

AVALIACAO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA SOB O ENFOQUE DO BEM  
ESTAR UTILIZANDO SIMULACAO MONTE CARLO NÃO-SEQÜENCIAL

Tiago Santana do Amaral

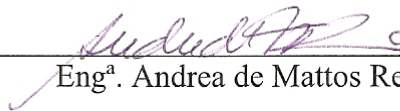
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:



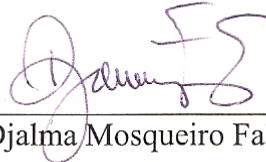
---

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.



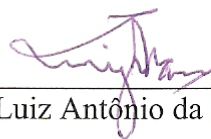
---

Eng.ª. Andrea de Mattos Rei, D.Sc.



---

Prof. Djalma Mosqueiro Falcão, Ph.D.



---

Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, D.Sc.



---

Eng.º. Albert Cordeiro Geber de Melo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2008

AMARAL, TIAGO SANTANA DO

Avaliação da Confiabilidade Composta  
sob o Enfoque do Bem Estar utilizando Si-  
mulação Monte Carlo Não-Sequencial [Rio  
de Janeiro] 2008

XI, 111 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,  
M.Sc., Engenharia Elétrica, 2008)

Dissertação - Universidade Federal do  
Rio de Janeiro, COPPE

1. Confiabilidade de Sistemas de Potência
2. Confiabilidade Preventiva
3. Enfoque do Bem-Estar
4. Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

I. COPPE/UFRJ II. Título ( série )

*À Mônica, minha esposa, com agradecimentos pelo  
constante encorajamento e suporte*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus que me concedeu tudo que tenho, desde o ar que respiro até a oportunidade de estudar e chegar onde cheguei com esta dissertação.

Agradeço à minha esposa por todo o carinho, dedicação, amor e paciência.

Agradeço à Prof. Carmen pela orientação durante toda a realização do trabalho.

Agradeço a Andréa, como orientadora e como minha gerente no trabalho, inclusive por me dar tempo e condições para a realização deste trabalho.

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

AVALIACAO DA CONFIABILIDADE COMPOSTA SOB O ENFOQUE DO BEM  
ESTAR UTILIZANDO SIMULACAO MONTE CARLO NÃO-SEQÜENCIAL

Tiago Santana do Amaral

Março/2008

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges.

Andréa de Mattos Rei.

Programa: Engenharia Elétrica

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência compostos é uma importante área de estudos nos sistemas elétricos. Historicamente, têm sido utilizados critérios e métodos determinísticos e probabilísticos e a avaliação tem sido feita nos domínios da adequação e da segurança. Recentemente, foi proposta a técnica da confiabilidade preventiva, ou confiabilidade sob enfoque do bem-estar, que fornece uma nova perspectiva para os estudos de confiabilidade combinando critérios determinísticos com metodologias probabilísticas e incluindo considerações de segurança em análises de adequação. As probabilidades e frequências de estado saudável, marginal e de risco são os índices básicos de bem-estar.

Esta dissertação estuda a confiabilidade sob enfoque do bem-estar e aplica essa abordagem na avaliação de confiabilidade composta utilizando o método da simulação Monte Carlo não-sequencial. É assumida a hipótese de coerência do sistema e os índices de frequência são calculados utilizando o método da probabilidade condicional. A avaliação do desempenho do sistema é feita através da solução do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson e da solução do fluxo de potência ótimo pelo método dos Pontos Interiores. São apresentados resultados para sistemas teste com e sem curva de carga. Nas conclusões apresentadas observa-se que tanto a metodologia escolhida como a hipótese assumida são válidas e fornecem uma alternativa para a análise do bem-estar de sistemas de grande porte.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

COMPOSITE WELL-BEING RELIABILITY EVALUATION USING NON-  
SEQUENTIAL MONTE CARLO SIMULATION

Tiago Santana do Amaral

March/2008

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges.

Andréa de Mattos Rei.

Department: Electrical Engineering

Reliability evaluation of composite power systems is an important issue of electric systems planning studies. Historically, it has been assessed using deterministic and probabilistic criteria and methods and the analysis have been made in both the domain of adequacy and security. Recently, it was proposed the technique of well-being analysis, or health analysis which provides a new perspective to the reliability studies by combining deterministic criteria with probabilistic methodologies and incorporating security considerations in adequacy assessment. The probabilities and frequencies of health, margin and at risk states are the basic well-being indices.

This dissertation studies the well-being reliability evaluation and applies this approach to the composite power systems reliability evaluation using the method of non-sequential Monte Carlo simulation. It is assumed that the system is coherent and the indices of frequency are calculated using the method of conditional probability. The system performance is evaluated by the Newton-Raphson power flow method and the interior point optimal power flow method. Results are shown for two small test systems with and without load curve. Conclusions are presented and it is observed that the chosen methodology, as much as the assumed hypothesis, is valid and provides an alternative to the well-being analysis of large scale power systems.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introdução.....	1
1.1.1 Confiabilidade de Sistemas de Potência.....	1
1.1.2 Critérios para Avaliações de Confiabilidade.....	2
1.2 Estado da Arte.....	3
1.3 Objetivo.....	4
1.4 Estrutura e Escopo da Dissertação.....	6
<b>2 CONFIABILIDADE COMPOSTA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.....</b>	<b>8</b>
2.1 Introdução.....	8
2.2 Modelo Matemático.....	11
2.2.1 Modelagem dos Equipamentos do Sistema.....	11
2.2.2 Modelagem da Carga.....	17
2.2.3 Modelo de Espaço de Estados do Sistema.....	19
2.2.4 Coerência dos Sistemas de Potência.....	20
2.3 Avaliação do Desempenho.....	21
2.3.1 Análise do Sistema em Contingência.....	23
2.3.2 Medidas Corretivas.....	25
2.4 Índices de Confiabilidade.....	26
2.4.1 Índices de Confiabilidade Composta.....	26
2.4.2 Incerteza na Estimativa dos Índices.....	28
2.5 Métodos de Avaliação da Confiabilidade.....	29
2.5.1 Enumeração de Estados.....	29
2.5.2 Simulação Monte Carlo Seqüencial.....	30
2.5.3 Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial.....	33
a) Processo de Transição de Estados um Passo a Frente.....	36
b) Método da Probabilidade Condicional.....	37
<b>3 CONFIABILIDADE SOB ENFOQUE DO BEM-ESTAR.....</b>	<b>39</b>
3.1 Introdução.....	39

3.2 Estados Operativos do Sistema.....	39
3.2.1 Classificação dos Estados Operativos do Sistema.....	39
3.2.2 Estrutura de Estados Operativos sob Enfoque do Bem-estar.....	41
3.3 Metodologia para Avaliação do Bem-estar.....	43
3.4 Critérios determinísticos.....	46
3.5 Cálculo dos Índices de Probabilidade.....	47
3.6 Cálculo dos Índices de Frequência.....	49
3.6.1 Processo de Estimação Padrão.....	50
3.6.2 Processo de Estimação pelo Método Um Passo a Frente.....	53
<b>4 MODELO DESENVOLVIDO.....</b>	<b>55</b>
4.1 Introdução.....	55
4.2 Método Proposto para o Cálculo dos Índices de Frequência.....	55
4.2.1 Processo de Estimação pelo Método da Probabilidade Condicional.....	55
a) Função Teste para F(R) pelo Método da Probabilidade Condicional.....	56
b) Função Teste para F(H) pelo Método da Probabilidade Condicional.....	58
c) Função Teste para F(M) pelo Método da Probabilidade Condicional.....	59
4.2.2 Comparação dos Processos de Estimação.....	61
4.3 O Modelo Computacional Desenvolvido.....	62
4.3.1 O Programa NH2.....	63
4.3.2 A Linguagem Lua.....	65
4.3.3 A Biblioteca Desenvolvida.....	66
4.3.4 Interação Entre os Módulos Desenvolvidos.....	69
<b>5 RESULTADOS.....</b>	<b>74</b>
5.1 Introdução.....	74
5.2 Descrição dos Sistemas Compostos Analisados.....	74
5.2.1 Sistema IEEE-RTS.....	75
5.2.2 Sistema IEEE-MRTS.....	77
5.3 Resultados para o Caso 1: Sistema IEEE-RTS.....	78
5.3.1 Análise Determinística.....	78
5.3.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística.....	79
5.3.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar.....	81
5.3.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso.....	84
5.4 Resultados para o Caso 2: Sistema IEEE-MRTS.....	86
5.4.1 Análise Determinística.....	86
5.4.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística.....	88
5.4.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar.....	89
5.4.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso.....	91
5.5 Resultados para o Caso 3: Representação da Carga no Sistema IEEE-MRTS.....	92
5.5.1 Análise Determinística.....	93



5.5.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística.....	94
5.5.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar.....	95
5.5.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso.....	96
<b>6 CONCLUSÃO.....</b>	<b>99</b>
6.1 Sumário.....	99
6.2 Conclusões.....	100
6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	101
<b>APÊNDICE A SISTEMA IEEE-RTS.....</b>	<b>103</b>
A.1 Dados do Sistema.....	103
<b>APÊNDICE B SISTEMA IEEE-MRTS.....</b>	<b>106</b>
B.1 Dados do Sistema.....	106
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>109</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Níveis Hierárquicos.....	8
Figura 2.2: Diagrama Esquemático de uma Avaliação de Confiabilidade.....	10
Figura 2.3: Possíveis Estados Operativos de uma Unidade Geradora.....	12
Figura 2.4: Histórico Operativo de uma Linha de Transmissão Fictícia.....	12
Figura 2.5: Curva de Risco Típica (Banheira).....	14
Figura 2.6: Diagrama de Transição de Estados para um Modelo a Dois Estados.....	15
Figura 2.7: Curva de Carga com Estados Agrupados.....	18
Figura 2.8: Modelo de Markov Agrupado para a Curva de Carga da Figura Anterior...	19
Figura 2.9: Algoritmo da Análise de Contingência.....	23
Figura 2.10: Distribuição Normal.....	29
Figura 3.1: Diagrama dos Estados Operativos do Sistema.....	40
Figura 3.2: Diagrama de Estados Operativos sob Enfoque do Bem-estar.....	42
Figura 3.3: Diagrama Esquemático de uma Avaliação do Bem-estar.....	45
Figura 3.4: Sistema Modelado a Dois Estados.....	50
Figura 3.5: Sistema Modelado a Três Estados.....	51
Figura 4.1: Sistema com Três Componentes Modelados a Dois Estados.....	57
Figura 4.2: Interface Gráfica do Programa PS/Lua.....	63
Figura 4.3: Mapeamento da Estrutura Interna do NH2 no Programa PS/Lua.....	67
Figura 4.4: Estrutura Orientada a Objetos Mapeada pelo Programa PS/Lua.....	68
Figura 4.5: Fluxograma do mapeamento Lua-NH2.....	69
Figura 4.6: Fluxograma da Simulação Não-Sequencial Probabilística.....	71
Figura 4.7: Fluxograma da Simulação Não-Sequencial sob Enfoque do Bem-estar.....	72
Figura 5.1: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-RTS.....	76
Figura 5.2: Curva de Carga da Semana de Pico para o Sistema IEEE-MRTS.....	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Índices de Confiabilidade.....	27
Tabela 2.2: Funções Teste para a Simulação Monte Carlo Seqüencial.....	32
Tabela 2.3: Funções Teste para a Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial.....	35
Tabela 3.1: Descrição dos Estados Operativos do Sistema.....	41
Tabela 4.1: Comparação dos Processos de Estimacão dos Índices de Freqüência.....	61
Tabela 5.1: Principais Características do Sistema IEEE-RTS.....	77
Tabela 5.2: Resultados da Análise Determinística para o Caso 1.....	79
Tabela 5.3: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 1...	80
Tabela 5.4: Lista de Contingências Utilizada para o Caso 1.....	82
Tabela 5.5: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para Caso 1.....	83
Tabela 5.6: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 1	85
Tabela 5.7: Diferença em relação à simulação “um passo a frente” .....	86
Tabela 5.8: Resultados da Análise Determinística para o Caso 2.....	87
Tabela 5.9: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 2...	88
Tabela 5.10: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para o Caso 2.....	90
Tabela 5.11: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 2 .....	91
Tabela 5.12: Diferença em relação à simulação “um passo a frente” .....	92
Tabela 5.13: Resultados da Análise Determinística para o Caso 3.....	93
Tabela 5.14: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 3.	94
Tabela 5.15: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para o Caso 3.....	95
Tabela 5.16: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 3 .....	97
Tabela 5.17: Diferença em relação à simulação “um passo a frente” .....	97



# **1 INTRODUÇÃO**

## **1.1 Introdução**

A energia elétrica é, hoje, um elemento essencial para as sociedades modernas. A realização de muitas tarefas, desde as pequenas e cotidianas até a produção industrial, exige a utilização desse tipo de energia. Para que isso seja possível, é necessário que essa energia seja gerada e transmitida até os consumidores de forma adequada e confiável, o que nem sempre é possível. A ocorrência de falhas nos sistemas de energia elétrica pode desencadear perturbações capazes de afetar um grande número de consumidores, podendo levar à interrupção de seu fornecimento. Por isso, a meta de atender à crescente demanda por energia de forma econômica e segura e dentro de padrões de qualidade e confiabilidade nem sempre é atingida. Nesse contexto, surge a necessidade da avaliação numérica da confiabilidade dos sistemas elétricos, a fim de planejar e operar o sistema minimizando a ocorrência de falhas.

### **1.1.1 Confiabilidade de Sistemas de Potência**

O termo confiabilidade, em engenharia, pode ser definido como uma característica inerente e uma medida específica que descreve a habilidade de um sistema qualquer desempenhar as funções para as quais se destina. No caso de um sistema elétrico de potência, a função técnica mais importante é suprir a energia elétrica a seus consumidores [1].

A análise da confiabilidade de sistemas elétricos de potência é comumente realizada em dois domínios, dependendo da forma como é feita a avaliação do desempenho do sistema. O domínio da adequação está relacionado com a existência de recursos suficientes dentro do sistema para satisfazer a demanda de carga do consumidor e os seus requisitos operacionais. Isso inclui os recursos de geração, transmissão e distribuição necessários para transportar a energia aos pontos de consumo. Esta análise está associada com condições estáticas que não incluem a dinâmica do sistema e a resposta a distúrbios transitórios.

Por outro lado, a análise no domínio da segurança está relacionada à habilidade de o sistema responder a perturbações, tais como a perda de recursos de geração ou de transmissão [2]. Essa análise pode ser de dois tipos: transitória (dinâmica) ou de regime permanente (estática) [3]. A análise da segurança transitória consiste em determinar se as oscilações do sistema causadas por uma falta ou contingência causarão perda de sincronismo entre os geradores. O objetivo da análise de segurança estática é determinar se, após uma contingência, existe um novo ponto de operação em regime permanente seguro onde o sistema perturbado assentará depois que as oscilações forem amortecidas.

### **1.1.2 Critérios para Avaliações de Confiabilidade**

Um sistema livre de falhas demandaria, teoricamente, investimentos infinitos [2]. Na prática, é então necessário determinar o melhor compromisso entre economia e confiabilidade: falhas no sistema serão toleradas desde que os prejuízos sejam aceitos por seus usuários e consumidores. Este nível de aceitabilidade é determinado quantitativamente por critérios de confiabilidade que podem ser classificados como determinísticos ou probabilísticos.

Critérios determinísticos baseiam-se na avaliação de situações críticas a partir do histórico operativo e da experiência dos planejadores e operadores. Esses critérios têm características bastante atrativas como a implementação direta, fácil entendimento e o fato do julgamento de condições severas e plausíveis com base no histórico da operação do sistema ser geralmente consistente. A grande fraqueza desses métodos é que nem sempre apenas a experiência dos planejadores e operadores e o conhecimento de algumas situações críticas são suficientes para avaliar os sistemas de potência [4]. Entretanto, muitas ferramentas de análise de sistemas de potência ainda usam técnicas determinísticas para incorporar considerações de confiabilidade, especialmente no planejamento da transmissão. Procedimentos como garantir que o sistema pode suportar a perda de uma ou mais unidades de transmissão sem violar restrições operativas ou cortar carga (N-1) são geralmente usados [5].

Por outro lado, critérios probabilísticos, estão baseados em métodos estatísticos que levam em conta o comportamento aleatório do sistema, como comportamento da carga e a disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Esses métodos podem repre-

sentar de forma mais realística os fatores estocásticos que influenciam a confiabilidade dos sistemas de potência e têm sido aplicados em muitas áreas tais como: planejamento da geração, avaliação da reserva operativa, sistemas de distribuição, entre outros. Assim, apesar de, atualmente, os critérios e técnicas determinísticas serem predominantes, especialmente no planejamento e operação de sistemas compostos de geração e transmissão, há um reconhecimento geral de que a análise estatística do desempenho passado e a avaliação probabilística do desempenho futuro têm grande valor nesse cenário [6].

Dessa forma, percebe-se que há um considerável interesse em incluir aspectos de segurança em avaliações de adequação e em combinar considerações determinísticas com índices probabilísticos para monitorar o “bem-estar” do sistema [5]. Essa necessidade de aproximar as áreas de estudo da confiabilidade, melhorando o entendimento e o julgamento dos índices de confiabilidade por parte dos operadores e planejadores e possibilitando uma detecção prévia de estados de alerta do sistema, vem sendo sentida e novas metodologias vêm sendo desenvolvidas.

## **1.2 Estado da Arte**

Desde 1930, métodos probabilísticos vêm sendo aplicados aos estudos de sistemas elétricos. As primeiras publicações diziam respeito à avaliação da capacidade estática de geração e foram posteriormente estendidos para considerar sistemas interconectados. Apenas na década de 1960 surgiram os primeiros trabalhos que diziam respeito à confiabilidade da transmissão e composta [7]. A referência [8] é considerada um marco na avaliação da adequação de sistemas elétricos e, depois dela, na década de 1970, foram desenvolvidos e consolidados dois métodos de avaliação da confiabilidade de sistemas compostos: a amostragem Monte Carlo e os métodos de enumeração [9].

Desde então, a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos ganhou cada vez mais interesse e diferentes formas de simulação foram propostas e aplicadas dentre as quais destacam-se a simulação seqüencial e não-seqüencial [9], [10], [11], [12], pseudo-seqüencial [13] e pseudo-cronológica [14], [15] que diferem na forma como amostram os estados do sistema, em especial a carga, e, conseqüentemente, na forma como calculam os índices de confiabilidade. No que diz respeito à simulação não-seqüencial, têm destaque dois métodos de cálculo dos índices de freqüência e duração, a saber, o método da probabi-

lidade condicional [12] e o método da simulação “um passo a frente” [4], [16] e [17].

Nos últimos anos, vem sendo desenvolvida uma nova técnica de avaliação da confiabilidade para combinar critérios determinísticos com metodologias probabilísticas e incluir considerações de segurança em análises de adequação. Essa técnica de avaliar o bem-estar do sistema vem sendo chamada de “*health analysis*” [5], [18] ou “*well-being analysis*” [7], [6], [19], [17], [20], em inglês e “confiabilidade preventiva” [4], [16] em português.

A idéia inicial era incluir considerações de segurança estáticas em análises de adequação, realizando uma análise de adequação restrita pela segurança estática [3]. Para isso, foi necessário quantificar os diferentes estados operativos do sistema de potência descritos em [21] e [22], o que foi introduzido em [23]. A estrutura de bem-estar para classificar os estados operativos é uma simplificação da estrutura de estados operativos apresentada em [21]-[23] e foi inicialmente proposta em [5].

A técnica da confiabilidade preventiva ou confiabilidade sob enfoque do bem-estar foi aplicada para sistemas de geração [19], para estudos de reserva operativa [24] e para confiabilidade composta [23], [5], [6]. Inicialmente foram empregadas técnicas de enumeração de estados em sistemas teste que, contudo, não são adequadas para sistemas de grande porte [4].

Em [25] essa abordagem foi estendida usando uma técnica de amostragem Monte Carlo. Esses conceitos foram aplicados em sistemas de grande porte em [4], [16] e [17] utilizando uma simulação Monte Carlo não-seqüencial com o cálculo dos índices pelo método “um passo a frente”. Mais recentemente, foi proposta uma abordagem seqüencial para a avaliação do bem-estar de sistemas de potência [26].

### **1.3 Objetivo**

A técnica de avaliação da confiabilidade preventiva ou confiabilidade sob enfoque do bem-estar avalia a probabilidade não apenas de o sistema chegar a um estado de falha completa, mas também de estar muito perto de problemas. Isso é conseguido incluindo considerações determinísticas em avaliações probabilísticas. Nesse tipo de avaliação, diferentemente dos métodos tradicionais, os estados de sucesso são cuidadosamente avaliados para diferenciar entre estados que atendem e que não atendem ao critério determinístico.



Assim, a cada etapa da avaliação probabilística, é aplicado o critério determinístico e o estado operativo do sistema é classificado em um dos três seguintes níveis:

- estado de operação “saudável”, em que o sistema opera dentro dos limites operativos sem corte de carga e atende ao critério determinístico;
- estado de operação “marginal”, em que o sistema opera dentro dos limites operativos sem corte de carga, mas não atende ao critério determinístico;
- estado “de risco”, caracterizado como aquele em que o sistema não opera de modo seguro dentro dos limites e pode haver corte de carga.

Esta técnica fornece mais informações que a técnica tradicional de análise da confiabilidade, já que informa o operador não apenas do risco do sistema, mas também do grau de bem-estar do sistema baseado no critério determinístico aceito [24]. A principal questão envolvida com essa técnica é o número excessivo de análises adicionais, em relação à simulação tradicional, que são requeridas para diferenciar entre os estados saudável e marginal. Isso exige grande esforço computacional.

Dessa forma, um dos principais objetivos no estudo recente desse tema tem sido desenvolver métodos computacionalmente eficientes para o cálculo a fim de tornar viável sua aplicação a sistemas de grande porte [4], [16], [17], [26]. Nesses trabalhos têm sido utilizados os métodos de simulação Monte Carlo seqüencial e não-seqüencial com cálculo de índices de frequência pela metodologia “um passo a frente”.

Nessa dissertação, é estudada essa técnica de avaliação da confiabilidade aplicada à simulação Monte Carlo não-seqüencial. É assumida a hipótese de coerência no sistema para que o cálculo dos índices de frequência e duração possa ser feito através do método da probabilidade condicional [12]. O objetivo deste trabalho de pesquisa é tirar vantagem do método da probabilidade condicional aplicado à simulação Monte Carlo não-seqüencial para produzir resultados adequados com um esforço computacional baixo, permitindo sua utilização em sistemas de grande porte. Esse esforço computacional deve ser menor que aquele gasto em [17] devido à aplicação do método da probabilidade condicional, como será visto adiante. Além disso, deve ser ainda menor que aquele gasto em [26], por causa da aplicação da simulação não-seqüencial em lugar da seqüencial.

## 1.4 Estrutura e Escopo da Dissertação

No que diz respeito à avaliação da confiabilidade, existem diferentes metodologias, cada uma com sua maneira de amostrar os estados do sistema e calcular os índices de confiabilidade. Em especial, os métodos de enumeração de contingências e de simulação Monte Carlo seqüencial e não-seqüencial tem grande peso por serem os métodos tradicionalmente aplicados nas avaliações de confiabilidade. O capítulo 2 discute essas metodologias com especial enfoque na simulação Monte Carlo não-seqüencial. Fugiria ao escopo deste trabalho abordar os métodos de simulação Monte Carlo pseudo-cronológica e pseudo-seqüencial, por isso eles não serão discutidos. Também são discutidos as metodologias utilizadas para avaliação do desempenho do sistema, sem considerar a avaliação de segurança dinâmica, e para o cálculo dos índices de confiabilidade e o conceito de coerência do sistema.

A técnica da confiabilidade sob enfoque do bem-estar fornece uma nova perspectiva para os estudos de confiabilidade no domínio da adequação. As probabilidades e frequências de estado saudável, marginal e de risco são os índices básicos de bem-estar. A simulação Monte Carlo pode ser usada para estimar os índices simulando o comportamento aleatório do sistema. O Capítulo 3 revisa a teoria da confiabilidade sob enfoque do bem-estar com ênfase na aplicação da mesma à simulação Monte Carlo não-seqüencial. São discutidas as metodologias existentes para o cálculo dos índices de confiabilidade sob enfoque do bem-estar.

A metodologia de cálculo de índices de frequência utilizando o conceito de probabilidade condicional tem apresentado bons resultados em suas aplicações. Baseada na suposição de coerência, essa metodologia apresenta um desempenho computacional excelente para o cálculo dos índices de frequência. Na realidade, esta é a única metodologia publicada que fornece um cálculo dos índices de frequência sem avaliações de adequação adicionais. O Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida neste trabalho que consiste na aplicação do conceito da probabilidade condicional aos índices de frequência da avaliação sob enfoque do bem-estar. São também discutidos os assuntos específicos que foram encontrados durante a elaboração deste trabalho. Este capítulo também apresenta o programa computacional desenvolvido para a realização dos testes da metodologia.

