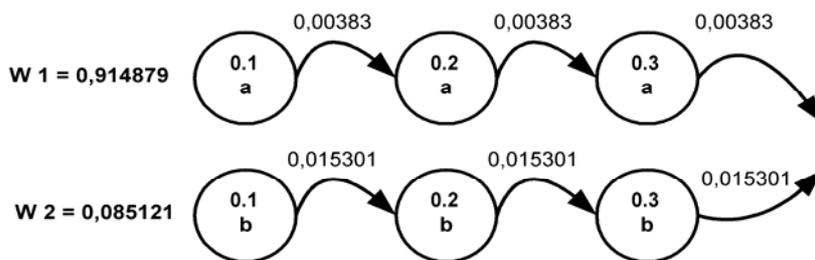


Fig. (7.3) – Modelo de estágios fictícios para a Usina *E*

Substituindo os modelos das Figuras (7.2) e (7.3) no diagrama de estados representado as transições possíveis para o sistema de emergência, Fig. (6.2),

obtém-se um diagrama markoviano com 38 estados. Para resolver este sistema, define-se o sistema de equações diferenciais ordinárias conforme a Eq. (2.33) e utiliza-se para sua resolução o programa matemático MAPLE .

O diagrama resultante mistura probabilidades e taxas de transição. Para torná-lo uniforme, deve-se transformar as taxas de transição em probabilidades de transição. Faz-se isto multiplicando todas as taxas de transição por um intervalo de tempo  $\Delta t$ . Os geradores diesel são acionados em função da falha das fontes externas de energia, mas, segundo VESELY *et al.* (1995) as fontes externas de energia são recuperadas em média em até uma hora. Logo, o intervalo de tempo  $\Delta t$  considerado será de uma hora.

Analisando-se os dados do NUREG/CR-5611 (1991) é possível determinar a probabilidade do gerador diesel falhar na partida. Ela será a relação entre o número de falhas e o número total de solicitações dos geradores diesel. Na Tabela (7.6) encontram-se as probabilidades de falhar na partida para os geradores das Usinas A e E.

Tabela (7.6) - Probabilidade de falha na partida para geradores diesel

Gerador Diesel	Probabilidade de falha na partida
Usina A – GD-3 e GD-4	0,002
Usina E – GD-1 e GD-2	0,003

Outra probabilidade que é necessária para o cálculo da confiabilidade do sistema diesel de emergência é a probabilidade de desligamento de um dos geradores diesel quando os dois geradores partem. Para este estudo, utiliza-se a probabilidade de desligamento de um gerador diesel determinada em CROSSETTI (1997). Fazendo os devidos ajustes para um intervalo de tempo de 1 hora, obtém-se o valor 0,0005.



Substituindo os diagramas das Figuras (7.4) e (7.5) no diagrama da Fig. (6.2) obtém-se um diagrama de 25 estados. O diagrama passa a representar um modelo markoviano. A resolução deste sistema é similar àquela efetuada na seção 7.3.4.1. O resultado será o vetor de probabilidades:

$$P(1 \text{ hora}) = [ 0 \ 0,996 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0,0039 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0,39 \cdot 10^{-5} \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 ]$$

Nesta situação também será desprezível a probabilidade de todas as fontes internas falharem.

#### 7.4 - Resultado final

Apesar dos ajustes pelo método MCEV serem piores para os dados trabalhados, observa-se que os resultados são iguais nas duas situações com a vantagem do diagrama markoviano equivalente ser menor. A Tabela (7.7) apresenta um resultado comparativo entre as duas situações.

Tabela (7.7) - Comparação entre os resultados obtidos pelo método MCEF/MESP e MCEV

Situação	MCEF/MESP (38 estados)	MCEV (25 estados)
Probabilidade dos dois geradores preferenciais partirem	0,996	0,996
Probabilidade de um dos geradores preferenciais partir e o outro não	0,0039	0,0039
Probabilidade dos geradores preferenciais não partirem	$0,39 \cdot 10^{-5}$	$0,39 \cdot 10^{-5}$
Probabilidade de todos os geradores diesel falharem	Desprezível	Desprezível

Observa-se na Tabela (7.7) que, apesar das diferenças entre o número de estágios e das aproximações, os resultados finais foram iguais, o que permite o uso de uma distribuição com um ajuste das funções características inferior sem comprometer o resultado final.