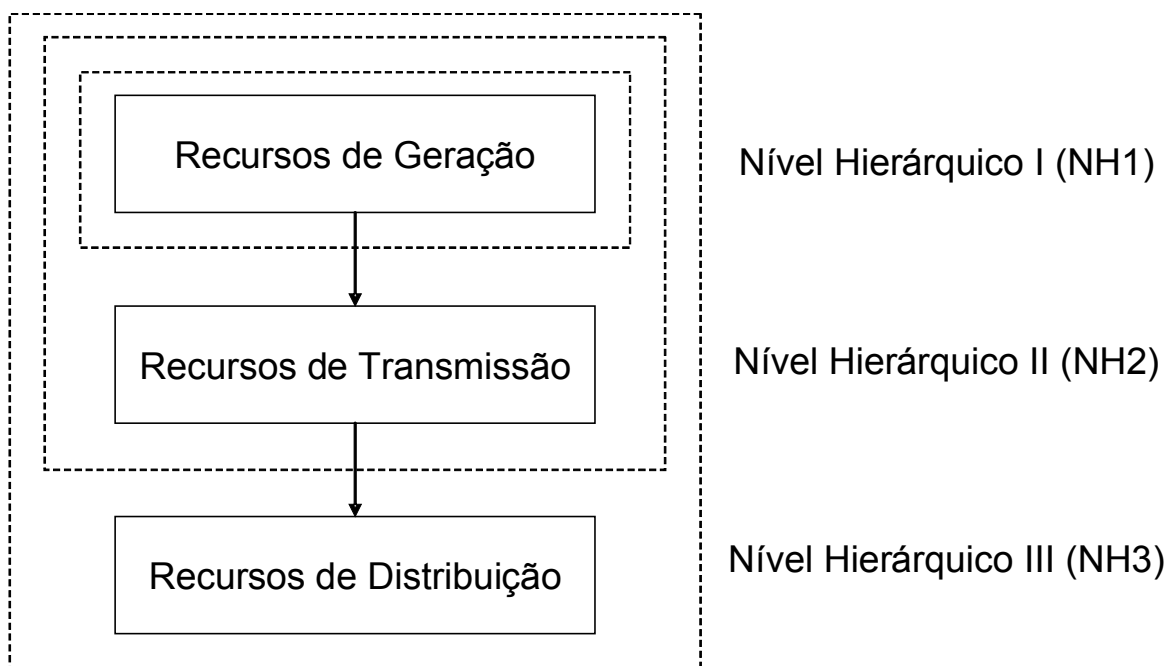
O Capítulo 5 apresenta os resultados da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho para sistemas teste (IEEE-RTS [27] e IEEE-MRTS) com e sem curva de carga.

As conclusões da dissertação são apresentadas no capítulo 6, onde também são feitas sugestões para trabalhos futuros.

## 2 CONFIABILIDADE COMPOSTA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

### 2.1 Introdução

Em engenharia elétrica, o termo confiabilidade está relacionado à existência de recursos suficientes dentro de um sistema de potência para que este seja capaz de suprir a demanda por energia elétrica a seus consumidores assegurando níveis aceitáveis de qualidade e continuidade [2]. Para avaliar essa funcionalidade dos sistemas de potência, foi introduzido o conceito de níveis hierárquicos, como mostra a Figura 2.1.



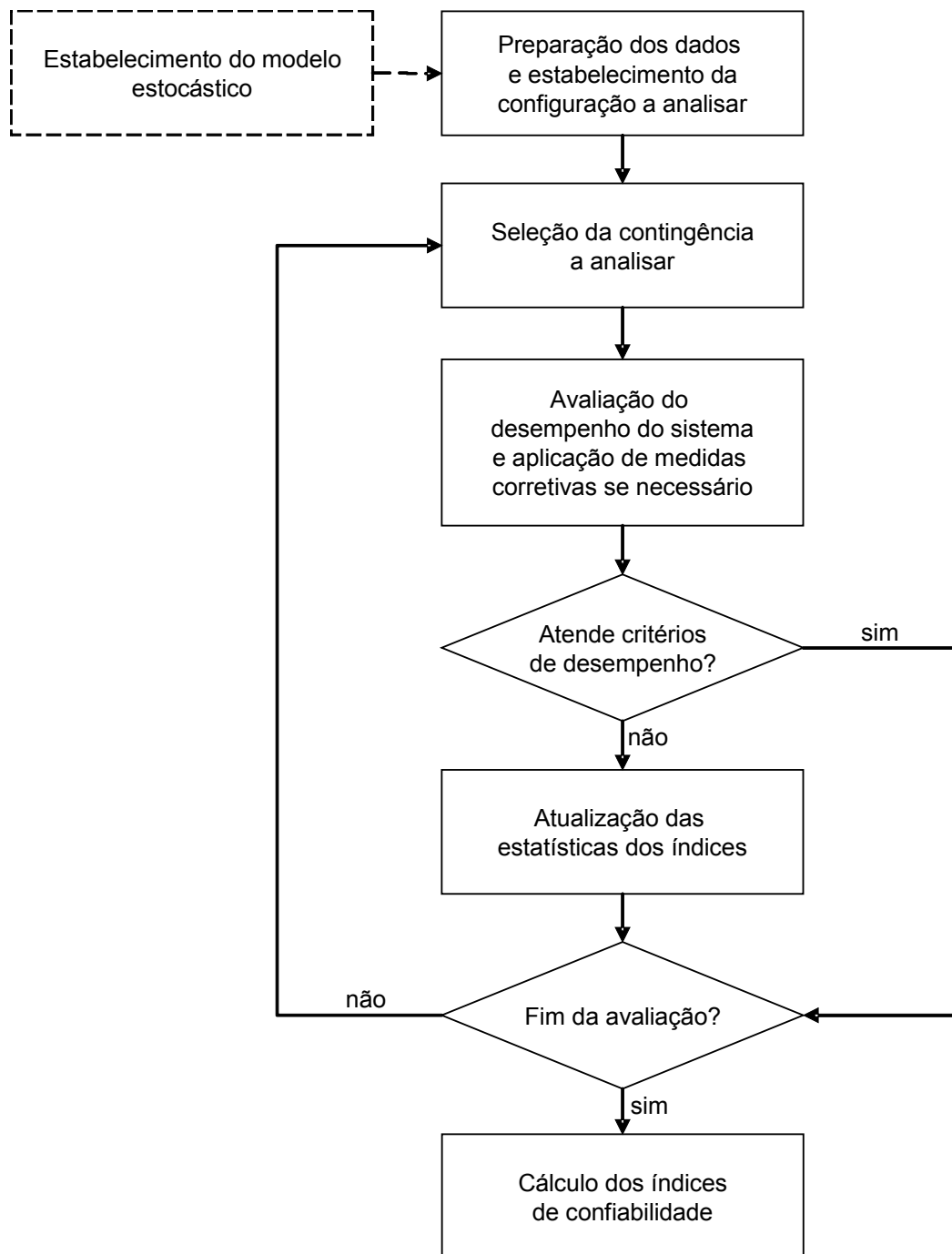
*Figura 2.1: Níveis Hierárquicos*

Quando o objeto da avaliação de confiabilidade diz respeito aos recursos de geração, ela é denominada avaliação em nível hierárquico 1 (NH1). Quando o objeto incorpora, além desse, os elementos de transmissão, têm-se a avaliação em nível hierárquico 2 (NH2), ou confiabilidade composta. Há também um terceiro nível hierárquico (NH3), que se refere ao sistema de potência completo, incluindo a distribuição. Haveria ainda duas outras possi-

bilidades para ser feita a avaliação da confiabilidade, a saber, em nível hierárquico zero (NH0), que avalia a confiabilidade da energia, e a confiabilidade de sistemas interligados, ou confiabilidade multiárea. Este trabalho restringe-se ao nível hierárquico 2 (confiabilidade composta).

A avaliação da confiabilidade composta de sistemas de potência consiste no cálculo de vários índices de desempenho, que são indicadores da adequação do sistema às demandas de energia, levando em consideração a possibilidade de ocorrência de falhas nos equipamentos. Para realizar esse cálculo, em geral as avaliações de confiabilidade seguem um mesmo modelo matemático, mostrado na Figura 2.2. Neste modelo, as principais etapas são:

- estabelecimento do modelo
- preparação dos dados
- seleção das contingências
- avaliação do desempenho
- cálculo dos índices



*Figura 2.2: Diagrama Esquemático de uma Avaliação de Confiabilidade*

Os vários métodos de avaliação diferem principalmente na forma como selecionam as contingências. Esta seleção pode ser feita através de uma lista de contingências pré-determinada, como no caso do método da enumeração de contingências, ou através de simulação Monte Carlo que pode ser sequencial ou não-sequencial. Na simulação não-sequencial, por sua vez, o cálculo dos índices de frequência pode ser feito através dos métodos da probabilidade condicional e “um passo a frente”, por exemplo.

Neste capítulo não será discutida a preparação dos dados que, por ser muito dependente do caso a ser analisado, será discutida no capítulo de resultados.

## **2.2 Modelo Matemático**

Antes da realização de uma avaliação de confiabilidade, na realidade, antes mesmo da implementação de qualquer algoritmo para tal avaliação, é necessário estabelecer os modelos matemáticos que serão utilizados. Devem ser estabelecidos os modelos dos equipamentos do sistema e da carga para chegar ao modelo de espaço de estados do sistema. Além disso, as pressuposições matemáticas precisam ser observadas. Neste trabalho, a pressuposição mais importante, e que será discutida, é a da coerência do sistema.

### **2.2.1 Modelagem dos Equipamentos do Sistema**

Um sistema de potência é composto por um conjunto de equipamentos que podem ser unidades geradoras, compensadores síncronos, linhas de transmissão, transformadores etc. e que podem ser encontrados em diferentes estados operativos [28]. Por exemplo, uma linha de transmissão pode estar operando ou falhada; uma unidade geradora pode estar operando em plena capacidade, em algum nível intermediário ou completamente falha.

O primeiro aspecto a ser avaliado para a modelagem dos equipamentos é, portanto, o estabelecimento da descrição de seus possíveis estados operativos. A Figura 2.3, ilustra esse conceito mostrando possíveis classificações de estados operativos de uma unidade geradora. Pode ser notado que, se for considerado apenas o primeiro nível na modelagem, a unidade geradora estará modelada em dois estados: disponível e indisponível. No entanto, a modelagem pode ser mais aprofundada e considerar os diferentes estados de uma unidade disponível como ligado e em reserva. Assim, a modelagem pode ser tão profunda quanto se queira. O importante nessa fase da modelagem é que, a cada instante dentro de um período de observação, a operação do equipamento possa ser identificada como pertencente a um desses estados.



Figura 2.3: Possíveis Estados Operativos de uma Unidade Geradora

O próximo aspecto a ser considerado diz respeito ao histórico operativo. A Figura 2.4, ilustra um histórico operativo de uma linha de transmissão fictícia onde foram considerados dois estados: operação e falha. Pode ser notado que, no período de tempo considerado, essa linha falhou três vezes e voltou à operação também três vezes.

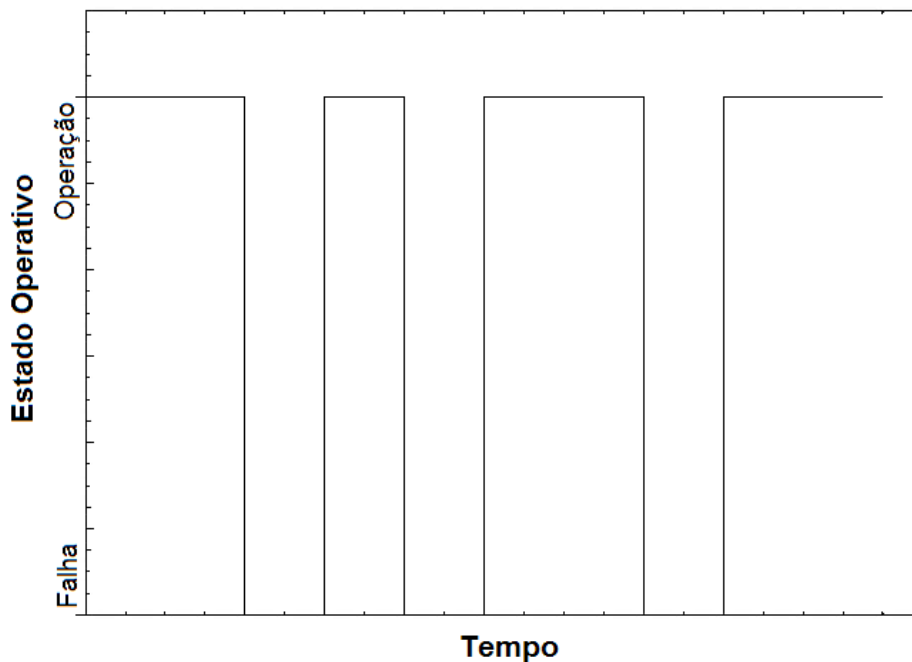


Figura 2.4: Histórico Operativo de uma Linha de Transmissão Fictícia



Deve ser percebido que as falhas de uma linha de transmissão, por exemplo, são acontecimentos aleatórios. Assim, o tempo até a próxima falha  $T$ , é uma variável aleatória. Com isso, o histórico operativo de um equipamento equivale a uma descrição de um processo estocástico, isto é, um conjunto de variáveis aleatórias ordenadas em uma certa sequência [29].

Uma primeira observação a respeito do processo de falha dos equipamentos do sistema de potência é que o processo estocástico que o descreve é ergódico. A definição de processos ergódicos foge ao escopo deste trabalho, mas sua principal característica é que a probabilidade de transição entre os estados tende a um valor constante quando o tempo tende a infinito. Uma consequência desse fato é que se pode afirmar que processos ergódicos não têm estados absorventes. Estados absorventes seriam estados nos quais um sistema entraria e dos quais não sairia. Naturalmente, no caso de equipamentos dentro do período de vida útil, essa suposição é válida.

Para outras observações a respeito desse processo estocástico, é útil considerar uma função que forneça a probabilidade de falha durante um intervalo de tempo pequeno, assumindo que nenhuma falha ocorre antes daquele tempo [30]. Essa função, denotada por  $h(t)$  é chamada de função risco e é definida pela Equação 2.1.

$$h(t) \Delta t = P(t < T \leq t + \Delta t | T \geq t) \quad (2.1)$$

onde

$T$  tempo até a próxima falha

$\Delta t$  intervalo de tempo pequeno

Em estudos de confiabilidade, uma função risco apropriada para muitos fenômenos é a chamada “curva da banheira”, ilustrada na Figura 2.5. A porção inicial representa a “mortalidade infantil”, atribuída a defeitos dos componentes e imperfeições de fabricação. A porção de risco relativamente constante representa a vida útil do equipamento, na qual a taxa de risco não varia com o tempo. A última porção representa o envelhecimento do componente, aumentando o risco.

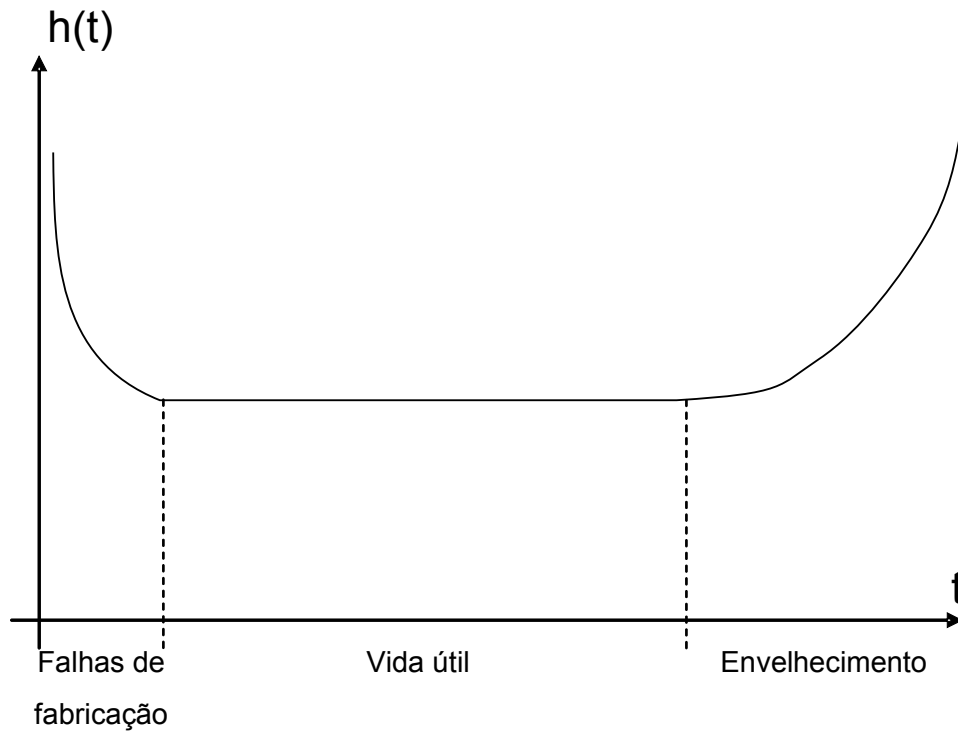


Figura 2.5: Curva de Risco Típica (Banheira)

Dessa forma, supondo que os equipamentos seguem essa curva de risco e operam dentro do período de vida útil, pode-se assumir um risco constante. Com isso, a Equação 2.1 mostra que a probabilidade de ocorrência de uma falha em qualquer instante é dependente apenas de seu estado atual e do intervalo de tempo decorrido desde a última falha e não do desempenho passado do equipamento. Em outras palavras, o equipamento não falha ou é reparado devido a alguma “memória operativa”. Processos estocásticos com essa característica são chamados processos de Markov homogêneos [29].

Pode ser mostrado que uma função densidade de probabilidade que tem a característica de risco constante é a função exponencial [30]. Essa função tem a forma dada pela Equação 2.2.

$$\varphi_T(t) = \lambda e^{-\lambda t}, t \geq 0 \quad (2.2)$$

onde  $\lambda$  é o parâmetro da distribuição. Essa equação leva a um risco constante igual a  $h(t) = \lambda$ .

Em confiabilidade, como a variável aleatória em questão,  $T$ , é o tempo até a próxima

falha, ou seja, o tempo de operação, o parâmetro  $\lambda$  pode ser visto como uma taxa de falha. Analogamente, a mesma equação poderia ser utilizada com a variável aleatória “tempo de residência no estado falho”. Neste caso, o parâmetro da distribuição poderia ser visto como a taxa de reparo do componente (geralmente denotada  $\mu$ , em lugar de  $\lambda$ ). Com isso, para um sistema modelado a 2 estados, o diagrama de transição de estados seria o da Figura 2.6.

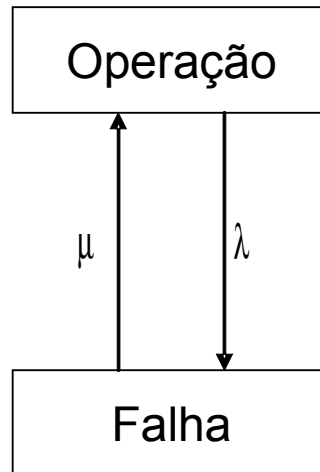


Figura 2.6: Diagrama de Transição de Estados para um Modelo a Dois Estados

Em geral, para um componente modelado a  $n$  estados, todos modelados por uma função densidade de probabilidade exponencial, o parâmetro da distribuição exponencial de um determinado estado pode ser visto como a taxa de saída daquele estado. Através desse conceito, pode ser definido o conceito de frequência de saída de um estado como o produto entre a probabilidade daquele estado e a taxa de saída do mesmo.

A partir da identificação dos estados e das transições e considerando que o processo estocástico é um processo de Markov homogêneo e ergódico, podem ser calculadas as probabilidades e frequências de longo prazo dos estados, que refletem as probabilidades de encontrar o equipamento em cada um dos estados, e as frequências com que se espera encontrar o equipamento nesses estados. Num modelo a dois estados (operativo e falho), por exemplo, essas probabilidades refletiriam a probabilidade de o sistema operar ou falhar.

Para um sistema modelado a  $n$  estados, o vetor de probabilidades de longo prazo  $\mathbf{p}$  é calculado resolvendo:

$$\mathbf{p}A=0 \quad (2.3)$$

onde  $A$  é a matriz de transição, quadrada de tamanho  $n \times n$ , independente do tempo e definida como:

$$A = \begin{bmatrix} -q_{11} & q_{12} & \cdots & q_{1n} \\ q_{21} & -q_{22} & \cdots & q_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ q_{n1} & -q_{n2} & \cdots & q_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

onde

$q_{ij}$  taxa de transição entre os estados  $i$  e  $j$

$q_{ii}$  taxa de permanência no estado  $i$ , dada por  $q_{ii} = -\sum_{j \neq i} q_{ij}$

Como as linhas da matriz  $A$  somam zero, as  $n$  equações são linearmente dependentes, ou seja, a  $n$ -ésima equação é uma combinação linear das demais. Para resolver o sistema, é necessária, então, uma equação independente adicional, que é dada por

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (2.5)$$

onde  $p_i$  é o  $i$ -ésimo elemento do vetor  $\mathbf{p}$ .

No caso de modelos de Markov a dois estados, o sistema definido pelas equações 2.3-2.5 passa a ser:

$$\mathbf{p} \begin{bmatrix} -\lambda & 1 \\ \mu & 1 \end{bmatrix} = [0 \quad 1] \Rightarrow \mathbf{p} = \left[ \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \right] = [p_o \quad p_f] \quad (2.6)$$

onde

$p_o = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$  probabilidade de estado operativo

$p_f = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$  probabilidade de estado falho

A probabilidade de estado falho,  $p_f$ , é comumente chamada de “taxa de indisponibilidade forçada”, ou, abreviadamente, TIF em português e *FOR (forced outage rate)* em inglês.

Para um modelo a dois estados, as frequências de sucesso ( $f_o$ ) e de falha ( $f_f$ ) são dadas em função das probabilidades de sucesso ( $p_o$ ) e de falha ( $p_f$ ) e das taxas de saída desses estados:

$$\begin{aligned} f_o &= p_o \cdot \lambda \\ f_f &= p_f \cdot \mu \end{aligned} \tag{2.7}$$

De maneira mais genérica, a frequência de uma condição particular (por exemplo sucesso, falha ou estados intermediários) pode ser expressa através do conceito de fronteira em torno dessa condição. Num sistema balanceado em frequência, a frequência de entrar na fronteira é igual à frequência de sair por ela [2].

Por fim, cabe notar que, como os modelos a dois estados são muito frequentes em sistemas de potência, seus parâmetros são bastante conhecidos como:

- $\lambda$  : taxa de falha medida em ocorrências por ano;
- $\mu$  : taxa de reparo medida em ocorrências por ano;
- $m_o = 1/\lambda$  : tempo médio de operação, medido em horas;
- $m_r = 1/\mu$  : tempo médio de reparo, medido em horas;

### 2.2.2 Modelagem da Carga

Em qualquer avaliação de confiabilidade, a parte mais importante do sistema, e seu objetivo final, é a carga, isto é, os consumidores. A variação da carga influencia diretamente os índices de confiabilidade uma vez que afeta o ponto de operação do sistema e a magnitude dos cortes de carga. Por isso, a modelagem adequada da carga do sistema é extremamente importante. No entanto, uma modelagem como essa exige uma série de considerações e discussões que fogem ao escopo dessa dissertação. Por isso, neste trabalho, serão mencionados apenas os modelos de carga utilizados.

O primeiro e mais simples modelo possível de carga é a adoção de uma carga cons-

tante. Como as análises de confiabilidade são pessimistas, isto é, refletem o risco e a falha dos sistemas, em geral supõe-se que a carga do sistema é igual ao pico anual durante toda a avaliação. Dizer que uma avaliação de confiabilidade é realizada sem curva de carga, na realidade, não seria estritamente correto pois a utilização da curva de carga está implícita no fato de o pico anual ter sido escolhido e admitido constante.

Outra possível abordagem é tratar a curva de carga como um modelo de Markov, da mesma forma que é feito com os equipamentos. Para isso, deve ser seguido o mesmo procedimento comentado anteriormente. Primeiro devem ser identificados os possíveis estados da carga e posteriormente esses estados podem ser agrupados, o que normalmente é feito através de técnicas de agrupamento, ou “*clusterização*”. A seguir, a curva de carga deve ser aproximada para refletir esses agrupamentos e, por fim, devem ser identificadas as transições entre os estados. As Figuras 2.7 e 2.8 ilustram esse procedimento. A primeira mostra uma curva de carga fictícia em que os valores foram agrupados em três estados. A segunda mostra o modelo de Markov obtido. Uma discussão mais aprofundada e detalhada desses procedimentos pode ser encontrada na referência [28]. Uma variação dessa técnica é apenas identificar os estados da carga e não agregá-los. Com isso é obtido um modelo de Markov com estados não agrupados. Essa abordagem é discutida em [14] e [16].

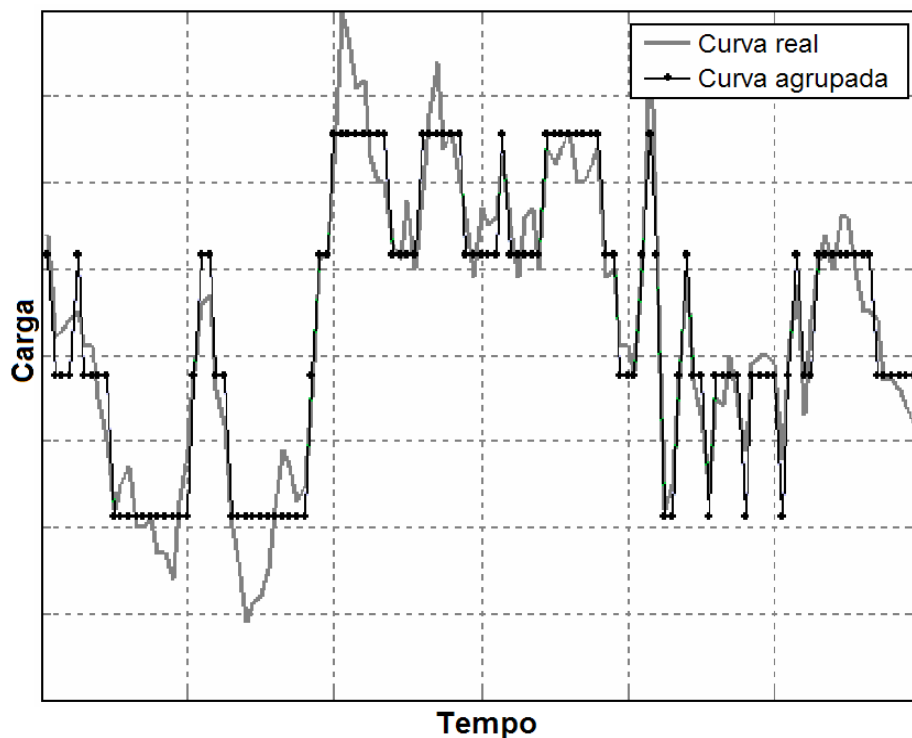


Figura 2.7: Curva de Carga com Estados Agrupados

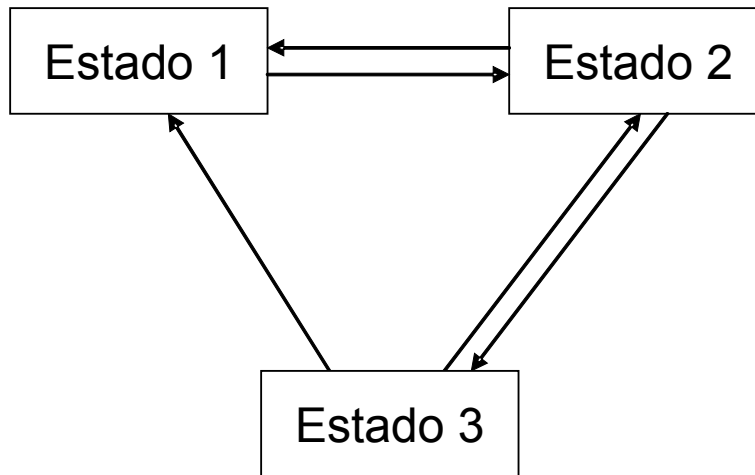


Figura 2.8: Modelo de Markov Agrupado para a Curva de Carga da Figura Anterior

Por fim, a terceira abordagem é considerar a curva de carga cronológica. Isso é conseguido, apenas, através de uma avaliação cronológica de confiabilidade. Essa técnica requer a utilização de simulação Monte Carlo seqüencial [26], [10] que será discutida a seguir.

### 2.2.3 Modelo de Espaço de Estados do Sistema

Considerando que todos os equipamentos do sistema e a carga foram devidamente modelados, pode ser obtido o modelo de espaço de estados do sistema. Esse modelo consta de  $m$  componentes, que são os equipamentos do sistema e a carga. Com isso, um estado do sistema é dado pelo vetor  $\mathbf{x} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_k \ \dots \ x_m]$  onde  $x_k$  representa o estado operativo do  $k$ -ésimo componente que pode ser um estado falho, de operação plena ou algum outro estado intermediário conforme a modelagem do mesmo. O conjunto  $\Omega$  de todos os possíveis estados do sistema é chamado de espaço de estados.

Associado a cada  $k$ -ésimo componente existe uma probabilidade de ocorrência  $P(x_k)$ . Com isso, é possível calcular a probabilidade de um dado estado do sistema  $\mathbf{x}_i$ ,  $P(\mathbf{x}_i) = p_i$ . Por exemplo, se as falhas dos componentes são estatisticamente independentes [28], é obtido

$$P(\mathbf{x}_i) = p_i = \prod_{k=1}^m P(x_k) \quad (2.8)$$

Após a avaliação do desempenho do sistema, seu resultado pode ser utilizado para

avaliar funções teste, genericamente denotadas por  $F(x)$ , que quantificam a adequação do estado  $x$  a um determinado critério. O valor esperado de cada uma dessas funções teste é o valor de cada um dos índices de confiabilidade e pode ser obtido por:

$$E[F(x)] = \sum_{x_i \in \Omega} F(x_i) p_i \quad (2.9)$$

A definição dessas funções teste dependem do índice a ser calculado e do método de seleção de estados adotada e é dada na Seção 2.5.

#### 2.2.4 Coerência dos Sistemas de Potência

Uma forma de reduzir o esforço computacional necessário durante uma avaliação de confiabilidade é supor que o sistema é coerente. Isto é, supor que se um componente falho é reparado, o desempenho do sistema nunca piora, ou, ao contrário, se um componente falhar, o desempenho do sistema nunca melhora [28].

Este fenômeno sempre é válido na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, mas pode não ser válido em sistemas de transmissão [31]. Neste caso, podem haver acontecimentos não-coerentes que podem ser de dois tipos:

- Associados aos estados do sistema: ocorrem quando uma linha de transmissão é necessária em operação normal mas, durante determinada contingência, sua presença causa um impacto tal na impedância entre as barras terminais, que o fluxo de potência por outras linhas é alterado e provoca sobrecargas; neste caso, durante essa contingência, a retirada da linha em questão pode melhorar o desempenho do sistema: um comportamento não-coerente;
- Associados à estrutura do sistema: ocorrem quando uma linha de transmissão existe no sistema mas é desnecessária. Nesses casos, a perda dessa linha não deteriora o desempenho do sistema mas, pelo contrário, pode melhorá-lo.

Deve ser notado que o primeiro tipo de acontecimento é raro. Estudos já demonstraram que o impacto de transições incoerentes nos índices de confiabilidade é desprezível, principalmente comparados ao ganho em termos de esforço computacional conseguido [28]. Além disso, uma forma de contornar esse fato é através do estabelecimento de alterações vinculadas: quando a contingência ocorre, a linha que causa a sobrecarga pode ser



imediatamente retirada e o sistema preserva seu comportamento coerente.

Com relação ao segundo tipo de acontecimento, ele ocorre em sistemas de sub-transmissão, por exemplo, devido ao fato de a lógica de abertura e fechamento de disjuntores ser difícil e muitas vezes erroneamente feita quando o projeto da subestação não leva em conta uma análise de confiabilidade, como mostra a referência [31]. No entanto, neste trabalho, é utilizada a suposição de que, em sistemas de potência, esta incoerência é rara e tem pouco impacto nos índices de confiabilidade.

Uma outra possibilidade de ocorrência de incoerência seria pela transição da carga. Neste caso, um evento incoerente seria aquele em que, para um aumento da carga, o desempenho do sistema melhorasse ou em que, para uma diminuição da carga, o desempenho do sistema piorasse. No entanto, não é objetivo deste trabalho estudar o impacto da hipótese de coerência na modelagem da carga, por isso esta possibilidade não será discutida a fundo.

Para o cálculo dos índices de frequência e duração, a suposição da coerência diminui drasticamente o esforço computacional. Isso porque, para o cálculo da frequência de perda de carga (LOLF) é preciso identificar a fronteira sucesso-falha do sistema, o que, durante a avaliação de um determinado estado, requereria uma avaliação de desempenho de todos os estados diretamente ligados a ele. Com a suposição de coerência, apenas precisam ser avaliadas as transições em um sentido (sucesso-falha ou falha-sucesso) [28]. Essa questão é discutida mais adiante ao tratar dos índices de confiabilidade.

De uma maneira geral, já foi observado que o impacto da incoerência é desprezível para muitos sistemas de transmissão. Assim, o emprego da hipótese de coerência já foi sugerido tanto para as transições de geradores, quanto para as transições de circuitos, devido à redução substancial que ela pode trazer ao esforço computacional sem comprometer os índices de confiabilidade.

### **2.3 Avaliação do Desempenho**

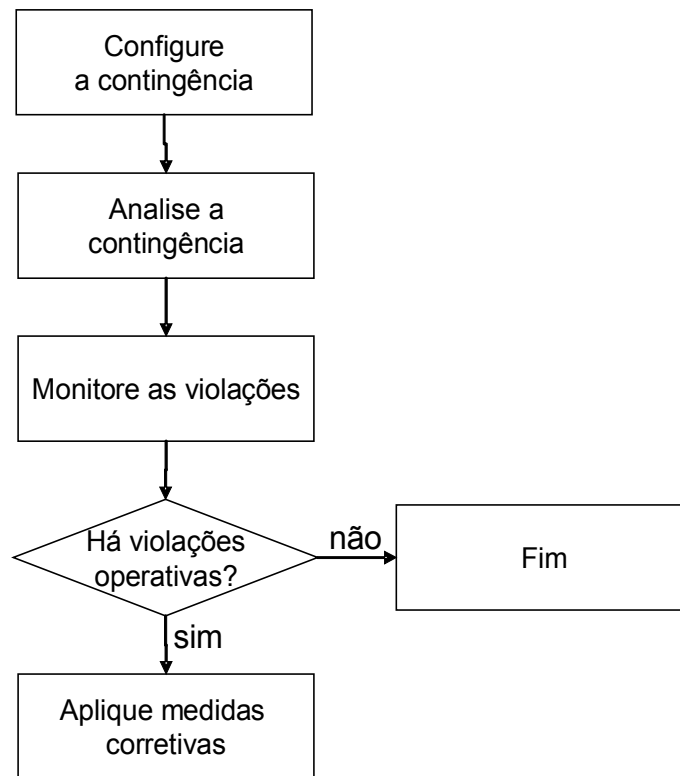
A avaliação da confiabilidade de um sistema de potência pode ser realizada em dois domínios: adequação e segurança. A forma como é feita a avaliação do desempenho do sistema depende do domínio abordado.

A adequação do sistema é definida como a habilidade do sistema em suprir sua carga levando em consideração restrições e desligamentos programados e não-programados dos recursos de geração e transmissão [23]. Portanto, a avaliação da adequação do sistema é essencialmente uma análise em regime permanente pós-falta.

A segurança do sistema, por sua vez, é definida como a habilidade do sistema de potência em suportar perturbações advindas de faltas ou remoções não-programadas dos equipamentos do sistema de potência [32]. Uma avaliação da segurança dinâmica considera as condições pré-falta e o desempenho transitório do sistema pós-falta. Neste caso, a avaliação do desempenho deve utilizar modelos no domínio do tempo [33], como estudos de estabilidade transitória.

Como este trabalho não considera avaliações de segurança dinâmica, a avaliação de desempenho realizada consiste, apenas, em análises de regime permanente pós-falta. A ferramenta básica para esse tipo de análise é o estudo de fluxo de potência [1]. Se, como resultado da análise anterior, forem detectadas violações operativas, medidas corretivas precisam ser acionadas e um problema de otimização precisa ser solucionado para determinar mudanças nos controles e ajustar o ponto de operação do sistema de potência minimizando uma função objetivo. Isso é feito através de estudos de fluxo de potência ótimo. Em linhas gerais, a avaliação do desempenho é feita da forma mostrada na Figura 2.9, onde cada etapa é explicada abaixo:

- *Configuração da contingência*: realiza a contingência tirando de operação os elementos (unidades geradores ou linhas de transmissão) selecionados no passo anterior da análise de confiabilidade;
- *Análise da contingência*: realiza um estudo de fluxo de potência, como detalhado na seção 2.3.1;
- *Monitoração*: verifica o ponto de operação do sistema, observando se existem violações dos limites operativos de tensões e geração reativa nas barras de geração e fluxos nas linhas de transmissão
- *Medidas corretivas*: realiza um estudo de fluxo de potência ótimo, como detalhado na seção 2.3.2.



*Figura 2.9: Algoritmo da Análise de Contingência*

### 2.3.1 Análise do Sistema em Contingência

O objetivo da análise de contingências é determinar se o sistema elétrico, quando submetido a determinada contingência, é capaz de atender à demanda sem violar restrições operativas. Como já foi mencionado, a ferramenta básica para esse tipo de análise é o estudo de fluxo de potência.

O problema do fluxo de potência ou fluxo de carga consiste na solução de regime permanente de uma rede elétrica para uma dada condição de geração e carga [34]. Essa condição de carga e geração é caracterizada pela definição da carga ativa e reativa em todos os nós ou barras da rede e correspondentes valores de geração ativa e reativa naqueles nós onde estão disponíveis equipamentos geradores com exceção de, no mínimo, um ao qual são alocadas as perdas na transmissão. Limites na capacidade de componentes do sistema e no valor de algumas variáveis são também representados, assim como certos dispositivos de controle dos fluxos de potência ativa e reativa do sistema.

Para a solução do problema de fluxo de potência, existem vários métodos, dentre os quais podem ser destacados o método de Gauss-Seidel, o método de Newton-Raphson, o

método desacoplado rápido e o método linearizado. Neste trabalho, foi considerado o método de Newton-Raphson para solução do problema não-linear em coordenadas polares, brevemente descrito a seguir.

O problema de fluxo de potência não-linear é formulado como um sistema de equações algébricas não-lineares, que correspondem às primeira e segunda leis de Kirchhoff [34]. No método de Newton-Raphson, o sistema de equações a ser resolvido é dado por (2.10).

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_k^{esp} - g_{p_k}(\Theta, V) = 0 & , k \in \Omega_{PQ} \cup \Omega_{PV} \\ \Delta Q_k = Q_k^{esp} - g_{q_k}(\Theta, V) = 0 & , k \in \Omega_{PQ} \end{cases} \quad (2.10)$$

Que é resolvido pelo processo iterativo de solução do sistema linearizado (2.11), a cada iteração  $i$ , seguido da atualização dos valores dos módulos e ângulos das tensões nas barras através da equação (2.12). Quando os resíduos de potência são suficientemente baixos, o processo é encerrado.

$$\begin{bmatrix} \Delta P^i \\ \Delta Q^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_{p_k}(\Theta^i, V^i)}{\partial \Theta} & \frac{\partial g_{p_k}(\Theta^i, V^i)}{\partial V} \\ \frac{\partial g_{q_k}(\Theta^i, V^i)}{\partial \Theta} & \frac{\partial g_{q_k}(\Theta^i, V^i)}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \Theta^i \\ \Delta V^i \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$\begin{bmatrix} \Theta^{i+1} \\ V^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Theta^i \\ V^i \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \Theta^{i+1} \\ \Delta V^{i+1} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

onde

- $k$  índice das barras do sistema
- $i$  iteração atual do processo de solução
- $\Delta P_k$  resíduo de potência ativa na barra  $k$
- $\Delta Q_k$  resíduo de potência reativa na barra  $k$
- $P_k$  potência ativa líquida injetada na barra  $k$
- $Q_k$  potência reativa líquida injetada na barra  $k$
- $g_{p_k}$  função para cálculo da injeção de potência ativa na barra  $k$
- $g_{q_k}$  função para cálculo da injeção de potência reativa na barra  $k$

- $\Theta$  vetor dos ângulos de fase das tensões nas barras
- $V$  vetor dos módulos das tensões nas barras
- $\Omega_{PQ}$  conjunto das barras de carga
- $\Omega_{PV}$  conjunto das barras de geração ou nas quais existe algum dispositivo de controle de tensão

### 2.3.2 Medidas Corretivas

Se, como resultado da análise da contingência, forem detectadas violações operativas, um problema de otimização precisa ser solucionado para determinar mudanças no ponto de operação do sistema. Essas mudanças consistem em atuações nos controles, tais como redespacho de potência ativa e reativa, alteração das tensões dos geradores e taps dos transformadores etc. Se, ainda assim, um ponto de operação sem violações não for atingido, o programa de otimização deve calcular o valor do corte de carga mínimo capaz de reconduzir o sistema a uma condição aceitável. Na avaliação tradicional de confiabilidade, apenas os estados em que há corte de carga são considerados no cálculo dos índices de confiabilidade.

No presente trabalho, considerou-se a solução do problema de fluxo de potência ótimo não linear pelo método de pontos interiores [35]. O enunciado desse problema é dado pela equação (2.13).

$$\begin{aligned} \min_{z} \quad & f(z) \\ \text{s.a.} \quad & g(z)=0 \\ & l \leq z \leq u \end{aligned} \tag{2.13}$$

onde

- $z$  vetor contendo as variáveis de estado e de controle do sistema (módulo e ângulo das tensões nas barras, geração ativa e reativa injetada, etc.)
- $g(z)=0$  restrições de igualdade (basicamente, as mesmas equações do fluxo de potência como mostrado anteriormente)
- $l$  e  $u$  limites inferior e superior das variáveis de estado
- $f(z)$  função objetivo a ser minimizada. Neste trabalho considerou-se o mínimo corte de carga.

Fugiria ao escopo deste trabalho detalhar o método dos pontos interiores primal-dual com barreira logarítmica que é descrito na referência [35].

## **2.4 Índices de Confiabilidade**

Numa avaliação probabilística de confiabilidade, apenas os estados em que há corte de carga são considerados no cálculo dos índices. Isso é devido ao fato de que os índices definidos nesse tipo de avaliação têm relação com situações de risco, nas quais o sistema é incapaz de garantir o desempenho adequado.

Os índices de confiabilidade podem ser calculados a nível de barras ou de sistema. Neste trabalho, considerou-se apenas o cálculo a nível de sistema. Índices do sistema representam o comportamento do sistema como um todo [1]. Podem quantificar a probabilidade de encontrar problema em alguma parte do sistema, a energia total não suprida pelo sistema etc..

Esses índices podem ser anualizados ou anuais [3]. Índices anualizados são calculados considerando um único nível de carga e são expressos em base anual, enquanto que os índices anuais são calculados considerando a variação detalhada da carga ao longo do ano. A maioria dos índices são valores esperados de uma variável aleatória e, no caso da simulação Monte Carlo seqüencial, suas distribuições de probabilidade também podem ser obtidas.

### **2.4.1 Índices de Confiabilidade Composta**

Os critérios e índices normalmente utilizados nas avaliações de confiabilidade composta são:

- LOLP: Probabilidade de perda de carga: reflete o percentual médio do tempo em que há corte de carga. Medida em porcentagem.
- LOLE: Número esperado de horas de déficit de potência: indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga. Medida, normalmente, em horas/ano.
- LOLF: Frequência de perda de carga: quantifica o número médio de vezes no ano em que o sistema transita de um comportamento adequado (sem corte de carga)

para um estado inadequado (com corte de carga). Medida, normalmente, em ocorrências/ano.

- LOLD: Duração média da perda de carga: reflete a duração média do corte de carga no ano. Medida, normalmente, em horas.
- EPNS: Valor esperado de potência não suprida: reflete o valor médio da potência ativa interrompida no ano. Medida, normalmente, em MW.
- EENS: Valor esperado de energia não suprida: reflete a energia média anual interrompida. Medida, normalmente, em MWh/ano.

O cálculo de todos esses índices é realizado por meio da Equação 2.9. Durante um processo de simulação, com  $N$  amostras, o valor esperado  $E[F(x)]$  dado por aquela equação, pode ser estimado por:

$$\bar{E}[F(x)] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(x_i) \quad (2.14)$$

Para cada um dos índices, deve ser utilizada uma função teste  $F(x)$  apropriada. As funções utilizadas para o cálculo de cada um deles são as mostradas na Tabela 2.1.

Índice	Cálculo Anual	Cálculo Anualizado
LOLP	$LOLP = \frac{LOLE}{T}$	$LOLP = E[F_{LOLP}(x)]$
LOLE	$LOLE = E[F_{LOLE}(x)]$	$LOLE = LOLP \times T$
LOLF	$LOLF = E[F_{LOLF}(x)]$	$LOLF = E[F_{LOLF}(x)]$
LOLD	$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}$	$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}$
EPNS	$EPNS = \frac{EENS}{T}$	$EPNS = E[F_{EPNS}(x)]$
EENS	$EENS = E[F_{EENS}(x)]$	$EENS = EPNS \times T$

Tabela 2.1: Índices de Confiabilidade

onde

$F_{LOLP}, F_{LOLE}$  etc. funções teste para os diferentes índices, conforme definidas nas seções 2.5.2 e 2.5.3.

$T$  período de tempo considerado, normalmente 8760 horas (1 ano).

Deve ser notado que apenas três índices básicos de confiabilidade precisam ser calculados e a partir deles todos os outros podem ser obtidos.

#### 2.4.2 Incerteza na Estimativa dos Índices

É importante observar que a equação 2.14 fornece apenas uma estimativa do valor esperado da função  $F(\mathbf{x})$  e não o índice verdadeiro  $E[F(\mathbf{x})]$  (que é geralmente desconhecido). Isso significa que, se o experimento for repetido com uma amostra aleatória diferente, seria obtido um outro valor para os índices. Como tanto os estados do sistema, como as funções teste utilizadas são variáveis aleatórias, esse estimador também é uma variável aleatória. Assim, a incerteza associada à estimativa pode ser medida pela variância da estimativa do valor esperado:

$$V(\bar{E}[F(\mathbf{x})]) = \frac{1}{N} V(F(\mathbf{x})) \quad (2.15)$$

onde  $N$  é o número de amostras e  $V(F(\mathbf{x}))$  é a variância da função teste  $F(\mathbf{x})$ . Essa variância, quando o tamanho da amostra é grande o suficiente, pode ser expressa por:

$$V(F(\mathbf{x})) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (F(\mathbf{x}_i) - \bar{E}[F(\mathbf{x})])^2 \quad (2.16)$$

Numa simulação Monte Carlo, essa incerteza é usualmente representada através de um coeficiente de variação:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\bar{E}[F(\mathbf{x})])}}{\bar{E}[F(\mathbf{x})]} \quad (2.17)$$

Dessa forma, o valor  $\beta \cdot \bar{E}[F(\mathbf{x})]$  é uma estimativa do desvio padrão da amostra. No entanto, é importante observar que esse valor fornece a incerteza relativa da medida, e não a tolerância em torno da qual o índice calculado é válido. Isto é, não é correto afirmar que o índice verdadeiro encontra-se no intervalo  $[\bar{E}[F] - \beta \cdot \bar{E}[F], \bar{E}[F] + \beta \cdot \bar{E}[F]]$ .

Pelo Teorema do Limite Central [29], é sabido que, para uma amostra grande o suficiente,  $\bar{E}[F(\mathbf{x})]$  tende a possuir uma distribuição de probabilidade Normal, quaisquer que sejam as distribuições originais  $P(\mathbf{x})$  dos estados  $\mathbf{x}$ . Portanto, os limites superior e inferior para o valor verdadeiro  $E[F(\mathbf{x})]$  podem ser determinados com um grau de certe-



za conhecido. Com isso, haveria uma probabilidade de cerca de 68.26% de o intervalo anterior conter o valor verdadeiro [30]. Considerando um valor de  $3 \cdot \beta$ , essa probabilidade seria aumentada para 99.74 %. Isso é ilustrado pela Figura 2.10.

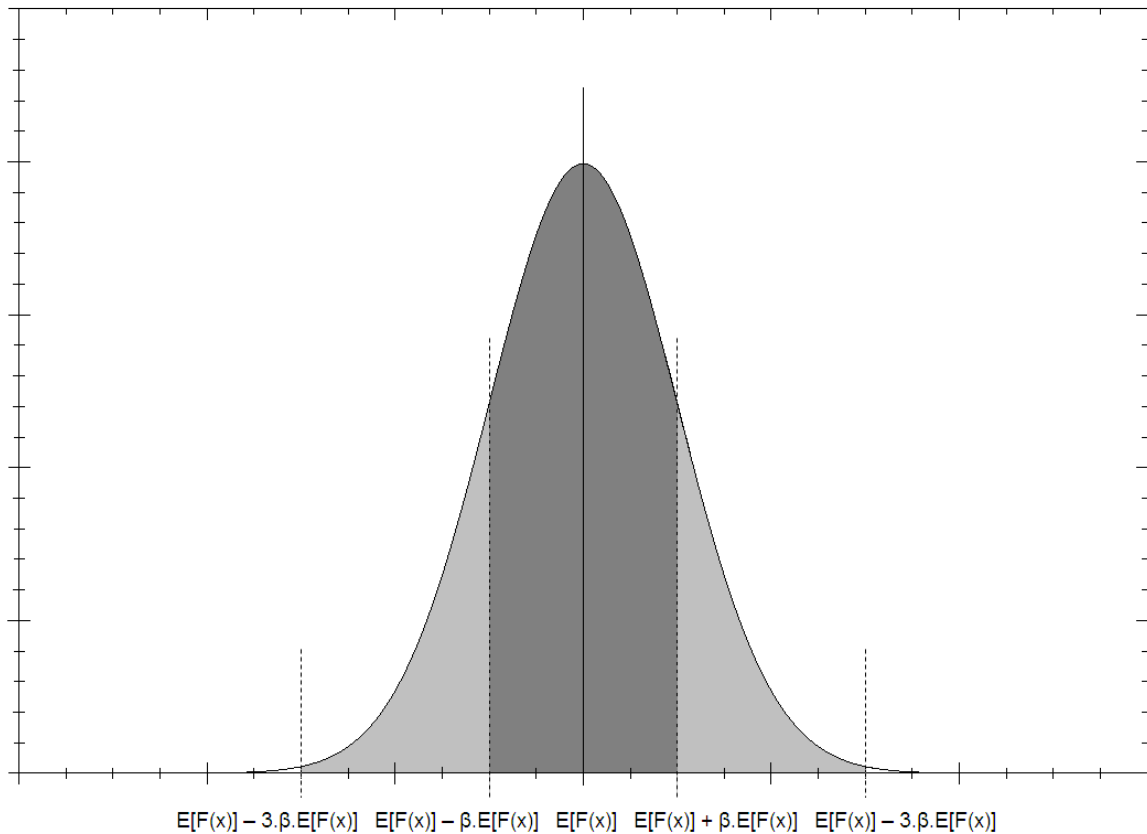


Figura 2.10: Distribuição Normal

## 2.5 Métodos de Avaliação da Confiabilidade

### 2.5.1 Enumeração de Estados

Considerando a utilização de funções teste para estimar os índices de confiabilidade, teoricamente, seria possível enumerar todos os estados do sistema, calcular  $P(x_i)$  e  $F(x_i)$  para cada um deles e acumular o valor do produto para obter os índices de confiabilidade [28].

No entanto, o número de estados do sistema cresce exponencialmente com o número de componentes. Assim, para um sistema com apenas 30 componentes modelados a dois estados, haveriam  $2^{30}$  estados possíveis, o que é mais de um bilhão de estados. Isso faz

com que, mesmo para sistemas de porte médio, a enumeração explícita de todo o espaço de estados seja impraticável.

Assim, os métodos de enumeração se fundamentam na análise de um subconjunto do espaço de estados. Em geral, é predefinida uma lista de contingências a serem analisadas que podem ser, por exemplo, todas as contingências até segunda ordem. Também pode ser definido um limite de probabilidade abaixo do qual as contingências, mesmo na lista, não serão consideradas.

Este processo mostra-se especialmente eficiente em sistemas cujos componentes possuem reduzidas probabilidades de falha [28]. Essa é a razão pela qual essa é uma técnica muito utilizada em sistemas de transmissão, cujos equipamentos tem baixa taxa de falha. Para sistemas de potência compostos, a técnica de enumeração de estados não é eficiente uma vez que as unidades geradoras têm taxa de falha bem mais alta que as linhas de transmissão. Por isso, esse método não será muito detalhado aqui.