A probabilidade de falha de todas as fontes de energia elétrica alternada é devida à falha das fontes externas e das fontes internas. Logo, o resultado é obtido multiplicando-se a probabilidade de todas as fontes externas de energia alternada falharem pela probabilidade de todas as fontes internas de energia falharem.

Para este estudo a probabilidade de um *Station Blackout* é desprezível.

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta tese promove o uso de métodos de confiabilidade e uma análise de sistemas na avaliação do envelhecimento de usinas nucleares. Aproximações para a análise de sistemas com priorização de componentes para um estudo mais profundo são introduzidos e aplicadas ao sistema elétrico. Métodos de análise de dados de falha são aplicados aos dados de geradores diesel da usina nuclear de Angra 1.

Determinou-se a probabilidade de ocorrência do *Station Blackout* para um sistema elétrico cuja configuração é similar à de Angra 1. A probabilidade da perda de todas as fontes externas de corrente alternada no sistema elétrico foi de  $2,5 \cdot 10^{-4}$ , que é um valor coerente com a probabilidade usada no NUREG-0933 (2005) de  $2 \cdot 10^{-4}$ . A probabilidade das perdas de todas as fontes internas, ou seja, geradores diesel, foi desprezível. Logo a probabilidade de um *Station Blackout* para o caso presente é desprezível.

Trabalhou-se com os dados de usinas com idade e configuração similares a Angra 1, uma vez que os dados da usina não são disponibilizados publicamente.

Para o estudo dos geradores diesel optou-se por considerá-los iguais. No caso, adotou-se o gerador diesel DG-3 igual ao DG-4 e o DG-1 igual ao DG-2, assim agrupados em função dos dados nominais e fabricantes. Apesar dos geradores terem as mesmas características, não necessariamente o comportamento é o mesmo. Um novo estudo pode considerar estas diferenças e determinar uma comparação entre os resultados.

No sistema elétrico externo optou-se por trabalhar com taxas de falha e reparo constantes. Na bibliografia disponível para os componentes de sistemas elétricos sempre estavam disponibilizados dados de tempo médio de reparo e taxa de falha constante. De posse dos dados para o sistema elétrico externo, verificar o comportamento do sistema e confirmar se os equipamentos do sistema de transmissão e de manobra não estão sob a ação do envelhecimento.

O método de trabalho apresentado nesta tese está relacionado ao estudo do sistema elétrico da Usina nuclear de Angra 1. No entanto, as aproximações e métodos apresentados podem ser facilmente adaptados para a análise de outros sistemas em instalações nucleares sob a ação do envelhecimento.

Este trabalho foi desenvolvido utilizando-se o método dos estágios, no entanto sistemas não-markovianos podem ser resolvidos com o uso de variáveis suplementares. Para o sistema elétrico estudado é interessante sua modelagem por variáveis suplementares e a realização de uma análise comparativa com os resultados do presente trabalho.

Com relação aos algoritmos empregados, confirma-se que o método MCEF é muito mais rápido que o MCEV. Ele é adequado para testar o comportamento da distribuição a ser otimizada em função de diferentes parâmetros do algoritmo genético. O ideal é sempre utilizar inicialmente o método MCEF e então, tentando um número menor de estágios, utilizar o MCEV. No caso do método MCEV, quanto maior o número de estágios com que se está trabalhando, maior o tempo de otimização.

Para o sistema de geradores diesel com os dados trabalhados, o método MCEF/MESTDP apresentou um número de estágios reduzidos e um bom ajuste. Aplicou-se neste caso o método MCEV. No entanto, não houve reduções significativas no número de estágios para estes casos e o ajuste das funções foi inferior ao dos métodos MCEF/MESP e MCEF/MESTDP. O método MCEF/MESP foi o que, no geral, apresentou os melhores ajustes, no entanto levou a um número maior de estágios.