### **2.5.2 Simulação Monte Carlo Seqüencial**

Uma abordagem amplamente utilizada para a avaliação da confiabilidade composta é a simulação Monte Carlo, que estima os índices de confiabilidade simulando o processo real e o comportamento aleatório do sistema [1]. Esse tipo de simulação tem sido tratado, historicamente, sob dois enfoques distintos: seqüencial e não-seqüencial. A vantagem da simulação seqüencial reside no fato de ela fornecer:

- flexibilidade de representação das probabilidades dos estados, não ficando restrita à distribuição exponencial;
- estimativa da duração específica de interrupções do fornecimento de energia utilizados para os cálculos de custos;
- a distribuição de probabilidade dos índices calculados.

Contudo, a principal desvantagem da simulação seqüencial é que exige um esforço computacional muito maior que qualquer outro tipo de avaliação de confiabilidade, tornando inviável a análise de sistemas de grande porte. Uma opção possível é o processamento dessa simulação em uma arquitetura computacional paralela [36] o que, contudo não será abordado neste trabalho.

Na simulação seqüencial, os estados do sistema são seqüencialmente amostrados por períodos de tempo pré-determinados, baseado na distribuição de probabilidade da duração dos estados dos componentes e no modelo da curva de carga. O período base normalmente adotado é o ano, simulando uma realização do processo estocástico de operação do sistema referenciada como série sintética anual.

Essa série sintética é gerada pela combinação dos processos de transição de estado de todos os componentes do sistema incluindo o modelo de carga. O processo de transição de estados dos componentes é obtido pela amostragem seqüencial da distribuição de probabilidade da duração dos estados, que pode seguir qualquer distribuição. Essa abordagem é chamada de amostragem da duração dos estados dos componentes e é a abordagem escolhida para implementação neste trabalho. Existe uma outra abordagem chamada de transição de estados que, no entanto, só é aplicável a sistemas em que o tempo de residência nos estados segue uma distribuição exponencial e não será detalhada aqui.

O algoritmo para a amostragem da duração dos estados dos componentes é mostrado abaixo [3]:

1. *Determine o estado inicial de cada componente*
2. *Amostre a duração da residência de cada componente em seu presente estado a partir de sua distribuição de probabilidade pelo método da transformada inversa.*
3. *Repita o passo 2 por um dado período de tempo, normalmente um ano, e armazene a duração dos estados de cada componente*
4. *Combine o processo cronológico de transição de estados de cada componente para criar o processo cronológico de transição de estados do sistema.*

Na simulação da duração da residência de cada componente, o método da transformada inversa deve ser aplicado [37]. Este método pode ser exemplificado para uma função densidade de probabilidade exponencial, i. e.,  $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ , que tem distribuição acumulada dada por  $F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$ . Nesse caso, o valor amostrado da duração da residência no estado atual  $x_i$  de cada componente  $j$  do sistema é dado por:

$$t_i^j = -\frac{1}{\lambda_i^j} \ln U_j \quad (2.18)$$

onde  $U_j$  é um número aleatório com distribuição uniforme entre  $[0,1]$  e  $\lambda_i^j$  é a taxa de saída do componente  $j$  do estado  $i$ .

Na obtenção da série sintética agregada no nível de sistema, o instante de tempo em que ocorre uma transição de estados  $t_i$  é dado por:

$$t_i = \min(t_c) \quad (2.19)$$

onde  $t_c$  é o instante da transição do estado atual devido à transição dos componentes e da carga.

Para esse tipo de seleção de estados, a avaliação do desempenho do sistema é feita avaliando seu desempenho para cada um dos instantes da série sintética anual e o cálculo dos índices de confiabilidade é feito através da equação 2.9 modificada para estimar o valor esperado das funções ao longo dos anos simulados, em vez de calculá-lo. Assim, sua forma modificada fica sendo:

$$E[F(y)] = \frac{1}{N_{sa}} \sum_{k=1}^{N_{sa}} F(y_k) \quad (2.20)$$

onde  $N_{sa}$  é o número de séries sintéticas anuais e  $y_k$  é a série sintética anual gerada para o ano  $k$ . A relação das funções teste utilizadas é dada na Tabela 2.2.

Índice	Cálculo
LOLP	$F_{LOLE}(y_k) = \sum_{j \in \Omega_F^k} d_j$
LOLF	$F_{LOLF}(y_k) = \text{número de subsequências de falha dentro do ano } k$
EENS	$F_{EENS}(y_k) = \sum_{j \in \Omega_F^k} E_j$

Tabela 2.2: Funções Teste para a Simulação Monte Carlo Seqüencial

onde

$\Omega_F^k$  conjunto de todos os estados de falha dentro do ano  $k$

- $d_j$       duração do estado  $j$   
 $E_j$       energia não suprida no estado  $j$

Uma subsequência de falha está relacionada a uma sequência de estados de falha que corresponde a uma interrupção no fornecimento de energia de duração igual à soma das durações de todos os estados de falha da subsequência.

### 2.5.3 Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

Na simulação Monte Carlo não-sequencial, cada intervalo de tempo é considerado de forma independente [1]. Enquanto que a simulação sequencial percorre toda a série sintética anual, a simulação não-sequencial seleciona estados do sistema, como “fotografias” de uma realização. Cada estado do sistema é obtido pela amostragem dos estados dos componentes e da carga, com base nos seus modelos estocásticos, sem qualquer preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema. Existe pesquisa sobre a inclusão de alguma cronologia na simulação não-sequencial [14] que, contudo, foge ao escopo deste trabalho.

Esse tipo de simulação Monte Carlo perde em relação à simulação sequencial porque não considera perfeitamente a cronologia do processo estocástico não sendo apta para investigar os aspectos distribucionais associados aos índices do sistema [26] e porque requer que os componentes estejam modelados por distribuições exponenciais. No entanto, suas principais vantagens são:

- habilidade de estimar quase todos os índices, incluindo os índices de frequência e duração;
- esforço computacional extremamente menor que a simulação sequencial.

Isso faz desse método de simulação o mais indicado para a análise de sistemas compostos de grande porte, onde a avaliação por simulação sequencial pode se tornar inviável [4].

A seleção de estados por simulação Monte Carlo não-seqüencial consiste na obtenção de um vetor aleatório de estados do sistema,  $x$ , resultante da combinação dos estados  $x_k$  de cada um de seus componentes. Para cada componente  $k$ , com uma probabilidade de falha (taxa de indisponibilidade forçada) igual a  $TIF_k$ , o algoritmo de seleção de estados para um modelo a dois estados, por exemplo, é dado abaixo:

1. Sorteie um número aleatório  $U_k$  com distribuição uniforme no intervalo  $[0,1]$
2. O estado do componente  $k$  é

$$x_k = \begin{cases} 0 (\text{sucesso}) & \text{se } U_k \geq TIF_k \\ 1 (\text{falha}) & \text{se } 0 \leq U_k < TIF_k \end{cases}$$

Para componentes que possuam múltiplos estados, um processo semelhante pode ser aplicado na determinação do estado do componente. A diferença está em que a distribuição de probabilidade acumulada deve ser utilizada.

Na simulação não-seqüencial, o cálculo dos índices de confiabilidade é feito através da equação 2.9 modificada para estimar o valor esperado das funções ao longo das simulações, em vez de calculá-lo. Assim, sua forma modificada fica sendo:

$$E[F(x)] = \frac{1}{N_s} \sum_{i=1}^{N_s} F(x_i) \quad (2.21)$$

onde  $N_s$  é o número de estados simulados. Dessa forma, as funções teste utilizadas para o cálculo dos índices são aquelas mostradas na Tabela 2.3.

Índice	Cálculo
LOLP	$F_{LOLP}(x_i) = \begin{cases} 0, & x_i \in \Omega_S \\ 1, & x_i \in \Omega_F \end{cases}$
LOLF	$F_{LOLF}(x_i) = \begin{cases} 0, & x_i \in \Omega_S \\ \text{somatório das taxas de transição} & x_i \in \Omega_F \\ \text{de cada componente através da} & \\ \text{fronteira sucesso – falha} & \end{cases}$
EPNS	$F_{EPNS}(x_i) = \begin{cases} 0, & x_i \in \Omega_S \\ C_i, & x_i \in \Omega_F \end{cases}$

Tabela 2.3: Funções Teste para a Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

onde

$\Omega_S$  conjunto de todos os estados de sucesso do sistema

$\Omega_F$  conjunto de todos os estados de falha do sistema

$C_i$  valor do corte de carga associado ao estado  $i$ .

Para a determinação da LOLF, é necessário, inicialmente, identificar a fronteira que separa os estados de sucesso e falha do sistema e, em seguida, computar a frequência com que os estados cruzam a fronteira [28]. Para tanto, é preciso identificar todas as possíveis transições a partir do estado analisado e avaliar quais delas realmente cruzam a fronteira. Em outras palavras, para cada estado  $i$  do sistema com corte de carga, é necessário identificar todos os estados sem corte de carga que podem ser atingidos a partir de  $i$  em uma transição. Assim, se o sistema tem  $m$  componentes, cada um modelado a dois estados, devem ser realizadas, em princípio,  $m+1$  análises de desempenho para atualizar a estimativa da frequência. O número de avaliações cresce ainda mais se existirem componentes com múltiplos estados. Dependendo das características do sistema, esta avaliação pode se tornar inviável computacionalmente.

Por isso, surgiram várias alternativas para realizar esse cálculo sem a necessidade de fazer tantas análises adicionais como aquelas mostradas nas referências [4], [11] e [12], entre outras. Neste trabalho serão citadas duas dessas alternativas: o processo de transição de estados um passo a frente [4], [16] e [17] e o método da probabilidade condicional, [12] e [28].

**a) Processo de Transição de Estados um Passo a Frente**

No cálculo da LOLF, como mencionado, haveria a necessidade da avaliação de desempenho de todos os estados diretamente ligados ao estado atual para identificar quais estados de fato cruzam a fronteira sucesso-falha. Para evitar esse número excessivo de análises adicionais, o processo de transição de estados “um passo a frente” sorteia apenas um dos possíveis estados para os quais o sistema poderia transitar a partir do estado atual e avalia seu desempenho.

Supondo que o sistema está num estado de falha  $\mathbf{x}_k$ , este método sorteia um novo estado  $\mathbf{x}_m$  que possa ser obtido a partir de  $\mathbf{x}_k$  por meio de uma única transição e avalia seu desempenho, inclusive com a aplicação de medidas corretivas, se necessário. Depois disso, a função teste para estimação da LOLF é calculada, dada por:

$$F_{LOLF}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_m \in \Omega_F \\ \lambda_k^{out} = \sum_{i \in \Omega_k} \lambda_{ki} & \text{se } x_m \in \Omega_S \end{cases} \quad (2.22)$$

onde  $\Omega_k$  é o conjunto de todos os estados para os quais o sistema pode ir após deixar o estado  $k$  e  $\lambda_{ki}$  é a taxa de transição entre os estados  $k$  e  $i$ .

Como  $\lambda_k^{out} = \sum_{\forall i} \lambda_{ki}$ , a função teste anterior se traduz, na verdade em

$$F_{LOLF} = \lambda_k^{out} \sum_{i \in \Omega_S} p_{ki} = \left( \sum_{i \in \Omega_S} p_{ki} \right) \sum_{\forall j} \lambda_{kj} \quad (2.23)$$

Ao longo da simulação Monte Carlo, o valor  $\sum_{i \in \Omega_S} p_{ki}$  é naturalmente amostrado mediante o sorteio de um novo estado  $x_m$  obtido a partir de  $x_k$  por meio de uma única transição. Assim, a função teste anterior é equivalente a

$$F_{LOLF}(x_i) = \lambda_k^{out} \sum_{i \in \Omega_S} p_{ki} \quad (2.24)$$

onde  $p_{ki}$  é a probabilidade de o sistema chegar ao estado  $i$  a partir do estado de falha  $k$ .

Deve ser percebido que o valor  $\sum_{i \in \Omega_S} \lambda_{ki}$  é o somatório das taxas de transição entre o estado de falha  $k$  e todos os estados de sucesso, ou seja, é o somatório das taxas de transi-



ção que cruzam a fronteira sucesso-falha. Isso faz com que a Equação 2.22 seja equivalente à equação para  $F_{LOLF}$  na Tabela 2.3.

A vantagem desse método é que ele não necessita da suposição da coerência do sistema [4]. No entanto, sua principal desvantagem reside no fato de ele necessitar de uma análise de desempenho adicional para cada estado falho do sistema. Essas análises adicionais aumentam o esforço e o tempo computacional gastos com a avaliação.

**b) Método da Probabilidade Condicional**

Este é o único método divulgado na literatura que elimina a necessidade de análises adicionais durante o processo de estimação da LOLF. Esta formulação, baseada no conceito da probabilidade condicional, permite o cálculo dos índices de frequência e duração “exatos”, com exatamente o mesmo esforço computacional já gasto na avaliação dos índices LOLP e EPNS [28].

Supondo que o sistema é coerente, a função teste para o cálculo da LOLF é definida como [12]:

$$F_{LOLF}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_S \\ \sum_{k=1}^m [\lambda_k^+ - \lambda_k^-] & \text{se } x_i \in \Omega_F \end{cases} \quad (2.25)$$

onde  $\lambda_k^+$  é a taxa de transição do componente  $x_k$  para um estado “superior”. No caso dos equipamentos, os estados superiores são estados de operação mais próximos da operação nominal. No caso da carga, são estados de carga mais baixa. Por outro lado,  $\lambda_k^-$  é a taxa de transição do componente  $x_k$  para um estado “inferior”. No caso dos equipamentos, os estados inferiores são estados de operação mais distantes da operação nominal. No caso da carga, são estados de carga mais alta.

No caso de componentes modelados a dois estados, essa função teste se reduz a [12]:

$$F_{LOLF}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_S \\ \sum_{k \in D_i} \mu_k - \sum_{k \in U_i} \lambda_k & \text{se } x_i \in \Omega_F \end{cases} \quad (2.26)$$

onde

$D_i$  conjunto de todos os componentes falhados no estado  $i$ .

$U_i$  conjunto de todos os componentes operando no estado  $i$ .

$\mu_k$  taxa de reparo do componente  $k$ .

$\lambda_k$  taxa de falha do componente  $k$ .

Em ambos os casos, a função teste está definida no sentido falha-sucesso: o índice é computado toda vez que ocorre um estado de falha. Deve ser notado que, na definição dessas funções, a primeira parcela refere-se à frequência devida a todos os reparos. Num sistema coerente, muitas dessas ocorrências cruzarão a fronteira falha-sucesso. Por outro lado, a segunda parcela cancela as transições esperadas que de fato não cruzam a fronteira [12].

Essas mesmas funções poderiam ter sido definidas no sentido sucesso-falha: o índice seria computado toda vez que ocorresse um estado de sucesso. No entanto, sua definição no sentido sucesso-falha apresenta, na prática, uma convergência muito mais lenta que a outra [28].

A única fragilidade desse método é a suposição de coerência que, contudo, como foi comentado na seção 2.2.4, é válida para a maior parte dos estados da maior parte dos sistemas. Por outro lado, esse método tem a vantagem de reduzir o esforço computacional adicional para o cálculo da LOLF a zero. Com isso, o tempo computacional é drasticamente reduzido.

### **3 CONFIABILIDADE SOB ENFOQUE DO BEM-ESTAR**

#### **3.1 Introdução**

O objetivo final de uma análise de confiabilidade é fornecer aos engenheiros do planejamento da expansão e da operação de sistemas de potência uma avaliação do desempenho do sistema no atendimento a seus objetivos principais: atendimento à demanda e garantia de retorno econômico dos investimentos. Essa avaliação do desempenho do sistema pode ser realizada tanto no domínio da adequação, como da segurança. No passado, a avaliação probabilística da segurança dos sistemas de potência não recebeu a mesma atenção que a avaliação da adequação, principalmente por causa da enorme complexidade desse problema [38].

No entanto, nos últimos anos foi desenvolvida a técnica da avaliação sob enfoque do bem-estar para incluir alguma consideração de segurança em avaliações de adequação. Essas considerações são normalmente incluídas enfocando a operação do sistema em diferentes estados operativos. Além disso, geralmente utiliza um critério determinístico para assegurar que o sistema está apto a suportar falhas do sistema sem violar qualquer das restrições do sistema [26].

#### **3.2 Estados Operativos do Sistema**

##### **3.2.1 Classificação dos Estados Operativos do Sistema**

Para reconhecer as considerações de segurança na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência compostos, o sistema é dividido em diferentes estados operativos. Essa estrutura foi apresentada em [22] e a estrutura modificada apresentada em [23] é mostrada na Figura 3.1. A descrição detalhada de cada um dos estados é dada na Tabela 3.1, onde todas as definições são citações de [22].

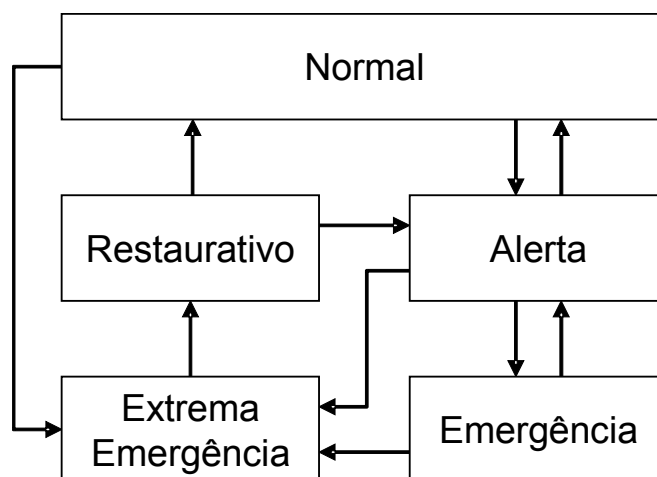


Figura 3.1: Diagrama dos Estados Operativos do Sistema

Estado	Descrição
Normal	“No estado normal, todas as restrições de equipamentos e operação estão dentro dos limites, incluindo o fato de a geração ser adequada para suprir a carga (demanda total), sem sobrecarga de equipamentos. No estado normal, há margem suficiente tal que a perda de qualquer elemento, especificado por algum critério, não resultará em um limite sendo violado. O critério em particular, tal como todos os elementos simples, dependerá da filosofia de planejamento e operação de um estudo em particular.”
Alerta	“Se um sistema entra em uma condição onde a perda de algum elemento, considerado pelo critério operativo, resultará em uma violação de corrente ou tensão, então o sistema está no estado de alerta. O estado de alerta é similar ao estado normal no fato de que todas as restrições são satisfeitas, mas não há mais margem suficiente para suportar uma falha (distúrbio). O sistema pode entrar no estado de alerta pela falha de um equipamento, pela mudança na condição de geração ou pelo crescimento da carga do sistema.”
Emergência	“Se uma contingência ocorre ou a geração e a carga mudam antes que uma ação corretiva possa ser (ou seja) tomada, o sistema entrará no estado de emergência. Nenhuma carga é cortada no estado de emergência, mas restrições de equipamentos e operação foram violadas. Se medidas de controle não são tomadas a tempo de restaurar o sistema para o estado de alerta, o sistema transferirá do estado de emergência para o estado de

	extrema emergência.”
Extrema emergência	“No estado de extrema emergência, as restrições de equipamentos e operação estão violadas e a carga não é suprida.”
Restaurativo	“Para sair do estado de extrema emergência, o sistema deve entrar no estado restaurativo para reconectar a carga e sincronizar a rede. O laço pode então ser fechado entrando no estado de alerta ou no estado normal”.

*Tabela 3.1: Descrição dos Estados Operativos do Sistema*

O estado de emergência é um estado temporário que requer ações de operação porque restrições de equipamentos e operação foram violadas. O primeiro objetivo será remover as restrições sem corte de carga, através de ajuste nos defasadores, redespacho ou utilização de geração reserva. Em caso de sucesso, isso poderá levar ao estado de alerta onde ainda serão necessárias ações para atingir o estado normal.

A partir dessas definições, pode ser percebido que uma avaliação de confiabilidade pode ser utilizada para identificar esses estados operativos, desde que seja definida “falha do sistema” e sejam identificadas as condições e critérios de interesse para o estudo. Essa avaliação envolve as seguintes etapas [23]:

- identificar os eventos que levam aos estados de alerta, emergência etc.;
- calcular os índices de confiabilidade para cada um desses estados. Os índices básicos são:
  - probabilidades dos estados;
  - frequências dos estados.

Uma abordagem direta envolve uma avaliação completa de confiabilidade como descrita no Capítulo 2, considerando o cálculo dos índices de probabilidade e frequência (LOLP e LOLE e, conseqüentemente, LOLE e LOLD). A dinâmica do sistema não é normalmente considerada. Isso poderia ser feito incluindo estados adicionais e redefinindo os vários estados, como sugerido em [22] e [23], mas foge ao escopo deste trabalho.

### **3.2.2 Estrutura de Estados Operativos sob Enfoque do Bem-estar**

O conceito do bem-estar do sistema é uma estrutura probabilística que incorpora uma simplificação da classificação em estados operativos descrita anteriormente [3]. Isso é con-

seguido observando que os estados de emergência e restaurativo são estados temporários. Esses estados são necessários para a transição entre os outros estados e ocorrem em função deles. Por exemplo, todas as vezes em que o sistema entra no estado de extrema emergência, ele deve ser levado ao estado restaurativo para voltar a um estado normal ou de alerta. Da mesma forma, todas as vezes em que ele entra num estado de emergência, ele será levado ao estado de alerta ou de extrema emergência.

Assim, o bem-estar do sistema pode ser categorizado em apenas três estados, normalmente designados como: saudável, marginal e de risco [4], [5]. Essa classificação é mostrada na Figura 3.2.

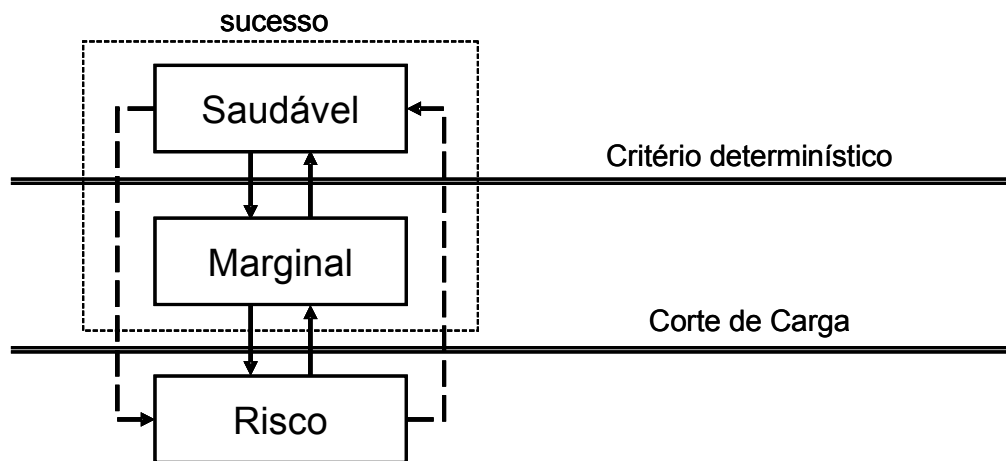


Figura 3.2: Diagrama de Estados Operativos sob Enfoque do Bem-estar

Nessa classificação,

- o estado “saudável” equivale ao estado de operação normal, em que o sistema opera dentro das restrições e suporta a perda de qualquer componente, de acordo com um critério determinístico, sem violar os limites operativos;
- o estado “marginal” equivale ao estado de operação de alerta, em que o sistema opera dentro dos limites mas não tem mais margem para suportar a aplicação do critério determinístico sem violar as restrições ou cortar carga;
- o estado “de risco” equivale ao estado de operação de extrema emergência, em que há corte de carga.

Dessa forma, pode ser notado que a fronteira que separa os estados de sucesso (esta-

do saudável e estado marginal) do estado de risco é o fato de haver ou não corte de carga. Por outro lado, a fronteira de separação entre os estados de sucesso é um critério determinístico. Deve ser notado que, como a fronteira entre estados de sucesso e o estado de risco é o corte de carga, os índices de probabilidade de risco, frequência de risco e duração de estado de risco são, respectivamente, os tradicionais índices LOLP, LOLF e LOLD. Portanto, a análise de bem-estar para sistemas compostos é uma extensão natural da análise de confiabilidade composta que permite a qualificação de um critério determinístico numa base probabilística [17].

Os estados marginais devem ser apropriadamente sinalizados a fim de dar aos operadores do sistema tempo suficiente para corrigir a trajetória operativa do sistema e evitar o corte de carga [17]. Essa sinalização dos estados marginais fornecida pelo enfoque do bem-estar é uma preciosa informação que mede, em uma base probabilística, a percepção dos planejadores em relação ao grau de conforto da operação do sistema. Por isso, um critério determinístico adequado é aquele que minimiza a possibilidade de o sistema operar em um estado de falha sem que o operador seja previamente alertado [4]. Isso significa que, se o critério determinístico é adequado, a transição entre estados saudáveis e estados de risco deve ser mínima.

A avaliação do bem-estar do sistema consiste, então, na identificação das fronteiras que separam os estados. Isso pode ser feito utilizando as técnicas probabilísticas convencionais [1] a fim de quantificar o grau do bem-estar do sistema em termos das probabilidades e frequências de cada um desses estados. Com isso, a análise do bem-estar fornece uma estrutura combinada que incorpora as perspectivas probabilísticas e determinísticas. Ela fornece uma interpretação quantitativa do grau de segurança (estado saudável) ou de insegurança (estado marginal) do sistema [3].

### **3.3 Metodologia para Avaliação do Bem-estar**

Como mostrado na Figura 3.2, a característica distintiva da estrutura de bem-estar é a classificação dos estados operativos em três grupos: saudável, marginal e de risco. A identificação do estado de risco é feita avaliando a ocorrência de corte de carga. A fim de identificar a fronteira entre os estados saudável e marginal, o sistema de potência é submetido a um critério determinístico.

Com isso, o algoritmo geral da avaliação de confiabilidade sob enfoque do bem-estar é o mostrado na Figura 3.3. Pode ser observado que essa figura é essencialmente igual à Figura 2.2, exceto pela avaliação adicional do critério determinístico. Isso porque a avaliação de confiabilidade sob enfoque do bem-estar é apenas uma extensão da avaliação tradicional de confiabilidade. Por esse motivo, a maior parte dos blocos desse algoritmo não serão mencionados neste capítulo pois são idênticos àqueles mencionados no capítulo 2. As únicas diferenças dizem respeito à aplicação do critério determinístico e ao cálculo dos índices de confiabilidade, tanto os índices de probabilidade como os de frequência.



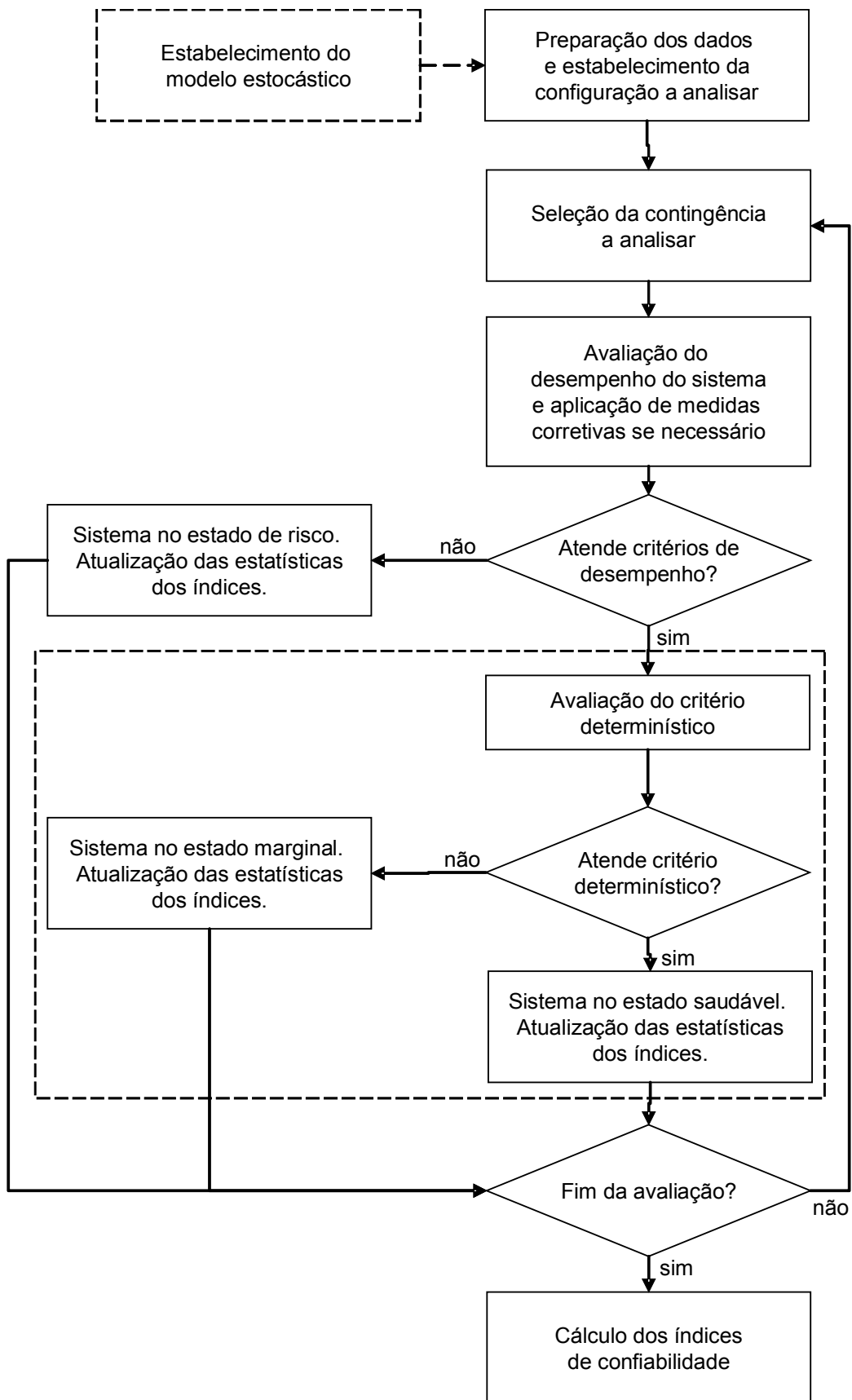


Figura 3.3: Diagrama Esquemático de uma Avaliação do Bem-estar

### 3.4 Critérios determinísticos

Historicamente, critérios determinísticos têm sido muito utilizados no planejamento da expansão e da operação de sistemas de potência [4]. Isso porque eles podem ser mais fáceis de entender para os planejadores e operadores do sistema do que um índice de risco numérico obtido através de técnicas probabilísticas [39]. No entanto, esses critérios não consideram o comportamento estocástico dos componentes do sistema. A estrutura do bem-estar alivia esse problema incluindo um critério determinístico numa avaliação probabilística. Índices de confiabilidade calculados com a inclusão do critério determinístico apropriado fornecem mais informação que a análise tradicional de confiabilidade.

Os índices do bem-estar podem incorporar qualquer critério determinístico especificado em uma estrutura probabilística que leve em conta o comportamento estocástico do sistema [19]. A escolha do critério a ser utilizado depende da análise e da experiência com o sistema.

Em sistemas de geração, o critério mais largamente aceito é o da perda da maior unidade geradora disponível ou o próximo patamar da curva de carga [19]. Durante a avaliação do bem-estar, o impacto da perda da maior unidade disponível no sistema deve ser verificado a fim de classificar os estados operativos. Estados marginais são aqueles que não sobreviverão sem corte de carga se a maior unidade geradora disponível no sistema falhar [17].

Em sistemas de transmissão, o critério determinístico mais popular é o N-1 no qual é considerado que a perda de qualquer componente do sistema não resulta em falha do sistema. Uma avaliação de confiabilidade pelo critério N-1 considera apenas os dados determinísticos do sistema. Nela, todas as possíveis contingências simples da rede são avaliadas e o resultado indica se o sistema é ou não aderente ao critério N-1. Como muitos sistemas práticos de grande porte não atendem a esse critério, alguns engenheiros de operação definem um índice de aderência que indica o quanto o sistema atende a esse critério [40]:

$$A_{N-1} = 1 - \frac{n_{\text{casos com corte de carga}} + n_{\text{casos não resolvidos}}}{n_{\text{casos propostos}}} \quad (3.1)$$

No entanto, a utilização do critério N-1 na estrutura de bem-estar pode ser desneces-

sariamente custosa do ponto de vista computacional. Por isso, em sistemas compostos de grande porte, em geral, são utilizadas listas de contingências pré-estabelecidas. Essas listas de contingências podem ser vistas como variações do critério N-1 nas quais apenas alguns equipamentos selecionados são escolhidos para participar. Os componentes da lista de contingência são baseados na experiência de operação e/ou no impacto no sistema [17]. Com esse critério, estados saudáveis são aqueles que sobreviverão sem violações de quaisquer limites operativos quando qualquer equipamento da lista falhar e estados marginais são aqueles que não sobreviverão sem corte de carga quando ao menos um dos componentes da lista falhar.

### 3.5 Cálculo dos Índices de Probabilidade

A análise tradicional de confiabilidade distingue os estados de sucesso (saudável e marginal) do estado de risco. Não há qualquer informação sobre o quão confortável é a operação do sistema, isto é, o quanto o sistema está longe da fronteira de risco. Os índices de bem-estar quantificam essa distância separando os estados saudável e marginal.

Os índices do bem-estar geralmente envolvem a probabilidade, a frequência e a duração associados aos estados saudável, marginal e de risco. Como já foi mencionado, quando esses índices referem-se aos estados de risco eles equivalem aos tradicionais índices de confiabilidade, avaliados através de funções teste, como descrito na seção 2.4. Por analogia, os índices do bem-estar são também calculados através de funções teste [17].

Uma vez definido o algoritmo da avaliação do bem-estar, mostrado na Figura 3.3, o cálculo dos índices de probabilidade é imediato. Se cada um dos três estados do sistema é identificado, esse cálculo pode ser feito através das funções teste definidas nas Equações 3.2.

$$F_{P(H)}(x_i) = \begin{cases} 1 & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ 0 & \text{se } x_i \notin \Omega_H \end{cases} \quad (\text{a})$$

$$F_{P(M)}(x_i) = \begin{cases} 1 & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ 0 & \text{se } x_i \notin \Omega_M \end{cases} \quad (\text{b})$$
(3.2)

$$F_{P(R)}(x_i) = \begin{cases} 1 & \text{se } x_i \in \Omega_R \\ 0 & \text{se } x_i \notin \Omega_R \end{cases} \quad (c)$$

onde

$\Omega_H$  conjunto de todos os estados saudáveis do sistema

$\Omega_M$  conjunto de todos os estados marginais do sistema

$\Omega_R$  conjunto de todos os estados de risco do sistema

$x_i$  estado do sistema na simulação  $i$ .

$P(H)$  probabilidade de estado saudável do sistema

$P(M)$  probabilidade de estado marginal do sistema

$P(R)$  probabilidade de estado de risco do sistema

A partir da definição dessas funções teste, o algoritmo para estimar a probabilidade dos estados segue os passos mostrados abaixo:

1. *Para cada estado  $x_i$  selecionado de acordo com o método probabilístico escolhido execute os seguintes passos:*
2. *Execute uma avaliação do desempenho do sistema para o estado amostrado, como descrito na Seção 2.3.*
3. *Como resultado do passo anterior, duas situações podem ocorrer:*
  - a. *houve corte de carga no sistema, neste caso vá para o passo 4*
  - b. *não houve corte de carga, neste caso vá para o passo 5;*
4. *Utilize a Equação 3.2.c para atualizar a estatística da probabilidade de risco. Em seguida, vá para o passo 9;*
5. *Verifique o critério determinístico pré-estabelecido. Pode ser utilizado qualquer critério, como mencionado na Seção 3.4.*
6. *Como resultado do passo anterior, duas situações podem ocorrer:*
  - a. *o sistema passa pelo critério determinístico sem corte de carga, neste caso vá para o passo 7;*
  - b. *há corte de carga quando da aplicação do critério determinístico, nesse caso vá para o passo 8;*

7. *Utilize a Equação 3.2.a para atualizar a estatística da probabilidade de estado saudável. Em seguida, vá para o passo 9;*
8. *Utilize a Equação 3.2.b para atualizar a estatística da probabilidade de estado marginal. Em seguida, vá para o passo 9;*
9. *Verifique o critério de parada pré-estabelecido. Um critério possível é a incerteza da estimativa, calculada conforme definido na Seção 2.4, menor que uma tolerância pré-especificada.*

Deve ser percebido que, no caso de ser utilizada uma lista de contingências de tamanho  $n_l$  como critério determinístico, para distinguir entre os estados saudável e marginal podem ser necessárias até  $n_l$  análises adicionais. Numa avaliação tradicional de confiabilidade, para cada estado amostrado apenas uma avaliação de desempenho é necessária para classificar os estados. Numa estrutura de bem-estar que utiliza uma lista de contingências como critério determinístico, até  $n_l+1$  avaliações podem ser necessárias para realizar a mesma tarefa [17].

### **3.6 Cálculo dos Índices de Frequência**

Os índices de probabilidade são extremamente úteis para comparar a adequabilidade de configurações e expansões alternativas, contudo, eles não fornecem qualquer indicação sobre a frequência de ocorrência dos estados [2]. A estimação de índices de frequência, contudo, pode ser bastante custosa dependendo do método de simulação adotado.

Se é realizada uma simulação Monte Carlo seqüencial, os índices de frequência são naturalmente obtidos a partir do processo de simulação. Não são necessárias quaisquer análises adicionais porque basta medir a duração de uma subsequência de estados e, ao final, calcular a média dessas durações. Dessa forma, o cálculo dos índices de frequência numa avaliação da confiabilidade sob enfoque do bem-estar na simulação Monte Carlo seqüencial é feita exatamente da mesma maneira que na simulação tradicional, como descrito na Seção 2.5.2.

No entanto, esse tipo de simulação pode ser extremamente custoso para sistemas de grande porte. Neste caso, deve ser preferida a simulação Monte Carlo não-seqüencial. Nesse método, precisa haver uma metodologia especial para estimar os índices de frequência,

como foi descrito na Seção 2.5.3. Contudo, o processo descrito ali precisa ser revisto e complementado para ser aplicável a uma avaliação sob enfoque do bem-estar.

### 3.6.1 Processo de Estimação Padrão

A avaliação da confiabilidade tradicional classifica os vários estados do sistema em dois grupos: estados de sucesso e estados de falha. Dessa forma, o conjunto de todos os estados do sistema pode ser dividido em um subconjunto de estados de sucesso e outro subconjunto de estados de falha. Com isso, o sistema como um todo está modelado por um processo de Markov a dois estados, como mostra a Figura 3.4.

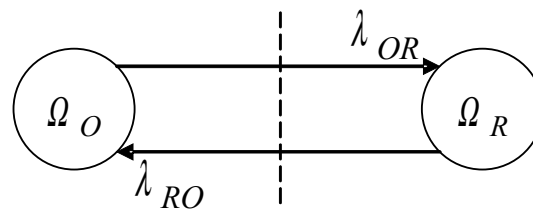


Figura 3.4: Sistema Modelado a Dois Estados

onde

- $\Omega_O$  subconjunto com todos os estados de sucesso do sistema
- $\Omega_R$  subconjunto com todos os estados de falha (risco) do sistema
- $\lambda_{OR}$  taxa de transição do subconjunto de sucesso para o de falha
- $\lambda_{RO}$  taxa de transição do subconjunto de falha para o de sucesso

Para o cálculo dos índices de freqüência, é necessário identificar as fronteiras entre os subconjuntos. Neste caso, só existe uma fronteira e a Equação 2.7 é válida para o cálculo da freqüência de ocorrência dos estados. Essa equação é reproduzida na Equação 3.3 para seguir a mesma nomenclatura da Figura 3.4.

$$F(O) = P(O)\lambda_{OR} = F(R) = P(R)\lambda_{RO} \quad (3.3)$$

Seguindo raciocínio semelhante, é possível estabelecer que, sob enfoque do bem-estar, o sistema pode ser representado por um modelo de Markov a três estados: o estado de perda de carga, ou de risco, o estado marginal e o estado saudável, como mostrado na Figura 3.5.

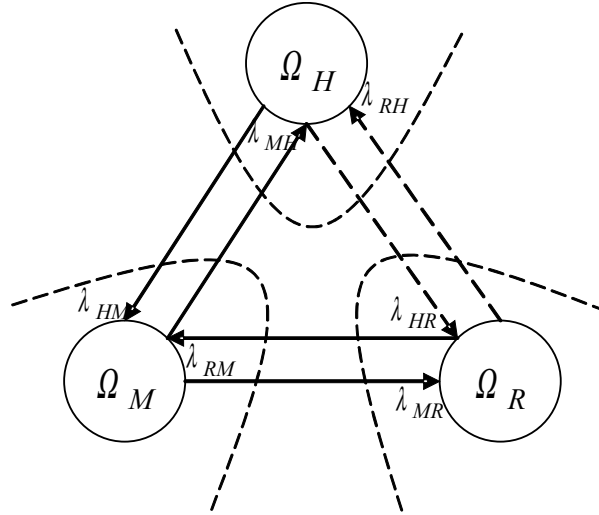


Figura 3.5: Sistema Modelado a Três Estados

onde

- $\lambda_{HR}$  taxa de transição do subconjunto de estados saudáveis para o de estados de risco
- $\lambda_{HM}$  taxa de transição do subconjunto de estados saudáveis para o de estados marginais
- $\lambda_{MH}$  taxa de transição do subconjunto de estados marginais para o de estados saudáveis
- $\lambda_{MR}$  taxa de transição do subconjunto de estados marginais para o de estados de risco
- $\lambda_{RM}$  taxa de transição do subconjunto de estados de risco para o de estados marginais
- $\lambda_{RH}$  taxa de transição do subconjunto de estados de risco para o de estados saudáveis

Neste caso, há três fronteiras a serem consideradas: estados saudáveis/estados não-saudáveis, estados marginais/estados não marginais e estados de risco/estados de sucesso. Supondo que o sistema modelado dessa forma seja ergódico, como definido na Seção 2.2.1, é válido o Sistema de Equações 3.4.

$$\begin{cases} F(H) & = P(H)\lambda_{HM} + P(H)\lambda_{HR} & = P(M)\lambda_{MH} + P(R)\lambda_{RH} \\ F(M) & = P(M)\lambda_{MH} + P(M)\lambda_{MR} & = P(H)\lambda_{HM} + P(R)\lambda_{RM} \\ F(R) & = P(R)\lambda_{RH} + P(R)\lambda_{RM} & = P(H)\lambda_{HR} + P(M)\lambda_{MR} \end{cases} \quad (3.4)$$

onde

- $F(H)$  freqüência de ocorrência de estados saudáveis
- $F(M)$  freqüência de ocorrência de estados marginais
- $F(R)$  freqüência de ocorrência de estados de risco

Por esse raciocínio, a estimação dos índices de frequência seguiria exatamente o mesmo algoritmo utilizado para estimar os índices de probabilidade, exceto que utilizaria outras funções teste. Essas funções teste podem ser obtidas a partir do Sistema de Equações 3.4, supondo que os valores das probabilidades são naturalmente obtidos através da simulação Monte Carlo. Com isso, e considerando que é mais conveniente realizar o cálculo para  $F(H)$  no sentido  $\bar{H} - H$ , as funções obtidas são as mostradas nas Equações 3.5 [17].

$$\begin{aligned}
 F_{F(H)}(x_i) &= \begin{cases} 0, & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \Delta \lambda_{MH}, & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ \Delta \lambda_{RH}, & \text{se } x_i \in \Omega_R \end{cases} \\
 F_{F(M)}(x_i) &= \begin{cases} \Delta \lambda_{MH} + \Delta \lambda_{MR}, & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ 0, & \text{se } x_i \notin \Omega_H \end{cases} \\
 F_{F(R)}(x_i) &= \begin{cases} \Delta \lambda_{RH} + \Delta \lambda_{RM}, & \text{se } x_i \in \Omega_R \\ 0, & \text{se } x_i \notin \Omega_R \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

onde

- $\Delta \lambda_{MH}$  somatório de todas as taxas de transição do estado  $x_i$  marginal para todos os estados do subconjunto de estados saudáveis que possam ser obtidos a partir de  $x_i$  em uma transição.
- $\Delta \lambda_{RH}$  somatório de todas as taxas de transição do estado  $x_i$  de risco para todos os estados do subconjunto de estados saudáveis que possam ser obtidos a partir de  $x_i$  em uma transição.
- $\Delta \lambda_{MR}$  somatório de todas as taxas de transição do estado  $x_i$  marginal para todos os estados do subconjunto de estados de risco que possam ser obtidos a partir de  $x_i$  em uma transição.
- $\Delta \lambda_{RM}$  somatório de todas as taxas de transição do estado  $x_i$  de risco para todos os estados do subconjunto de estados marginal que possam ser obtidos a partir de  $x_i$  em uma transição.

A avaliação dos parâmetros  $\Delta \lambda_{MH}$ ,  $\Delta \lambda_{RH}$ ,  $\Delta \lambda_{MR}$  e  $\Delta \lambda_{RM}$  é extremamente custosa do ponto de vista computacional. Se o sistema de potência composto tem  $m$  componentes, além das avaliações de desempenho necessárias para classificar o estado amostrado em saudável, marginal ou de risco, seriam necessárias  $m$  avaliações extras para calcular esses parâmetros para cada estado de falha ou marginal.



Assim, apesar de o entendimento dessas funções teste ser fácil, sua aplicação para sistemas de potência práticos não é indicada. Essa dificuldade estimulou o desenvolvimento de novas funções teste como o processo de transição um passo a frente apresentada em [4], [17] e a utilização do método da probabilidade condicional, proposta neste trabalho e descrita no Capítulo 4.

### 3.6.2 Processo de Estimação pelo Método Um Passo a Frente

Não cabe neste trabalho uma descrição pormenorizada do processo de estimação “um passo a frente”, além da que já foi mostrada na Seção 2.5.3a. Apenas é necessário mencionar que este método é obtido a partir do sistema de Equações 3.5 de maneira análoga à explicada na Seção 2.5.3a. Para não ter de avaliar todos os somatórios, o processo proposto consiste em amostrar um novo estado  $x_m$  que possa ser obtido a partir do estado atual  $x_i$  por meio de uma única transição. Depois disso, é realizada uma avaliação do desempenho do estado  $x_m$  e as funções testes utilizadas para estimação dos índices são as mostradas nos sistemas de Equações .

$$\begin{aligned}
 F_{F(H)}(x_i) &= \begin{cases} 0, & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \lambda_k^{out}, & \text{se } x_i \in \Omega_M \text{ e } x_m \in \Omega_H \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_M \text{ e } x_m \notin \Omega_H \\ \lambda_k^{out}, & \text{se } x_i \in \Omega_F \text{ e } x_m \in \Omega_H \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_F \text{ e } x_m \notin \Omega_H \end{cases} \quad (a) \\
 F_{F(M)}(x_i) &= \begin{cases} 0, & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \lambda_k^{out}, & \text{se } x_i \in \Omega_M \text{ e } x_m \notin \Omega_M \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_M \text{ e } x_m \in \Omega_M \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_F \end{cases} \quad (b) \\
 F_{F(R)}(x_i) &= \begin{cases} 0, & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ \lambda_k^{out}, & \text{se } x_i \in \Omega_F \text{ e } x_m \notin \Omega_F \\ 0, & \text{se } x_i \in \Omega_F \text{ e } x_m \in \Omega_F \end{cases} \quad (c)
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

onde  $\lambda_k^{out}$  é o somatório das taxas de transição do estado  $x_i$  para todos os estados diretamente ligados a ele.

Deve ser observado que esse método não simula todas as possíveis transições partin-

do de um estado marginal ou de falha, mas simula apenas uma delas.

## **4 MODELO DESENVOLVIDO**

### **4.1 Introdução**

O capítulo anterior mostrou que uma das grandes dificuldades na implementação da análise de confiabilidade sob enfoque do bem-estar é o cálculo dos índices de frequência. O processo de estimação padrão desses índices requer uma quantidade enorme de análises adicionais, o que pode inviabilizar sua aplicação, especialmente em sistemas de grande porte. Para possibilitar a aplicação dessa estrutura nesses sistemas é essencial que seja aplicada uma metodologia que minimize o número de análises adicionais necessárias.

Este capítulo apresenta o processo de estimação dos índices de frequência pelo método da probabilidade condicional proposto neste trabalho para ser adotado na análise de confiabilidade composta de sistemas de potência sob enfoque do bem-estar utilizando simulação Monte Carlo não-sequencial. Esse método, baseado na hipótese de coerência do sistema, não requer nenhuma análise adicional para a estimação dos índices de frequência.

Além disso, este capítulo também descreve o modelo computacional desenvolvido para a realização dos testes da metodologia. Este modelo adiciona as funcionalidades do programa NH2 a uma linguagem de *script*, fornecendo grande flexibilidade e permitindo a implementação de uma variedade de estudos e análises em sistemas de potência.

### **4.2 Método Proposto para o Cálculo dos Índices de Frequência**

#### **4.2.1 Processo de Estimação pelo Método da Probabilidade Condicional**

O método da probabilidade condicional, desenvolvido em [12] e [28] e brevemente descrito na Seção 2.5.3b, é um eficiente método para o cálculo dos índices de frequência na simulação Monte Carlo não-sequencial porque não exige nenhuma avaliação de desempenho adicional além daquelas já necessárias para estimar os índices de probabilidade. A seguir são apresentadas as funções teste utilizando esse método para cada um dos índices

de frequência de uma avaliação do bem-estar.

**a) Função Teste para  $F(R)$  pelo Método da Probabilidade Condicional**

Comparando a Figura 3.5 com a Figura 3.4, pode ser notado que a fronteira entre estados de risco e estados de sucesso é a mesma fronteira que a avaliação de confiabilidade tradicional calcula. Dessa forma, para a avaliação do índice  $F(R)$  a função teste utilizada pode ser a mesma já utilizada no método da probabilidade condicional para o cálculo da LOLF, a saber, a função teste definida nas equações 2.25 e 2.26, dependendo se os equipamentos estão modelados a múltiplos estados ou a dois estados. Essas equações são repetidas aqui para seguir a notação do bem-estar.

$$F_{F(R)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \notin \Omega_R \\ \sum_{k=1}^m (\lambda_k^+ - \lambda_k^-) & \text{se } x_i \in \Omega_R \end{cases} \quad (a)$$

$$F_{F(R)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \notin \Omega_R \\ \sum_{k \in D_i} \mu_k - \sum_{k \in U_i} \lambda_k & \text{se } x_i \in \Omega_R \end{cases} \quad (b)$$

(4.1)

Essas equações podem ser entendidas através de um exemplo. Considere um sistema hipotético com três componentes,  $A$ ,  $B$  e  $C$ , modelados a dois estados, conforme o diagrama mostrado na Figura 4.1, onde  $\bar{A}$ ,  $\bar{B}$  e  $\bar{C}$  representam estados de falha de cada um dos componentes. Considere ainda que os estados 1 e 4 são estados saudáveis, os estados 2, 3, 6 e 7 são estados marginais e que os demais são estados de risco. As taxas de transição estão mostradas na figura. Para simplificar a notação, considere que  $P(x_i) = p_i$ .