No cálculo da probabilidade de falha de todas as fontes internas, foram realizados dois estudos. No primeiro, utilizou-se a distribuição representativa dos geradores diesel preferenciais e de reserva, modelada através do método MCEF/MESP, onde as transições variáveis no tempo referentes aos geradores preferenciais foram substituídas por 7 estados fictícios e aquelas referentes aos geradores reserva foram substituídas por 6 estágios fictícios, o que levou a um diagrama de transições constantes no tempo com 38 estados. No segundo, o modelo adotado foi aquele obtido pelo método MCEV. No diagrama de estados

para o sistema interno, as transições variáveis no tempo referentes aos geradores diesel preferenciais e reserva foram substituídas por 4 estados fictícios com taxas de transições constantes no tempo, o que levou, neste caso a um diagrama de estados com um total de 25 estados. Apesar de neste estudo o MCEV levar a uma pequena redução do número de estágios se comparado ao MCEF/MESP, a diferença no número final de estados foi significativa. Apesar das diferenças o resultado final foi o mesmo para as duas situações. Este fato precisa ser mais investigado para se determinar se isso é constante ou se ocorreu apenas neste caso em particular. A possibilidade de se trabalhar com um número reduzido de estágios é extremamente atraente, especialmente em sistemas mais complexos, com um número elevado de estados e com grande quantidade de transições dependentes do tempo. Com um número reduzido de estados, a resolução leva a um sistema de equações diferenciais menor com um tempo de processamento reduzido.

É importante observar que em todos os casos em que se aplicou o MCEV o ajuste através dos método das diferenças, destacadamente no caso da confiabilidade, foi quem apresentou os piores resultados e como vimos no sistema geral o resultado final não sofreu esta influência. Sugere-se um estudo sobre a adequação do método das diferenças como forma de quantificar o ajuste da função confiabilidade.

Os testes realizados com os métodos MCEF e MCEV contemplaram a distribuição de Weibull com função objetivo baseada nas diferenças entre as funções confiabilidade, função densidade de probabilidade e taxa de falha com fatores de correção que também foi considerada em LINS (2003). No estudo de LINS (2003), o método MCEV sempre apresentou um resultado melhor do que o MCEF, o que não ocorreu neste estudo. Mais análises são necessárias com modelos reais de modo a determinar a eficácia desta metodologia para a distribuição de Weibull e realizar estudos comparativos com aqueles já realizados. Pode-se também analisar a influência da função objetivo adotada no resultado final do estudo.

O presente estudo é importante por fornecer uma metodologia para tratamento do envelhecimento em uma análise probabilística de segurança, estudo esse tão importante quando se pensa na possibilidade de estender a vida útil de uma usina levando-se sempre em consideração a relação custo benefício e também os requisitos de segurança.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDUL-NOUR, G., DEMERS, M., VAILLANCOURT, R., 2002, “Probabilistic safety assessment and reliability based maintenance policies: application to the emergency diesel generators of a nuclear power plant”, *Computers & Industrial Engineering*, v. 42, pp.433-438, Elsevier Science Ltd.
- ANEEL , 2002, RESOLUÇÃO Nº 513 publicada em 16 de setembro de 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em : 24 de janeiro de 2006.
- AMENDOLA, A., BUSTAMANTE, A.S., 1988, *Reliability Engineering*. Boston, Kluwer Academic Publishers.
- BILLINTON, R., ALLAN, R.N., 1983, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*. New York, Plenum Press.
- BORBA, P. R., 1978, *Cálculo das Probabilidades de Falha de Suprimento de Energia Elétrica dos barramentos de Classe IE da Usina Nuclear de Angra I*. Tese de M.Sc., Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.
- CFR, 2006, *Code of Federal Regulations. Title 10, Part 50.2*. Disponível em: <http://www.nrc.gov>. Acesso em : 24 de Janeiro de 2006.
- CNEN-NE-1.26, 1997, *Segurança na Operação de Usinas Nucleoelétricas*. Comissão Nacional de Energia Nuclear.
- CNEN-NN-1.14, 2002, *Relatórios de Operação de Usinas Nucleoelétricas*. Comissão Nacional de Energia Nuclear.