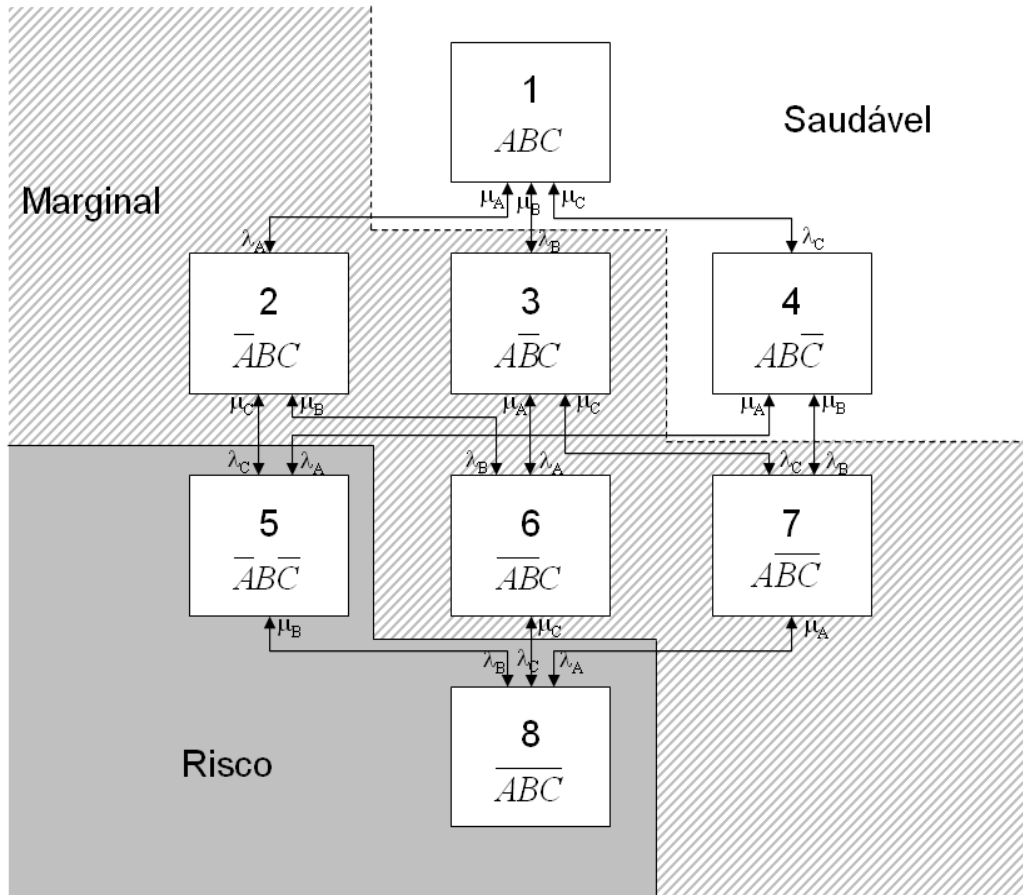


Figura 4.1: Sistema com Três Componentes Modelados a Dois Estados

Deve ser notado que uma das premissas dos métodos de frequência e duração é que quando o sistema sofre uma transição, esta se dá de forma instantânea, ou seja, apenas um componente muda de estado a cada transição [28]. Por isso, na figura, dois estados que se comunicam entre si possuem todos os componentes iguais à exceção de um.

Suponha que, a princípio, esteja sendo feita uma avaliação de confiabilidade tradicional, isto é, apenas é distinguido o estado de risco dos demais estados (de sucesso). Nesse caso, por uma inspeção visual na Figura 4.1 pode ser obtido o valor de  $F(R)$  (LOLF), computando todas as frequências de transição que cruzam a fronteira  $R - \bar{R}$ :

$$F(R) = p_5 \mu_c + p_5 \mu_A + p_8 \mu_c + p_8 \mu_A \quad (4.2)$$

Aplicando a Equação 4.1, é encontrado exatamente o mesmo resultado:

$$\begin{aligned}
F(R) &= p_5 \mu_A - p_5 \lambda_B + p_5 \mu_C + p_8 \mu_A + p_8 \mu_B + p_8 \mu_C \\
&= p_5 \mu_A + p_5 \mu_C + p_8 \mu_A + p_8 \mu_C + (p_8 \mu_B - p_5 \lambda_B) \\
&= p_5 \mu_A + p_5 \mu_C + p_8 \mu_A + p_8 \mu_C
\end{aligned} \tag{4.3}$$

Isso ocorre porque, por hipótese, os componentes do sistema são balanceados em frequência, isto é, a frequência de transição entre dois estados quaisquer do sistema é a mesma nos dois sentidos. Por isso os termos entre parênteses na segunda linha da Equação 4.3 se cancelam. Na realidade, isso sempre ocorrerá para sistemas coerentes, uma vez que, se existe um estado de falha onde um certo componente está operando, pelo princípio da coerência, existirá um estado também de falha onde este mesmo componente esteja falhado. Dessa forma, a Equação 4.1 pode ser entendida como segue. A primeira parcela computa no índice as contribuições do reparo de todos os componentes que estão falhados, o que, possivelmente, tiraria o sistema desse estado de falha. Pelo princípio da coerência, a segunda parcela cancela os termos que, de fato, não tiram o sistema do estado de falha [12].

**b) Função Teste para  $F(H)$  pelo Método da Probabilidade Condicional**

Se for considerado, agora, um modelo de bem-estar, pode ser percebido que o cálculo do índice  $F(H)$  pode seguir um procedimento semelhante. Poderia ser escrita uma equação que fosse equivalente à Equação 4.1 mas com sinais invertidos e, pelas mesmas hipóteses, poderia ser calculado esse índice no sentido Sucesso-Falha ( $H - \bar{H}$ ). No entanto, conforme observação em [28], o cálculo dos índices nesse sentido é muito mais custoso e de convergência muito mais lenta. Portanto, a solução encontrada em [28] foi sempre utilizar o cálculo no sentido Falha-Sucesso. Uma solução semelhante pode ser tomada no caso de uma avaliação do bem-estar e o índice pode ser computado no sentido  $\bar{H} - H$ . Em outras palavras, em vez de armazenar as estatísticas do índice  $F(H)$  toda vez que ocorre um estado saudável segundo uma função teste que seria o negativo da Equação 4.1, é proposto que as estatísticas desse índice sejam armazenadas toda vez em que ocorre um estado não saudável (marginal ou de risco) seguindo a Equação 4.4, derivada da Equação 4.1.

$$F_{F(H)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \sum_{k=1}^m (\lambda_k^+ - \lambda_k^-) & \text{se } x_i \notin \Omega_H \end{cases} \quad \text{(a)} \tag{4.4}$$

$$F_{F(H)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \sum_{k \in D_i} \mu_k - \sum_{k \in U_i} \lambda_k & \text{se } x_i \in \Omega_H \end{cases} \quad (b)$$

Esta equação pode ser verificada pelo exemplo da Figura 4.1. Ali, por inspeção visual, o índice  $F(H)$  pode ser obtido computando todas as frequências de transição que cruzam a fronteira:

$$F(H) = p_1 \lambda_A + p_1 \lambda_B + p_4 \lambda_A + p_4 \lambda_B \quad (4.5)$$

Aplicando a Equação 4.4, cancelando os termos devido ao balanço de frequência e, ao final, substituindo os termos equivalentes, é encontrado exatamente o mesmo resultado:

$$\begin{aligned} F(H) &= p_2 \mu_A - p_2 \lambda_B - p_2 \lambda_C - p_3 \lambda_A + p_3 \mu_B - p_3 \lambda_C + \\ &+ p_5 \mu_A - p_5 \lambda_B + p_5 \mu_C + p_6 \mu_A + p_6 \mu_B - p_6 \lambda_C - \\ &- p_7 \lambda_A + p_7 \mu_B + p_7 \mu_C + p_8 \mu_A + p_8 \mu_B + p_8 \mu_C \\ &= p_2 \mu_A + p_3 \mu_B + p_5 \mu_A + p_7 \mu_B + (p_6 \mu_B - p_2 \lambda_B) + \\ &+ (p_5 \mu_C - p_2 \lambda_C) + (p_6 \mu_A - p_3 \lambda_A) + (p_7 \mu_C - p_3 \lambda_C) + \\ &+ (p_8 \mu_B - p_5 \lambda_B) + (p_8 \mu_C - p_6 \lambda_C) + (p_8 \mu_A - p_7 \lambda_A) \\ &= p_2 \mu_A + p_3 \mu_B + p_5 \mu_A + p_7 \mu_B \\ &= p_1 \lambda_A + p_1 \lambda_B + p_4 \lambda_A + p_4 \lambda_B \end{aligned} \quad (4.6)$$

### c) Função Teste para $F(M)$ pelo Método da Probabilidade Condicional

Através deste procedimento, são encontradas funções teste para estimação de  $F(R)$  e  $F(H)$ . No entanto, não existe raciocínio semelhante que possa levar ao cálculo de  $F(M)$ . Por outro lado, o sistema de Equações 3.4 pode ser resolvido para encontrar  $F(M)$ . Somando a primeira e a terceira equações:

$$\begin{aligned} F(R) + F(H) &= [P(M) \lambda_{MH} + P(M) \lambda_{MR}] + [P(R) \lambda_{RH} + P(H) \lambda_{HR}] \\ &= F(M) + \delta \end{aligned} \quad (4.7)$$

Na Equação 4.7, o primeiro termo entre colchetes é exatamente  $F(M)$  enquanto que o segundo termo é definido aqui como um valor  $\delta$ , a saber

$$\delta = P(R) \lambda_{RH} + P(H) \lambda_{HR} \quad (4.8)$$

Este valor  $\delta$  é calculado por dois termos, sendo o primeiro função de  $\lambda_{RH}$ , a taxa

de transição entre estados de risco e estados saudáveis, e o segundo de  $\lambda_{HR}$ , a taxa de transição entre estados saudáveis e estados de risco.

Deve ser notado que a grande vantagem da estrutura de bem-estar é a identificação dos estados marginais, que assinala para o operador um estado de alerta no sistema. Dessa forma, um dos principais objetivos na avaliação do bem-estar é alertar o operador quando o sistema caminha para um ponto de operação pertencente ao conjunto de estados marginais [4]. Assim, um critério determinístico bem elaborado é aquele que apresenta a frequência de transição entre os estados saudáveis e estados de risco mínima, para assegurar que os estados marginais serão corretamente assinalados [17]. Por essa razão, pelas próprias hipóteses da estrutura de bem-estar, o valor de  $\lambda_{HR}$  deve ser muito próximo de zero, ou a aplicação dessa metodologia não tem sentido.

Por outro lado, como a transição entre os estados do sistema ocorre apenas pela transição do estado de um componente de cada vez e pelo princípio do balanço de frequência, para cada estado pertencente ao conjunto de estados de risco que transita para o conjunto de estados saudáveis, existe um estado saudável que transita para o conjunto de estados de risco. Dessa forma, pode ser percebido que os termos  $P(R)\lambda_{RH}$  e  $P(H)\lambda_{HR}$  são igualmente pequenos.

Assim, pode ser concluído que o termo  $\delta$  pode ser desprezado. Isso equivale a dizer que toda vez que o sistema tem que transitar entre os estados de risco e saudável, ele passará necessariamente pelo estado marginal.

Por essa metodologia, como o valor do termo  $\delta$  é sempre positivo, será obtido um valor de  $F(M)$  conservativo, muito próximo e ligeiramente superior ao real. Dessa forma, a função teste para o cálculo de  $F(M)$  é simplesmente a soma das funções teste anteriores, a saber:

$$F_{F(M)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \sum_{k=1}^m (\lambda_k^+ - \lambda_k^-) & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ 2 \cdot \left[ \sum_{k=1}^m (\lambda_k^+ - \lambda_k^-) \right] & \text{se } x_i \in \Omega_R \end{cases} \quad (\text{a}) \quad (4.9)$$



$$F_{F(H)}(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{se } x_i \in \Omega_H \\ \sum_{k \in D_i} \mu_k - \sum_{k \in U_i} \lambda_k & \text{se } x_i \in \Omega_M \\ 2 \cdot \left[ \sum_{k \in D_i} \mu_k - \sum_{k \in U_i} \lambda_k \right] & \text{se } x_i \in \Omega_R \end{cases} \quad (b)$$

Com esse método, não é necessária nenhuma simulação extra a partir do estado atual e o esforço computacional para o cálculo dos índices de frequência permanece equivalente ao esforço já utilizado no cálculo dos índices de probabilidade.

#### 4.2.2 Comparação dos Processos de Estimação

A partir das descrições apresentadas, os três processos de estimação podem ser comparados sob os aspectos de exatidão e de esforço computacional, como mostrado na Tabela 4.1.

Aspecto	Método Padrão	Processo um Passo a Frente	Método Proposto
Cálculo dos Índices de Frequência	Exato	Exato	Ligeiramente superior, mas com diferença desprezível se o critério determinístico for bem escolhido.
Avaliações de desempenho (fluxo de potência e medidas corretivas) extras	$m \cdot (n_M + n_R)$	$n_M + n_R$	0

Tabela 4.1: Comparação dos Processos de Estimação dos Índices de Frequência onde

- $m$  número de componentes do sistema
- $n_M$  número total de estados marginais amostrados
- $n_R$  número total de estados de risco amostrados

Através dessa tabela pode ser percebido que o método de estimação padrão tem apli-

cação impraticável para sistemas de grande porte com centenas de componentes e muitos estados marginais e de risco. A escolha fica entre o processo de estimação “um passo a frente” que, embora forneça um índice exato, requer um certo número de avaliações extra que aumentam o tempo e o esforço computacionais e o método da probabilidade condicional que fornece um índice aproximadamente igual ao anterior, com diferença desprezível, mas não requer nenhuma avaliação de desempenho adicional.

### 4.3 O Modelo Computacional Desenvolvido

Para a implementação da avaliação da confiabilidade composta sob enfoque do bem-estar, foi desenvolvido um pacote de funções para análise de sistemas de potência para a linguagem de programação Lua [41], denominado PS/Lua. Esse pacote é composto por:

- uma biblioteca de vínculo dinâmico (*dynamic link library*) contendo parte do código do programa NH2 do CEPTEL [42] em sua versão 8.0. Além disso, essa biblioteca ainda contém funções escritas em C para tornar acessíveis à linguagem Lua as principais funcionalidades do programa NH2, em especial, a função de solução de contingências;
- um módulo escrito em Lua contendo a implementação de diversos algoritmos de análise de sistemas de potência que utiliza a biblioteca desenvolvida anteriormente. Dentre esses algoritmos implementados podem ser citados a análise de confiabilidade probabilística, a análise do atendimento ao critério N-1 etc.;
- alguns outros módulos adicionais, como um módulo para tratamento de matrizes e outro para fazer a interface gráfica, por exemplo.

Para ilustrar, a interface gráfica deste programa é mostrada na Figura 4.2.

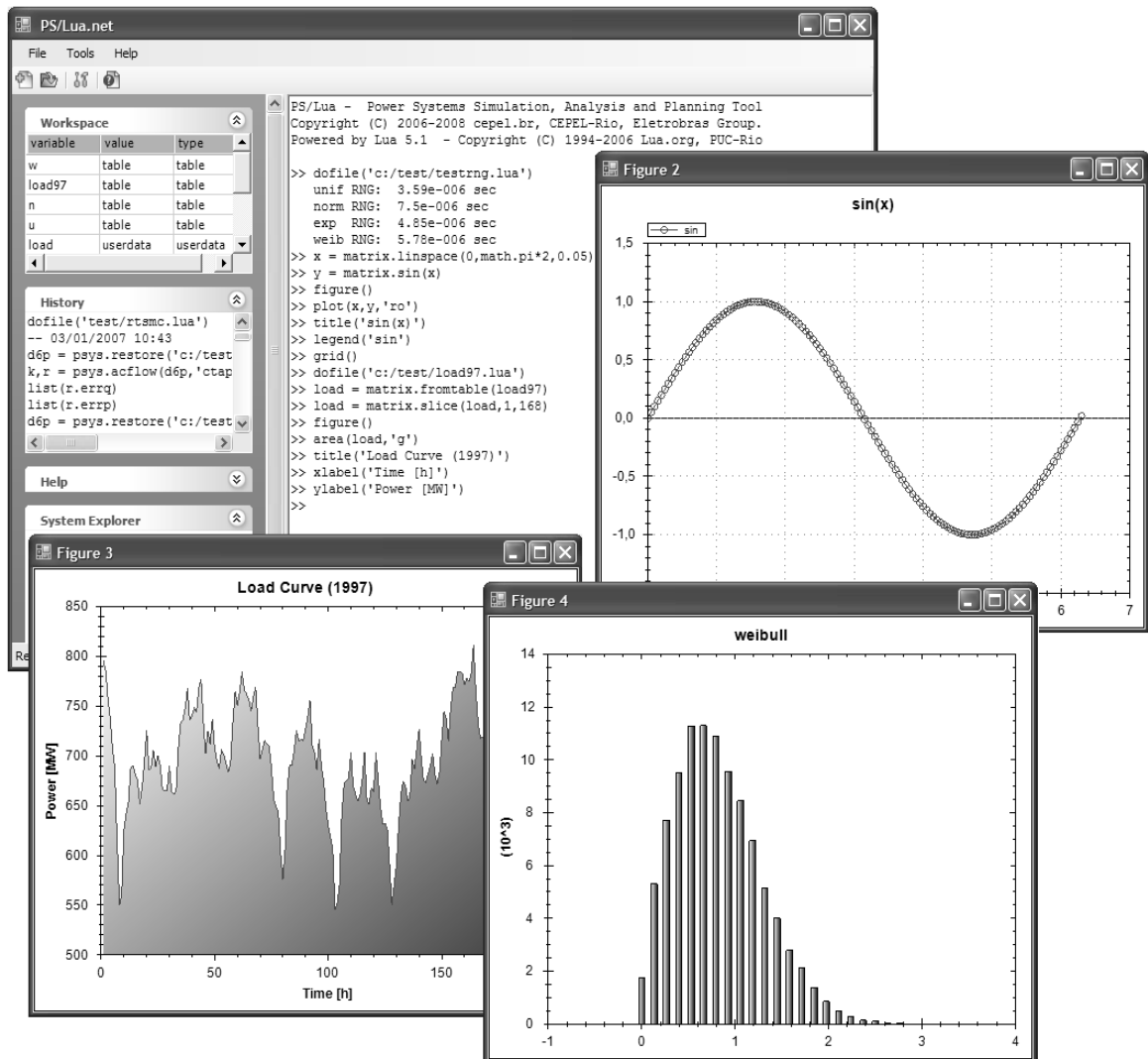


Figura 4.2: Interface Gráfica do Programa PS/Lua

### 4.3.1 O Programa NH2

O programa NH2 [42] é o programa do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) destinado a avaliações probabilísticas de confiabilidade composta de sistemas elétricos de grande porte. Atualmente, ele é utilizado em um grande número de empresas no Brasil e no exterior. Esse programa é composto de métodos e modelos numéricos que garantem flexibilidade e eficiência em uma grande variedade de análises, incluindo:

- Fluxo de Potência (modelo linear e não-linear)
- Medidas corretivas com minimização do corte de carga pelo método de pontos interiores.
- Análise de contingências

- Cálculo de equivalente de redes
- Priorização de obras de transmissão
- Fluxo de potência probabilístico

Este programa conta com uma linguagem de *script* própria para descrever os dados do sistema e executar diversas análises e funcionalidades específicas. Não é o propósito deste trabalho descrever detalhes dessa linguagem, que podem ser encontrados no Manual do Usuário do programa [42] , mas um exemplo de código é mostrado no fragmento abaixo (os números à esquerda são os números das linhas e não fazem parte do código, mas foram inseridos para facilitar a referência ao mesmo). Outros exemplos são mostrados nos Apêndices.

```

01      ( Abre um arquivo histórico NH2
02      ULOG
03      2
04      C:/Test/rts.nh2
05      ( Reestabelece o segundo caso gravado nesse arquivo
06      ARQV REST
07      2
08      ( Executa um fluxo de potência por Newton
09      EXLF RCVG NEWT
10      ( Verifica as violações
11      RELA RMON
12      ( Executa um fluxo de potência ótimo com FPO
13      EXLF RCVG NEWT FPOT
14      ( Cria uma contingência
15      DCTG
16      TRAN      2      6 1
17      99999
18      ( Executa a contingência anterior com medidas corretivas e encerra
19      EXCT NEWT FPOT
20      FIM

```

Essa linguagem fornece ao usuário as possibilidades de inserir comentários (como na linha 1, por exemplo), adicionar dados a qualquer momento da execução do programa (como exemplificado no trecho entre as linhas 15-17) e executar todas as funcionalidades do programa através de chamada às suas funções (como à função “EXLF”, que executa um fluxo de potência, chamada no exemplo na linha 9).

No entanto, essa linguagem não permite que o usuário realize algumas tarefas comuns em outras linguagens de programação, como declaração de variáveis, criação de estruturas de dados, criação de desvios condicionais (conhecidos como blocos “se-então-se-não”) e laços de execução (conhecidos como blocos “faça-enquanto”). Com isso, para que novos aplicativos e modelos sejam adicionados ao programa, são necessárias modificações no código do programa NH2, escrito, em sua maior parte, em FORTRAN.

### 4.3.2 A Linguagem Lua

Lua [41] é uma linguagem de programação projetada para suportar programação procedural em geral, com facilidades para descrição de dados. Também oferece suporte para programação orientada a objetos, programação funcional e programação dirigida a dados. A proposta de Lua é ser uma linguagem de *script* poderosa e leve. Lua é implementada na linguagem C e oferece um conjunto de tipos e funções para possibilitarem a comunicação com qualquer programa ou biblioteca, criando módulos que adicionam funcionalidades. O código fonte da linguagem, bem como binários compilados, diversos módulos adicionais e uma vasta documentação estão disponíveis gratuitamente no *web site* da linguagem.

Fugiria ao escopo deste trabalho descrever detalhadamente a linguagem, mas um exemplo de código escrito nessa linguagem é fornecido no fragmento abaixo (os números à esquerda são os números das linhas e não fazem parte do código, mas foram inseridos para facilitar a referência ao mesmo).

```
01  -- define duas variáveis reais
02  eps = 1e-8
03  inf = 100000.0
04  -- cria uma estrutura de dados
05  CorRGB = {
06      vermelho = 0xff,
07      verde = 0xcc,
08      azul = 120
09  }
10  -- declara uma função
11  function mean(tab)
12      local ans = 0
13      if #tab == 0 then
14          print('Impossivel calcular media: tamanho = 0')
15      end
```

```

16     for i = 1,#tab do
17         ans = ans + tab[i]
18     end
19     return (ans/(#tab))
20 end
21 -- chama a função anterior
22 data = {1,5,-9,8,6,3.14,1.56,-321}
23 m = mean(data)
24 print('A media e: ',m)

```

Como se pode perceber pelo exemplo, a linguagem Lua oferece uma sintaxe bastante simples e intuitiva, bem como possibilita a utilização de diversos conceitos importantes em linguagens de programação.

### 4.3.3 A Biblioteca Desenvolvida

Para facilitar o desenvolvimento deste e de outros trabalhos que utilizam o NH2 para criar novos aplicativos e modelos, foi criada uma biblioteca de vínculo dinâmico contendo o código do NH2 que exporta os principais dados e funcionalidades do NH2 tornando-os disponíveis para a linguagem Lua. Isso foi feito em duas etapas.

Primeiro, o código do NH2 foi compilado como está. Muito pouca modificação foi feita no código FORTRAN do NH2. As modificações realizadas foram, em sua maioria, para redirecionar as mensagens de erro do NH2 em caso de dados faltantes, por exemplo.

A seguir, foram escritas algumas funções em C para fazer a interface entre o NH2 e a linguagem Lua. Isso foi necessário por dois motivos:

- porque a linguagem Lua exige um certo protocolo para carregar os módulos corretamente;
- porque era desejável que, na linguagem Lua, o usuário pudesse acessar os dados do NH2 numa estrutura intuitiva e simples.

Quanto ao primeiro motivo, é útil considerar uma das funções que exporta as funcionalidades do NH2. Isto é exemplificado no fragmento de código abaixo. Essa é a função mais simples que exporta para Lua a função que executa o redespacho de geração do NH2.

```

01  static int nh2_redispatch (lua_State* L){
02      /*lê o número passado pelo usuário*/
03      double d = lua_tonumber(L,1);
04      int iset = 0;
05      /*chama a função do NH2*/
06      RDSSIS(&d,&iset);
07  }

```

Pode ser notado que existe a necessidade de um protocolo especial para que a linguagem Lua possa carregar corretamente essa função. Na linha 1 pode ser notado que a função é declarada global (“static”), retorna um valor inteiro (“int”) e recebe como parâmetro um ponteiro para uma variável do tipo “lua\_State”. Apenas na linha 6 a função do NH2 é realmente chamada com os parâmetros “d”, fornecido pelo usuário e lido na linha 3 e “iset” no valor padrão igual a 0. Como essa, diversas outras funções foram escritas exportando cada uma das principais funcionalidades do NH2 para a linguagem Lua.

Além disso, havia o interesse em que, na linguagem Lua, a estrutura de dados fosse simples e intuitiva. Para tanto, foram escritas algumas outras funções que enviam os dados em ambos os sentidos: de Lua para NH2 e do NH2 para Lua. Essas outras funções mapeiam os dados e funções internos do NH2 numa estrutura topológica do sistema, como ilustra a Figura 4.3.