- CROSSETTI, P.G., 1997, *Análise da Confiabilidade dos barramentos de segurança de Angra 1 considerando a nova configuração de geradores diesel*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- GENEHUNTER, 1995, *GeneHunter User's Manual*. USA, Ward Systems Group Inc.
- GOLDBERG, D.E., 1989, *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. USA, Addison Wesley Longman.
- HILSMEIER, T.A.A., ALDEMIR, T., VESELY, W.E., 1995, "Time-dependent unavailability of aging standby components based on nuclear power plant data", *Reliability Engineering and System Safety*, 47, pp.199-205.
- IAEA-TECDOC-540, 1990, *Safety aspects of Nuclear Power Plant Aging*. International Atomic Agency, Viena.
- JOHSON, A.B., HOOPINGARNER, K.R., "Diesel generator system aging assessment", IAEA – SM – 295/38
- KIRBY, B., HURST, E., 2002, "Reliability Management and Oversight", *National Transmission Grid Study – Issue Paper*, pp. B.1-B.29.
- KNOLL, A., SAMANTA, P. K., VESELY, W.E., "Risk Based Optimization of The Frequency of EDG On-line Maintenance at Hope Creek". BNL-NUREG-63225
- LEWIS, E.E., 1996, *Introduction to Reliability Engineering*. New York, John Wiley & Sons.

- LINS, R.P., 2003, *Cálculo da Confiabilidade de Sistemas sob Envelhecimento Através do Método dos Estágios e de Algoritmos Genéticos*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- MONAGAN, M.B., GUEDES, K. O. *et al.*, 1998, *Maple V – Programming Guide – Release 5*, Waterloo Maple Software. Canadá.
- MONTGOMERY, D.C., RUNGER, G.C.,1994, *Applied Statistics and Probability for Engineers*. John Wiley & Sons.
- NUNES, M.E.C., AMARAL NETTO, J.D., FRUTUOSO E MELO, P. F., 1994, “Utilização do Método dos Estágios na Análise da Indisponibilidade de um canal de proteção com tempos de reparo não – exponenciais”. In: *Anais do V Congresso Geral de Energia Nuclear*, pp.707-712, ABEN, Rio de Janeiro, Brasil.
- NUNES, M.E.C., 2001, *Análise da Indisponibilidade de Sistemas de Proteção considerando os Efeitos do Envelhecimento Através do Método dos Estágios Otimizado por Algoritmos genéticos*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- NUREG-0933, 2005, *A Priorization of Generic Safety Issues*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG –1150, 1990, *Severe Accident Risks: an assessment for five U.S. Nuclear Power Plants*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG –1776, 2003, *Regulatory Effectiveness of the Station Blackout Rule*. US Nuclear Regulatory Commission.

- NUREG/CP-0122, 1992, *Aging Research Information Conference*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-5587, 1992, *Approachs for Age-Dependent Probabilistic Safety Assessments With Emphasis on Priorization and Sensitivity Studies*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-5611, 1991, *Issues and Approaches for Using Equipament Reliability Alert Levels*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-5994, 1994, *Emergency Diesel Generator: Maintenance and Failure Unavailability, and their Risks Impacts*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-6415, 1996, *Applications of Reliability Degradation Analysis*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-6490, 1996, *Nuclear Power Plant Generic Aging Lessons Learned (GALL) – Main Report and Appendix A*. US Nuclear Regulatory Commission.
- NUREG/CR-6890, 2005, *Reevaluation of Station Blackout Risk at Nuclear Power Plants* Laboratory. US Nuclear Regulatory Commission.
- OECD, 1995, *Evidence of aging effect on certain safety related components*. NEA/CSNI/R(95)9.
- OLIVEIRA, E.A., ALVIM, A.C.M., FRUTUOSO e MELO, P.F.F., 2005, “Unavailability analysis of safety systems under aging by supplementary variables with imperfect repair”, *Annals of Nuclear Energy*, v.32, pp. 241-252, Elsevier Science Ltd.