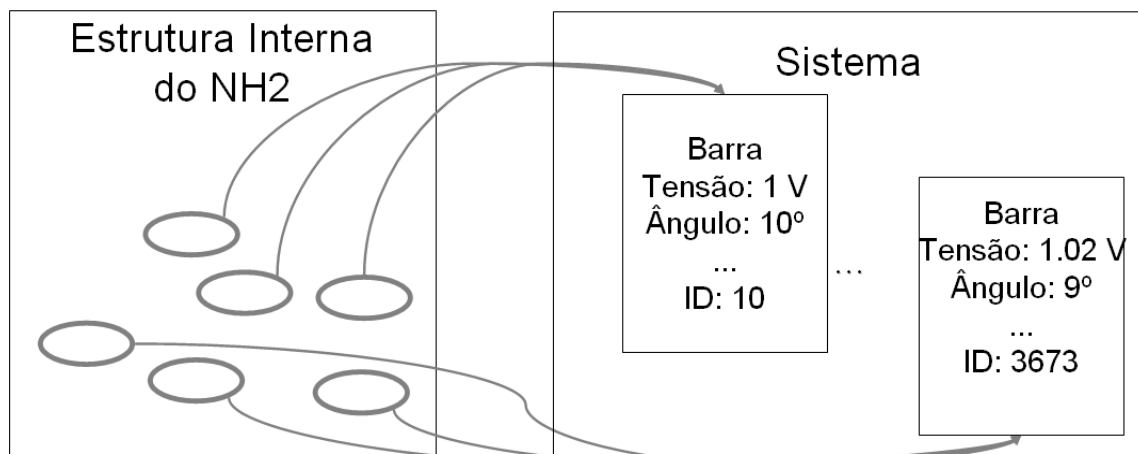
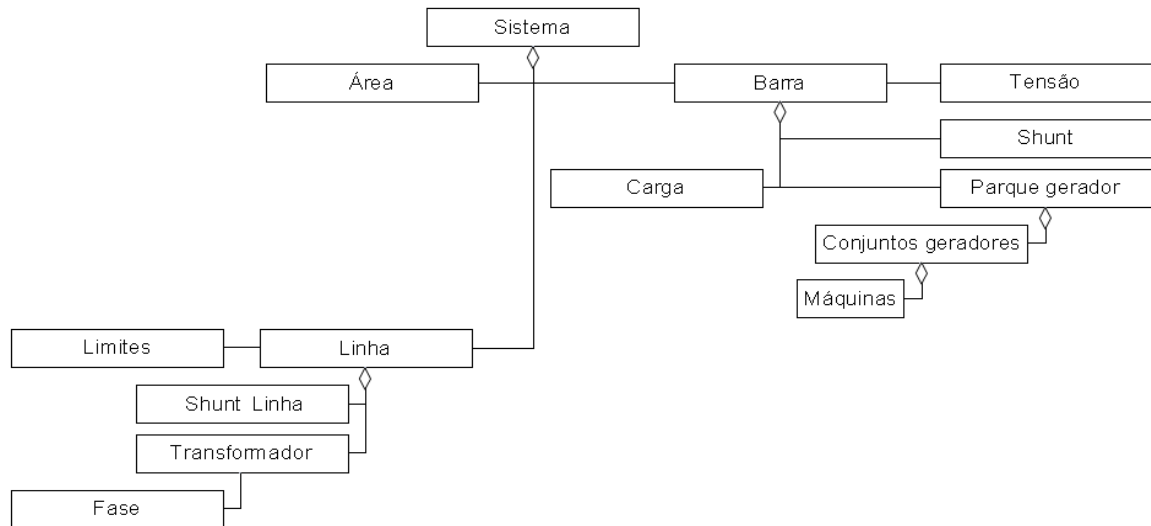


Figura 4.3: Mapeamento da Estrutura Interna do NH2 no Programa PS/Lua

O resultado do mapeamento é uma estrutura contendo os principais dados do sistema. Essa estrutura é mostrada na Figura 4.4.



*Figura 4.4: Estrutura Orientada a Objetos Mapeada pelo Programa PS/Lua*

Não foram utilizados conceitos da orientação a objetos como herança e polimorfismo para construir essa estrutura, até porque ela é função da própria organização interna do NH2. No entanto, o sistema pode ser visto como uma agregação de áreas, barras e linhas. Uma barra, por exemplo, tem associado a si um conjunto de dados de tensão (ângulo, magnitude, limites etc.) e é uma agregação de cargas, elementos *shunt* e parques geradores. Pode ser percebida a influência da estrutura interna do NH2 nessa estrutura. Por exemplo, as “usinas” do NH2 (que nada mais são que agrupamentos de geradores com características semelhantes) são mapeadas em “conjuntos geradores”.

Esse mapeamento é realizado toda vez que alguma função do NH2 é requisitada. O fluxograma simplificado deste processo é mostrado na Figura 4.5.



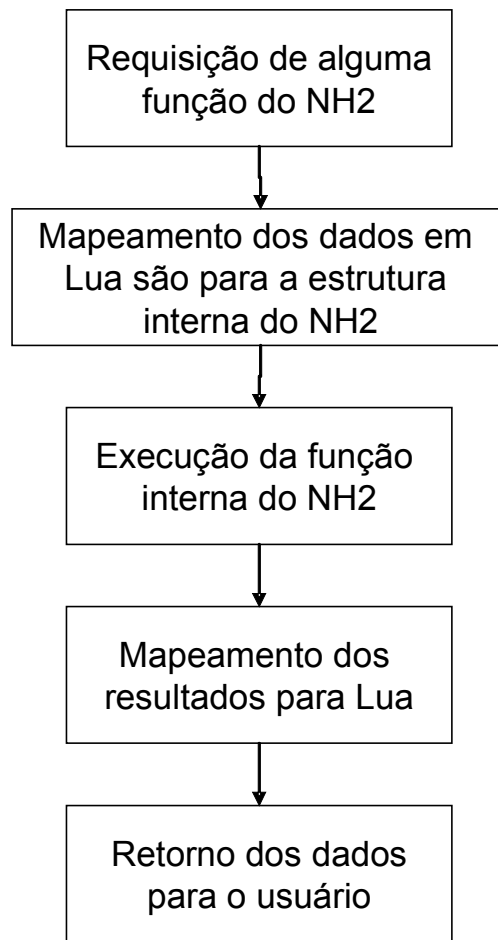


Figura 4.5: Fluxograma do mapeamento Lua-NH2

Dessa forma, o programa PS/Lua mantém os dados e métodos numéricos do NH2 acessíveis através de uma linguagem de *script*, oferecendo um maior grau de liberdade para automatizar tarefas, criar modelos e realizar estudos profundos que, sem esse recurso, só seriam possíveis através de modificações no código fonte do NH2.

#### 4.3.4 Interação Entre os Módulos Desenvolvidos

Através da biblioteca desenvolvida anteriormente, foi possível implementar em Lua os seguintes algoritmos e métodos:

- análise determinística pelo critério N-1;
- simulação Monte Carlo seqüencial;
- simulação Monte Carlo não-seqüencial, com cálculo dos índices de frequência pelo processo de transição de estados “um passo a frente”;
- simulação Monte Carlo não-seqüencial, com cálculo dos índices de frequên-

cia pelo método da probabilidade condicional.

Contudo, como a biblioteca exporta as funcionalidades do NH2, não foi necessário escrever algoritmos para solução do fluxo de potência ou fluxo de potência ótimo, por exemplo. Foram utilizadas as mesmas implementações do NH2. Apenas foram escritas diversas funções que executam partes dos diversos algoritmos e que podem ser combinadas pelo usuário para montar qualquer algoritmo.

Um exemplo de parte do código do módulo desenvolvido é mostrado no fragmento abaixo, onde pode ser percebida a flexibilidade ganha com a linguagem de *script* Lua. Este fragmento abre um caso gravado pelo NH2, percorre todas as linhas do sistema e provoca uma contingência em cada uma delas, contando o número de vezes em que houve corte de carga.

```
01  -- reestabelece um caso gravado num arquivo em formato NH2
02  rts = psys.restore('c:/test/rts.nh2',2)
03
04  -- percorre todas as linhas...
05  for i = 1,rts.nlin do
06      state = rts.line[i].state -- guarda o estado original da linha i
07      rts.line[i].state = false -- provoca uma contingência na linha i
08
09      k, r = psys.solve(rts)    -- resolve a contingência pelo NH2
10
11      -- acumula indices se convergiu
12      if (k == true) then
13          -- se houve corte de carga...
14          if (r.shed.total > 0.0) then
15              nls = nls + 1      -- acumula o número de cortes de carga
16          end
17      end
18
19      rts.line[i].state = state -- retorna ao estado original
20  end
```

Dessa maneira, foi possível reescrever a simulação não-seqüencial do NH2 em Lua, utilizando a função de solução de contingências do NH2 (função “psys.solve”, disponível através da biblioteca e mostrada no exemplo anterior). Além disso, foi possível implementar todos os outros métodos mencionados neste trabalho.

Para facilitar o entendimento, a Figura 4.6, mostra o fluxograma da simulação não-sequencial probabilística com cálculo dos índices de frequência pelo método da probabilidade condicional que está implementado no NH2 da forma como foi reimplementado em Lua. Deve ser notado que apenas os blocos 1 e 5 chamam funções do NH2. Os blocos 2, 4 e 6 foram escritos em C e todos os demais foram completamente escritos em Lua.

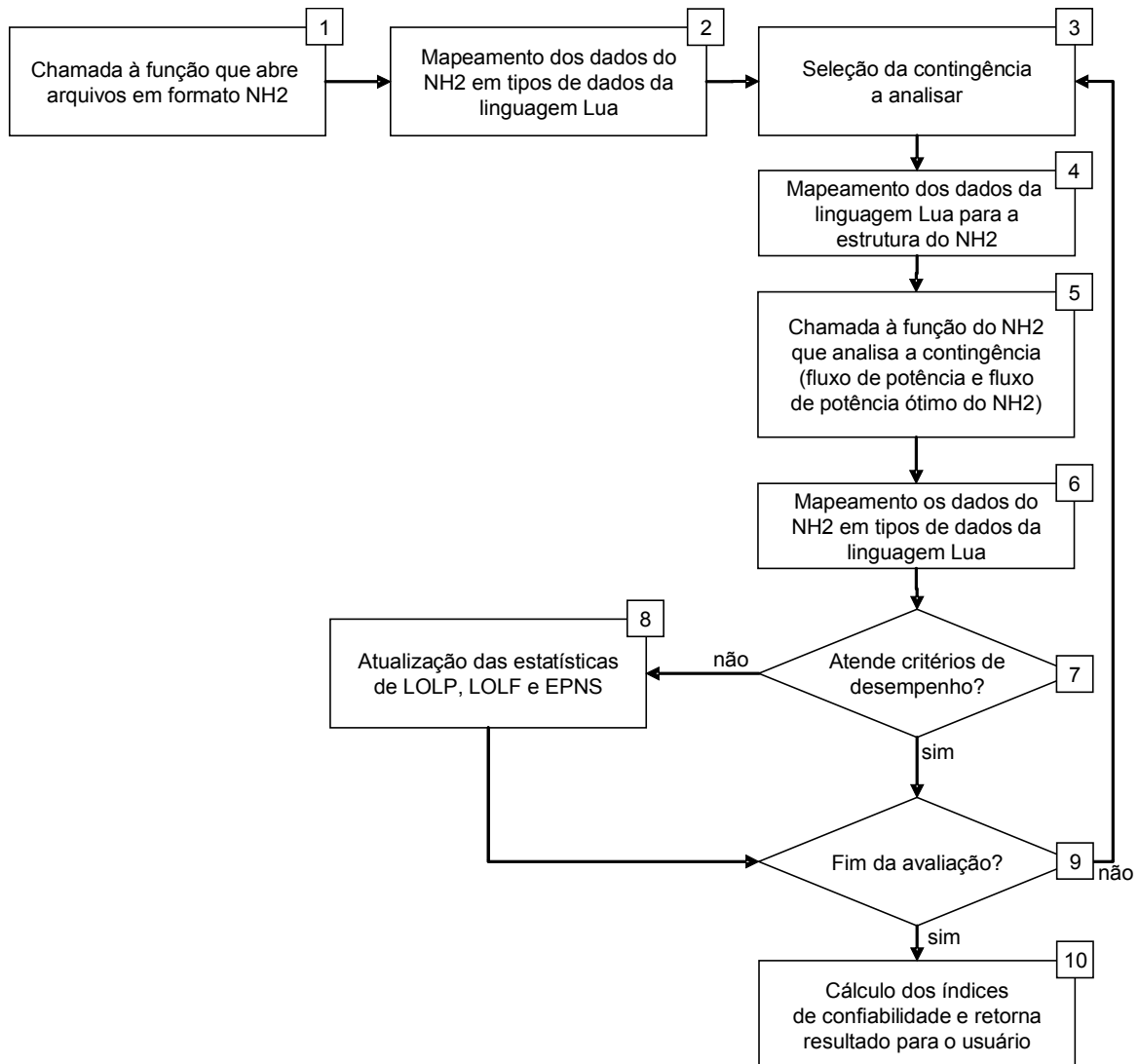


Figura 4.6: Fluxograma da Simulação Não-Sequencial Probabilística

Com a inclusão da análise de bem-estar, este fluxograma é modificado, como mostra a Figura 4.7. Nessa figura, apenas os blocos 1 e 5 chamam diretamente funções do NH2. O bloco 9 representa uma outra função escrita em Lua que também utiliza uma chamada a função do NH2 (a mesma do bloco 5). Os blocos 2, 4 e 6 foram escritos em C e todos os demais escritos inteiramente em Lua.

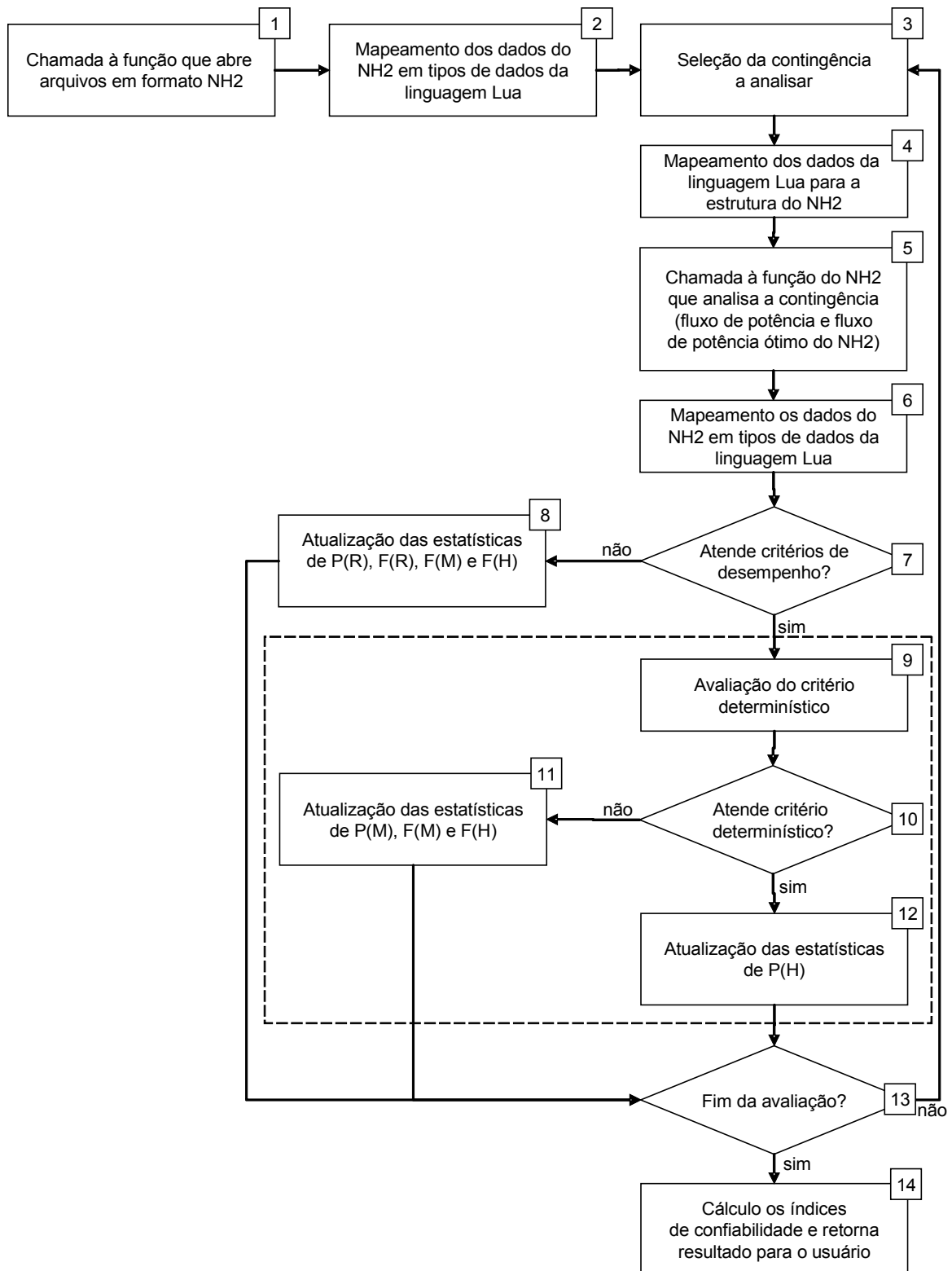


Figura 4.7: Fluxograma da Simulação Não-Sequencial sob Enfoque do Bem-estar

Pode ser percebida a flexibilidade conseguida com a linguagem de *script*. O algoritmo de simulação Monte Carlo não-seqüencial do NH2 não apenas foi reimplementado em Lua, mas também foi estendido para incluir a análise de bem-estar. Tudo isso sem perder a

precisão e eficiência da implementação da análise de contingência do NH2.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Introdução

As metodologias discutidas nos capítulos anteriores foram aplicadas a três sistemas: o sistema IEEE-RTS [27], o sistema IEEE-MRTS com e sem curva de carga. Os casos testados e os resultados obtidos são descritos a seguir.

### 5.2 Descrição dos Sistemas Compostos Analisados

Para validar o método proposto neste trabalho e para compará-lo com os demais métodos mencionados, foram realizadas diversas análises. Em todos os casos foi utilizado um modelo de fluxo de potência por Newton-Raphson e de medidas corretivas por Pontos Interiores, conforme implementados no NH2 e brevemente descritos na Seção 2.3. Os seguintes casos foram analisados:

- Caso 1: o sistema teste IEEE-RTS, conforme os dados apresentados em [27] e adaptados para a execução de um fluxo de potência por Newton, uma vez que o artigo contém apenas dados suficientes para uma modelagem DC de fluxo de potência. Os dados utilizados são mostrados no Apêndice A.
- Casos 2 e 3: o sistema IEEE-MRTS, idêntico ao sistema anterior, mas com a carga e a geração ativa e reativa dobradas em todas as barras. A análise desse sistema foi feita considerando a carga constante (caso 2) e também a curva de carga referente a 52 repetições da semana de pico do IEEE-RTS [27] (caso 3). Os dados utilizados são mostrados no Apêndice B.

A maioria dos casos foi analisada sem representação cronológica da carga. Para esses casos, a carga foi considerada constante e igual ao pico anual. Apenas no caso 3, foi incluída a representação do modelo da carga.

### 5.2.1 Sistema IEEE-RTS

O sistema IEEE-RTS, proposto em [27] é um sistema largamente utilizado para testes de metodologias referentes à confiabilidade. O artigo que o apresenta contém todos os dados de barras, linhas, usinas e carga necessários para uma avaliação de confiabilidade com modelagem da avaliação de desempenho por fluxo de potência linear (modelo DC). Como é proposta do presente trabalho realizar tal análise por um modelo de fluxo de potência de Newton-Raphson (modelo AC), alguns dados do sistema foram adicionados, seguindo o exemplo que consta na distribuição do programa NH2 [42]. Esses dados extras são referentes, principalmente, a taps de transformadores, limites de geração reativa e geração reativa nas barras de geração. A representação probabilística de todos os componentes, tanto de geração como de transmissão, como modelos de Markov a dois estados foi mantida de acordo com o artigo original.

Com isso, as características básicas desse sistema são mostradas na Tabela 5.1. Todos os dados conforme foram analisados são mostrados no Apêndice A. O diagrama unifilar para esse sistema é mostrado na Figura 5.1.

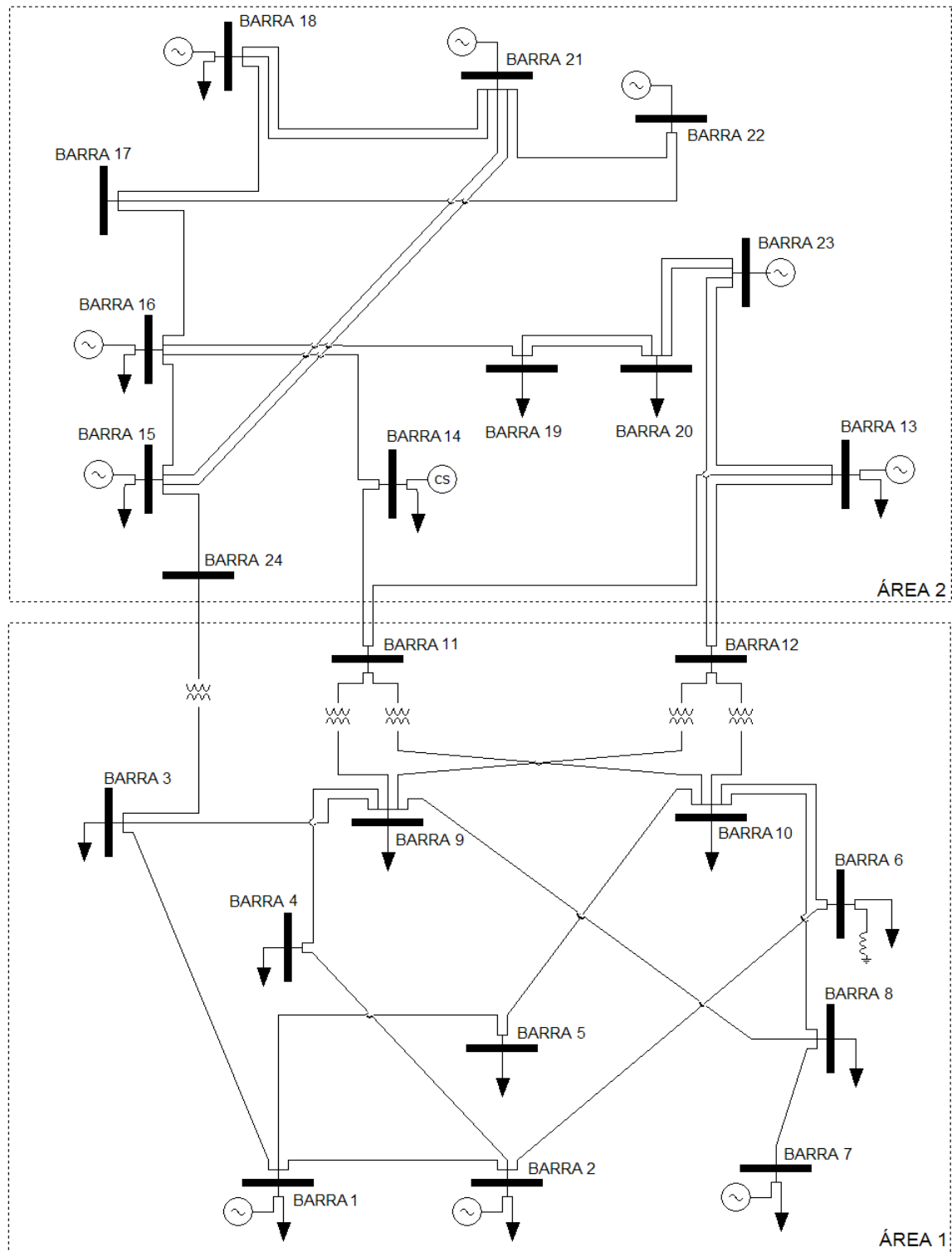


Figura 5.1: Diagrama Unifilar do Sistema IEEE-RTS



<b>Dados</b>	<b>IEEE-RTS</b>
Número de barras	24
Número de linhas de transmissão	33
Número de transformadores	5
Número de grupos geradores	15
Número de geradores	33
Capacidade instalada (MW)	3405
Pico de carga ativa (MW)	2850
Capacidade instalada (MVA <sub>r</sub> )	1776
Carga reativa total (MVA <sub>r</sub> )	580

*Tabela 5.1: Principais Características do Sistema IEEE-RTS*

### 5.2.2 Sistema IEEE-MRTS

O sistema IEEE-MRTS é idêntico ao sistema IEEE-RTS, exceto que a capacidade da geração e a carga de todas as barras são dobradas, estressando a rede de transmissão [4]. Os demais dados são mantidos. Assim, para esse sistema, a capacidade de geração ativa instalada é de 6810 MW, o pico de carga ativa é de 5700 MW, a capacidade de geração reativa é de 3552 MVA<sub>r</sub> e a carga reativa total é de 1160 MVA<sub>r</sub>.

Para esse sistema, dois tipos diferentes de análises foram considerados:

- Sem curva de carga, isto é, carga em todas as barras igual ao pico anual de carga
- Com a curva de carga da semana de pico, isto é, carga em todas as barras com variação anual igual a 52 repetições da semana de pico de carga (semana 51 dos dados de [27])

Uma semana da curva de carga utilizada nessas análises é mostrada na Figura 5.2.

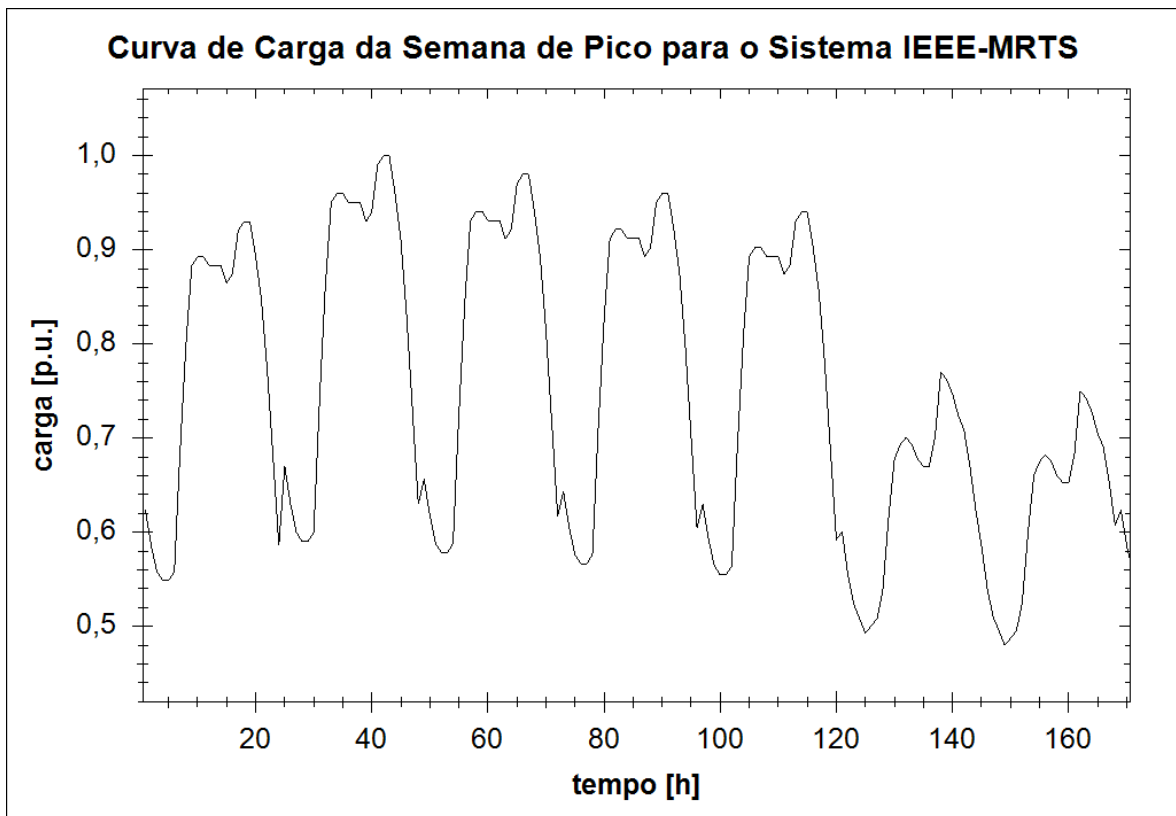


Figura 5.2: Curva de Carga da Semana de Pico para o Sistema IEEE-MRTS

### 5.3 Resultados para o Caso 1: Sistema IEEE-RTS

O primeiro caso estudado diz respeito ao sistema IEEE-RTS, descrito na seção anterior. Para esse sistema, primeiro foi realizada uma análise puramente determinística, seguida de uma avaliação de confiabilidade probabilística por simulação Monte Carlo não-seqüencial para, enfim, chegar à avaliação de confiabilidade sob enfoque do bem-estar. Esses passos foram seguidos neste caso a fim de demonstrar o ganho de informação conseguido com o enfoque do bem-estar e comparar essa metodologia com as anteriores.