- ONS, 2000, *Submódulo 4.3 – Elaboração de Parecer com Justificativa Técnico-Econômica dos Empreendimentos de Transmissão*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 24 de janeiro de 2006.
- PAPAZOGLU, I. A. ,1988, “Elements of Markovian Reliability Analysis”. In: Amendola, A.,Bustamante, A.S. (eds), *Reliability Engineering*, Klevwer Academic Publishers, Dordrecht, pp 171-204
- PINHO, M. O., 2000, *Sobre a Aplicação de Sistemas de Equações Diferenciais Parciais e Ordinárias de Primeira Ordem à Confiabilidade de Sistemas de Segurança sob Envelhecimento*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- PNNL – 10791, 1995, *Recommendations for the treatment of Aging in Standard Technical Specifications*.
- PNL - 13930, 2001 , *Program Plan for Acquiring and Examining Naturally Aged Materials and Components for Nuclear Reactors*.
- RAMAKUMAR, R., 1993, *Engineering Reliability: Fundamentals and Applicatios*. New Jersey, Prentice-Hall.
- REGULATORY GUIDE 1.108 , 1977, *Periodic Testing of Diesel Generator Units Used as Onsite Electrical Power Systems at Nuclear Power Plants*. US Nuclear Regulatory Commission.
- SAFETY SERIES N° 50 P-3, 1991, “ Data collection and Record keeping for the Management of Nuclear Power Plant Aging – A Safety Practice”. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria.

SAFETY SERIES N° 50 – SG 12, 1994, “ Periodic Safety Review of Operational Nuclear Power Plants”. International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria.

RFAS , 1996, *Final Safety Analysis Report – Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, Angra 1* , Westinghouse Electric Corporation, Furnas Centrais Elétricas S.A., Revisão 24

SALDANHA, P.L.C., 1996, *Aspectos na Avaliação de Segurança Relacionados a Perda Total de Energia Elétrica de Corrente Alternada em Centrais Nucleares*. In: *Anais do V Congresso Geral de Energia Nuclear (CGEN)*, pp. 65-70, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SALDANHA, P.L.C, 2003, *Uma Aplicação dos Processos Pontuais Modulados à Avaliação do Envelhecimento para Extensão da Vida Qualificada de Equipamentos de Centrais Nucleares*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SANTOS, P.A.C., MELO, P.F.F.F., BELCHIOR, C.R.P., 2003, “ Comportamento da taxa de falha como conhecimento necessário para a formulação de hipóteses estatísticas na pesquisa de confiabilidade”, *Revista: Pesquisa Naval*, n. 16, Capítulo XVIII, pp.231-244.

SILVEIRA, M. A. N. , OLIVEIRA, A. M. , SCHILLING, M. Th., DORNELLAS, C. R. R. , MELO, A C G , MELLO, J. C. O., 2002, *Combining HL2, HL2.5, and HL3 Reliability Assessments: A Case-Study*. In: *VI PMAPS, Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Funchal, Portugal. Proceedings, 2000. p. 1-5.

- SINGH, C., BILLINTON, R., 1972, “Reliability Modeling in System with Non-Exponential Down Time Distributions ”, *IEEE Transactions PAS-90*, pp.790-800.
- SINGH, C., BILLINTON, R., 1977, *System Reliability Modeling and Evaluation*. London, Hutchinson. <http://ee.tamu.edu/people/csbook/csbook.html>
- SOARES ,N.H.M., 2002, *Risco Probabilístico de Referência do Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese de M.Sc, UNIFEI, Itajubá, MG, Brasil.
- SOONG, T.T., 1981, *Probabilistic Modeling and Analysis in Science and Engineering*. New York, John Wiley & Sons.
- TECHNICAL REPORT SERIES N° 338, 1992, “Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety” . International Atomic Energy Agency. Vienna, Austria.
- VESELY, W.E., URYASEV, S.P., SAMANTA, P.K., 1995, “Failure of Emergency Diesel Generators: a population analysis using empirical Bayes methods”. *Reliability Engineering and System Safety* 46 , pp.221-229.
- WINFIELD, D.J., 1988, “ Long Term Reliability Analysis of Standby Diesel Generators”. *Reliability Engineering and System Safety* 21, pp. 293 –308.
- YANG, T., 1978, *Um modelo para avaliação da Confiabilidade do Sistema de Suprimento de Energia elétrica dos Barramentos de Segurança IA3 e IA4 de Angra 1*. Tese de M.Sc., Instituto de Energia Atômica, São Paulo, SP, Brasil.