#### 5.3.1 Análise Determinística

Numa análise puramente determinística, o sistema IEEE-RTS foi submetido a todas as possíveis contingências simples a fim de determinar sua aderência ao critério N-1. Os resultados obtidos são mostrados na Tabela 5.2.

<b>Análise Determinística</b>	<b>IEEE-RTS</b>
Número de casos propostos	53 = 33 linhas + 5 transformadores + 15 grupos geradores
Número de casos com corte de carga	0
Número de casos não resolvidos	1
Aderência ( $A_{N-1}$ )	98.11 %
Tempo de Simulação	0.219 seg.

*Tabela 5.2: Resultados da Análise Determinística para o Caso 1*

Através dessa análise pode ser notado que esse sistema é 98.11 % N-1 confiável e que não ocorre corte de carga para qualquer contingência simples proposta. O valor da aderência não é 100%, contudo, porque em um dos casos o algoritmo utilizado para as medidas corretivas não converge. Isso ocorre para a contingência da linha 6-10, durante a qual existe um grave problema de violação de limites de tensão e geração de potência reativa. Esse problema é ocasionado pelo reator presente na barra 6 que força uma tensão baixa demais. O desligamento do reator torna possível a convergência, mas causa corte de carga. Essa técnica não foi utilizada nos demais estudos com esse sistema e, por isso, seu resultado não é mostrado na tabela. Numa análise por fluxo de potência DC esse problema simplesmente não seria percebido.

Esse tipo de análise tem a vantagem de fornecer um resultado que pode ser interpretado facilmente. Além disso, o tempo de simulação é muito pequeno. No entanto, como já foi mencionado, essa análise não leva em consideração o comportamento estocástico do sistema. Para tanto, uma avaliação probabilística deve ser realizada.

### **5.3.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística**

Este mesmo caso foi também submetido a uma avaliação de confiabilidade probabilística. Essa avaliação foi feita utilizando quatro métodos:

- Simulação Monte Carlo Sequencial, como implementada no programa

PS/Lua;

- Simulação Monte Carlo Não-Sequencial com cálculo dos índices de frequência e duração pelo método “um passo a frente”, como implementado no programa PS/Lua;

- Simulação Monte Carlo Não-Sequencial com cálculo dos índices de frequência e duração pelo método da probabilidade condicional, como implementado no programa PS/Lua;

- Simulação Monte Carlo Não-Sequencial com cálculo dos índices de frequência e duração pelo método da probabilidade condicional, como implementado no programa NH2;

A execução do programa NH2 foi realizada para atestar a validade da implementação dos demais cálculos no programa PS/Lua. Os resultados são mostrados na Tabela 5.3, a seguir, onde os números entre parênteses representam as incertezas obtidas em por cento. São mostrados apenas os índices de probabilidade e frequência, para serem comparados com a análise do bem-estar que só produz esses índices.

<b>Índice</b>	<b>Simulação Sequencial</b>	<b>Simulação Não-Sequencial por “um passo a frente”</b>	<b>Simulação Não-Sequencial por probabilidade condicional</b>	<b>NH2</b>
LOLP [%]	10.45 (4.95)	10.86 (2.72)	10.96 (3.13)	11.22 (3.60)
LOLF [oc/ano]	22.4872 (3.31)	23.2871 (4.99)	24.5275 (4.99)	25.3473 (5.57)
LOLD [h/oc.]	40.7151	40.0050	39.1486	38.7836 (4.23)
Casos solucionados	18954 (39 anos)	11312	8311	6104
Tempo de Simulação	1 min 2.938 seg.	39.531 seg.	24.109 seg.	33.03 seg.

*Tabela 5.3: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 1*

Deve ser observado que nesta tabela, bem como nas seguintes, o coeficiente de variação da LOLF calculado pelo NH2 não está abaixo de 5%. Isso se deve ao fato de a conver-

gência do NH2 ser controlada pela EPNS e pela LOLP, o que não foi modificado uma vez que o objetivo deste trabalho não é modificar o código do NH2, mas apenas comparar resultados. Além disso, nas simulações implementadas em PS/Lua o coeficiente de variação da LOLD não é calculado (este índice é estimado apenas ao fim do processo), por isso esse valor não aparece nas tabelas.

Pode ser notado que esse sistema permanece cerca de 11% do tempo em um estado de risco, isto é, com corte de carga. Em média, esse sistema entra numa situação de corte de carga em torno de 23 dias por ano. Em cada uma dessas vezes, o sistema permanece com corte de carga em média por aproximadamente 1 dia e 16 horas (40 horas).

A partir dessa análise, pode ser percebido que os resultados obtidos com a implementação em PS/Lua estão em acordo com aqueles obtidos com o NH2, validando a implementação. Considerando as incertezas nos índices, a LOLP calculada pelo NH2 poderia assumir valores até de  $11.22 - 11.22 \cdot 0.036 = 10.8161$ , o que é bem perto dos valores obtidos com os outros métodos. A LOLF e a LOLD poderiam variar desde  $25.3473 - 25.3473 \cdot 0.0557 = 23.9354$  e  $38.7836 + 38.7836 \cdot 0.0423 = 40.4241$ , respectivamente. Esses valores também estão bem próximos dos demais valores, considerando a observação já feita na Seção 2.4.2.

Além disso, já pode ser notado que o método de simulação não seqüencial com estimação dos índices de frequência pelo método “um passo a frente” perde muito em termos de desempenho computacional em relação ao método da probabilidade condicional, tendo sido cerca de 64% mais lento.

### **5.3.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar**

Este sistema teste foi também avaliado considerando o enfoque do bem-estar. Foram utilizados os mesmos métodos que na análise anterior, exceto a execução do programa NH2, que não fornece índices de bem-estar. Para esta análise, é necessário um critério determinístico. Para tanto, foi utilizada uma lista das contingências mais críticas desse sistema, ordenada para otimizar o cálculo dos índices, conforme relatada em [16] e transcrita na Tabela 5.4.

<b>Lista de Contingências Utilizada</b>
Circuito 14-16
Circuito 13-11
Circuito 10-11
Circuito 10-12
Circuito 9-12
Circuito 23-12
Circuito 14-11
Circuito 9-11
Circuito 13-12
Usinas de 1 a 14

*Tabela 5.4: Lista de Contingências Utilizada para o Caso 1*

Os resultados são mostrados na Tabela 5.5. Os números entre parênteses também representam as incertezas associadas às estimativas.

<b>Índice</b>	<b>Simulação Seqüencial</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por “um passo a frente”</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por probabilidade condicional</b>
P(R) [%]	10.4517 (4.95)	10.86347 (2.72)	10.9614 (3.13)
P(M) [%]	39.6140 (1.77)	40.8151 (1.13)	40.9818 (1.32)
P(H) [%]	49.9343 (1.93)	48.5502 (0.97)	48.0568 (1.14)
F(R) [oc/ano]	22.4872 (3.31)	23.2871 (4.99)	24.5275 (5.00)
F(M) [oc/ano]	76.3333 (1.19)	79.8915 (2.36)	79.0737 (3.70)
F(H) [oc/ano]	53.9744 (1.94)	55.1659 (2.90)	54.5463 (3.77)
Casos solucionados	18954 (39 anos)	11312	8311
Tempo de Simulação	46 min 9.953 seg.	30 min 28.953 seg.	13 min 23.672 seg.

*Tabela 5.5: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para Caso 1*

Os resultados de P(R) e F(R) são exatamente os mesmos da tabela anterior. Contudo, essa tabela mostra o ganho de informação que se consegue com o enfoque do bem-estar. Pode ser visto que, apesar de esse sistema permanecer em estado de corte de carga por apenas cerca de 11% do tempo, o operador permanecerá num estado de alerta por cerca de 40% do ano. O grau de conforto para o operador desse sistema é baixo.

Por esses resultados pode ser notado que o método da estimação dos índices de frequência pela probabilidade condicional produz índices dentro da faixa de incerteza associada aos mesmos. Esses índices tem valor aceitável para todos os índices de frequência (F(R), F(M) e F(H)). O valor mais distante em relação à simulação seqüencial obtido foi o de F(M) que, contudo, está dentro da tolerância, uma vez que  $79.0737 - 79.0737 \cdot 0.037 = 76.1480$ .

Por outro lado, também pode ser visto que a utilização do método da probabilidade condicional apresenta um desempenho computacional muito melhor que os outros. O tem-

po computacional gasto pela metodologia “um passo a frente” foi cerca de 128 % maior. Essa diferença tão grande pode ser explicada por uma peculiaridade desse sistema: a probabilidade de residência no estado marginal muito alta. Como foi visto na Tabela 4.1, o número de análises adicionais da metodologia “um passo a frente” é função do número de estados marginais e de risco. Como mais da metade dos estados desse sistema, nesse caso, pertenceu a um desses conjuntos, a aplicação dessa metodologia foi bastante custosa, com desempenho computacional quase comparável à própria simulação seqüencial.

#### **5.3.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso**

A metodologia proposta está baseada em duas hipóteses:

- Coerência do sistema
- Taxa de transição entre os estados de risco e saudável bastante pequena

Para atestar a aplicabilidade dessa metodologia, ambas as hipóteses foram avaliadas dentro da simulação seqüencial já mostrada na seção anterior. Para avaliar a primeira hipótese, foram contadas todas as transições incoerentes que ocorreram na simulação seqüencial, da seguinte forma:

- se a quantidade de componentes em contingência aumentava, eram contadas todas as transições para estados “superiores”, isto é, mais próximos do estado saudável, de acordo com a ordem da Figura 3.2;
- se diminuía, eram contadas todas as transições para estados “inferiores”, isto é, mais próximos do estado de risco, de acordo com a ordem da Figura 3.2.

Esses resultados são mostrados na Tabela 5.6, onde os números entre parênteses representam a porcentagem do número de transições incoerentes em relação ao número total de transições.



<b>Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia Obtida com a Simulação Seqüencial</b>		
Número de casos simulados		18954
Número total de transições		5959
Transições Incoerentes com mais Contingências	$R \Rightarrow M$	0 (0 %)
	$R \Rightarrow H$	2 (0.034 %)
	$M \Rightarrow H$	5 (0.084 %)
Transições Incoerentes com menos Contingências	$H \Rightarrow M$	1 (0.016 %)
	$H \Rightarrow R$	0 (0 %)
	$M \Rightarrow R$	5 (0.084 %)

*Tabela 5.6: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 1*

Pelos resultados apresentados na Tabela 5.6, pode ser percebido que a soma de todas as transições incoerentes representa 0.22% das transições o que, considerando a incerteza na estimativa dos índices de frequência, é um valor desprezível.

Para avaliar a segunda hipótese, foi calculado o termo  $\delta$ , representativo das taxas de transição entre estados saudável e de risco, conforme a Equação 4.7. O valor encontrado foi de **0.1282** ocorrências por ano, que é também muito pequeno, representando apenas 0.17% do valor do índice F(M) calculado pela simulação seqüencial.

Um terceiro resultado que pode ser utilizado para avaliar a metodologia proposta é comparar os resultados do cálculo dos índices de frequência com o outro tipo de metodologia não-seqüencial que não utiliza as mesmas hipóteses (utiliza o método “um passo a frente”). Foram calculadas as diferenças dos índices de frequência. Os resultados são apresentados na Tabela 5.7, onde os números entre parênteses representam a relação entre a diferença dos índices de frequência em relação aos índices obtidos com o método “um passo a frente”.

<b>Índice</b>	<b>Diferença</b>
F(R)	1.2404 (5.32 %)
F(M)	0.8178 (1.02 %)
F(H)	0.6196 (1.12 %)

*Tabela 5.7: Diferença em relação à simulação “um passo a frente”*

A maior diferença relativa nos índices de frequência em relação à simulação não-sequencial “um passo a frente” foi de 5.32% no índice F(R). Como a incerteza nesse índice é de 5% tanto para um lado como para outro, pode ser concluído que os resultados dos índices de frequência são estatisticamente iguais.

Isso fornece duas conclusões:

- o critério determinístico foi apropriadamente escolhido: como comentado na Seção 4.2.1.c, se o valor de  $\delta$  fosse grande, haveria um grande número de transições entre os estados de risco e saudável, nos quais o operador não é alertado.
- o fato de desprezar esse valor não teve grande impacto no cálculo dos índices de frequência, considerada a incerteza na estimativa dos mesmos.

Assim, pode ser concluído que ambas as hipóteses são válidas para este caso e a metodologia proposta é adequada.

## **5.4 Resultados para o Caso 2: Sistema IEEE-MRTS**

O segundo caso analisado foi o sistema IEEE-MRTS. Esse sistema é idêntico ao anterior, mas, nele, a geração e a carga em todas as barras foi dobrada, visando a estressar a rede de transmissão. Neste caso, foram seguidos os mesmos passos que no caso anterior.

### **5.4.1 Análise Determinística**

A análise determinística desse caso fornece os resultados mostrados na Tabela 5.8.

<b>Análise Determinística</b>	<b>IEEE-MRTS</b>
Número de casos propostos	53 = 33 linhas + 5 transformadores + 15 grupos geradores
Número de casos com corte de carga	2
Número de casos não resolvidos	0
Aderência ( $A_{N-1}$ )	96.23 %
Tempo de Simulação	0.39 seg.

*Tabela 5.8: Resultados da Análise Determinística para o Caso 2*

Para este caso, o algoritmo de medidas corretivas converge para todas as contingências. Contudo, duas contingências já levaram o caso a um corte de carga. Isso ocorre para contingências nas duas linhas ligadas à barra 6. Isso é devido ao reator instalado nesta barra. No entanto, o problema neste caso, diferentemente do caso 1, não é apenas um problema de tensão, mas uma violação de fluxo. Por isso, a retirada do reator não resolve o problema de corte de carga. Embora sem o reator o corte devido à contingência no circuito 2-6 seja resolvido, surge um novo corte no circuito 7-8, devido a uma sobrecarga no mesmo.

Por isso, esse sistema tem uma aderência ao critério N-1 de 96.23%, já que há dois casos com corte de carga. Muitos sistemas práticos não aderem ao critério N-1 e isso não impede a aplicação do enfoque do bem-estar. As únicas observações necessárias são as seguintes:

- as contingências que o caso base não tolera devem ser retiradas da lista de contingências.
- o critério determinístico não é “suportar a perda de qualquer elemento”, mas “manter o mesmo grau de conforto do caso base”. Neste caso, poderia ser dito que o estado saudável representa, na verdade, um estado com o mesmo grau de conforto do caso base.

#### 5.4.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística

Submetendo esse sistema a uma avaliação de confiabilidade probabilística, são encontrados os resultados mostrados na Tabela 5.9.

Índice	Simulação Seqüencial	Simulação Não-Seqüencial por “um passo a frente”	Simulação Não-Seqüencial por probabilidade condicional	NH2
LOLP [%]	11.9484 (4.97)	12.4442 (2.61)	12.4878 (3.12)	12.624 (3.66)
LOLF [oc/ano]	27.3030 (2.95)	27.6307 (5.00)	30.5508 (5.00)	30.3535
LOLD [h/oc.]	38.3338	39.4550	35.8109	36.4317
Casos solucionados	16125 (33 anos)	10302	7191	5157
Tempo de Simulação	2 min 28.24 seg.	1 min 45.36 seg.	58.66 seg.	2 min 21.19 seg.

Tabela 5.9: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 2

Esses resultados mostram que a mudança na configuração carga-geração nesse sistema não afetam grandemente os índices. Tradicionalmente, muitos trabalhos têm feito análises utilizando um modelo linearizado do fluxo de potência e têm mostrado que o sistema IEEE-RTS é dominado por problemas de geração [17]. No entanto, quando é realizado um estudo pelo modelo de Newton-Raphson para o fluxo de potência, pode ser notado que o principal modo de falha desse sistema está relacionado com a geração de potência reativa. Por isso, a alteração da condição carga-geração visando estressar o sistema de transmissão (excitando o modo de falha relacionado aos fluxos nas linhas) não causou grande impacto nos índices de confiabilidade tradicional.

Também pode ser percebido através desses resultados que a aplicação da metodologia da probabilidade condicional forneceu índices razoáveis de frequência e duração. Considerando a incerteza no valor da LOLF é obtido:  $30.5508 - 30.5508 \cdot 0.05 = 29.0233$ , enquanto que o mesmo valor para a simulação seqüencial seria de até

$27.3030 + 27.3030 \cdot 0.0295 = 28.1084$  . Esses valores são bastante próximos, principalmente tendo em vista que esse valor de incerteza não reflete uma tolerância, mas um indicativo da possível dispersão no cálculo, como detalhado na Seção 2.4.2. Dessa forma, supondo que a estimativa do índice LOLF seguisse uma distribuição normal, pela simulação seqüencial seria possível afirmar com 99.74% de certeza que esse valor estaria entre  $27.3030 - 27.3030 \cdot 0.0295 \cdot 3 = 24.8867$  e,  $27.3030 + 27.3030 \cdot 0.0295 \cdot 3 = 29.7193$  , englobando, assim, o índice calculado [30]. A mesma observação é válida para o índice LOLD.

Por outro lado, pode ser notado que a metodologia da probabilidade condicional apresenta um desempenho computacional muito superior que os demais métodos, chegando a ser 44.33% mais rápido que a aplicação do método “um passo a frente” e 60.43% mais rápido que a simulação seqüencial.

#### **5.4.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar**

Este caso também foi avaliado considerando o enfoque do bem-estar. O mesmo procedimento adotado no caso anterior foi utilizado. Como a lista de contingências definida na Tabela 5.4 não contém os circuitos 2-6 e 6-10 (que provocaram corte de carga no caso base), a mesma lista foi utilizada aqui. Os resultados são mostrados na Tabela 5.10.

<b>Índice</b>	<b>Simulação Seqüencial</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por “um passo a frente”</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por probabilidade condicional</b>
P(R) [%]	11.9484 (4.97)	12.4337 (2.61)	12.4878 (3.12)
P(M) [%]	47.0381 (1.33)	48.6737 (1.01)	48.0045 (1.23)
P(H) [%]	41.0135 (2.07)	38.8926 (1.23)	39.5077 (1.46)
F(R) [oc/ano]	27.3030 (2.95)	27.5124 (5.00)	30.5508 (5.00)
F(M) [oc/ano]	88.7879 (1.11)	90.8019 (2.21)	89.1137 (3.87)
F(H) [oc/ano]	62.1515 (1.86)	60.5178 (2.80)	58.5629 (3.86)
Casos solucionados	16125 (33 anos)	10367	7191
Tempo de Simulação	31 min 50.81 seg.	20 min 23.20 seg.	8 min 31.22 seg.

*Tabela 5.10: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para o Caso 2*

A partir desses resultados pode ser observado o ganho de informação obtido com o enfoque do bem-estar. A partir de uma avaliação tradicional, poderia ser pensado que o sistema permanecesse cerca de 88% do tempo (100 - LOLP) num estado confortável. No entanto, com o enfoque do bem-estar, pode ser visto que, na verdade, esse sistema permanece apenas cerca de 40% do tempo com o mesmo grau de conforto do caso base. Além disso, pode ser observado que o operador entrará em estado de alerta aproximadamente 89 vezes durante o ano, o que é um número bastante alto.

Da mesma forma que na avaliação da confiabilidade tradicional, a metodologia da probabilidade condicional neste caso também apresentou resultados aceitáveis. Em especial, a metodologia proposta para o cálculo do índice F(M) forneceu um resultado bastante perto daquele fornecido pela simulação seqüencial. Isso, no entanto, foi devido a uma particularidade desse caso: uma superestimação do índice F(R) foi compensada por uma subestimação proporcional do índice F(H), resultando numa estimação de F(M) bastante pró-

xima da simulação seqüencial.

Novamente, o tempo computacional gasto na análise pela metodologia proposta foi bastante inferior ao tempo gasto com as outras metodologias. Essa diferença foi de cerca de 58.21% do tempo da simulação pelo método “um passo a frente” e 73.25% do tempo da simulação seqüencial.

#### 5.4.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso

Seguindo o mesmo procedimento detalhado para o caso anterior, neste caso também foi avaliada a aplicabilidade da metodologia. Os resultados são mostrados nas Tabela 5.11 e 5.12.

<b>Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia Obtida com a Simulação Seqüencial</b>		
Número de casos simulados		16125
Número total de transições		5882
Transições Incoerentes com mais Contingências	$R \Rightarrow M$	0 (0.0000 %)
	$R \Rightarrow H$	2 (0.0340 %)
	$M \Rightarrow H$	6 (0.1020 %)
Transições Incoerentes com menos Contingências	$H \Rightarrow M$	0 (0.0000 %)
	$H \Rightarrow R$	0 (0.0000 %)
	$M \Rightarrow R$	0 (0.0000 %)
$\delta$ [oc/ano]		0.6667

Tabela 5.11: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 2

<b>Índice</b>	<b>Diferença</b>
F(R)	3.0384 (11.04 %)
F(M)	1.6882 (1.86 %)
F(H)	1.9549 (3.23 %)

*Tabela 5.12: Diferença em relação à simulação “um passo a frente”*

Pode ser notado que, neste caso, houve um número menor de transições incoerentes que no caso anterior. Apenas 0.134 % das transições foram incoerentes. Isso mostra que a hipótese de coerência é válida também para este caso. Apesar disso, o valor do termo  $\delta$  neste caso foi superior ao do caso anterior, mostrando que, talvez, a lista de contingências pudesse ter sido mais bem elaborada. No entanto, mesmo assim, esse valor representa apenas 0.75% do valor do índice F(M) calculado pela simulação seqüencial, o que ainda é bem menor que a incerteza relativa, atestando que os resultados apresentados pela metodologia proposta são aceitáveis.

Por outro lado, neste caso, a diferença relativa entre os índices de freqüência foi bem maior que no caso anterior. A maior diferença relativa foi de 11.04% no índice F(R). Como a incerteza dos índices é de 5%, não se pode afirmar que os mesmos são estatisticamente equivalentes. No entanto, considerando os comentários feitos na Seção 2.4.2, esses valores podem ser considerados bastante próximos e as hipóteses assumidas podem ser consideradas razoáveis também para este caso.

### **5.5 Resultados para o Caso 3: Representação da Carga no Sistema IEEE-MRTS**

O próximo caso a ser analisado é o mesmo caso do IEEE-MRTS, mas considerando uma representação da carga mais realista. Para tanto, foi formada uma curva de carga para esse sistema com 52 repetições da semana de pico de carga (semana 51 dos dados de [27]). Essa mesma curva foi utilizada sem qualquer modificação nos métodos de simulação seqüencial e “um passo a frente”. Contudo, para a aplicação da metodologia da probabilidade condicional foi feito um agrupamento dos estados semelhantes da carga, totalizando 4788 estados de carga. Para realizar esse agrupamento, foi utilizada a metodologia detalhada em [28].



Com isso, foram seguidos os mesmos passos que no caso anterior, exceto que não foi utilizado o NH2 para simulações, uma vez que a implementação do método foi consolidada nos casos anteriores. A lista de contingências utilizada foi também a mesma.

### 5.5.1 Análise Determinística

Para a análise determinística considerando a curva de carga, como esta consistia de 52 repetições da curva da semana de pico, apenas os primeiros 168 pontos (primeira semana) foram considerados. Com isso, para cada ponto da curva de carga, foi realizada a análise determinística detalhada para os casos anteriores. A Tabela 5.13 mostra a média dos valores obtidos com essa abordagem.

<b>Análise Determinística</b>	<b>IEEE-MRTS com representação completa da carga</b>
Número de casos propostos	8904 = 168 x (33 linhas + 5 transformadores + 15 grupos geradores)
Número de casos com corte de carga	154
Número de casos não resolvidos	0
Aderência ( $A_{N-1}$ )	98.27 %
Tempo de Simulação	31.067 seg.

*Tabela 5.13: Resultados da Análise Determinística para o Caso 3*

Para este caso, o algoritmo de medidas corretivas converge para todas as contingências, contudo o sistema já apresenta corte de carga em diversas contingências. Por isso, a aderência desse sistema ao critério N-1 é de 98.27 %. Esse valor é ligeiramente superior à aderência do caso anterior. Isso pode ser explicado pelo fato de a condição carga-geração para este caso ser melhor que no caso anterior, quando foi considerada carga constante e igual ao pico anual. Com isso, para a análise sob enfoque do bem-estar, o critério determinístico utilizado será “manter um grau de conforto de 98.27 %, como o caso base”.

### 5.5.2 Avaliação de Confiabilidade Probabilística

Para a avaliação da confiabilidade tradicional, neste caso, não foi executado o programa NH2, visto que os resultados dos casos anteriores atestam a validade da implementação do programa utilizado neste trabalho. Os resultados são mostrados na Tabela 5.14.

<b>Índice</b>	<b>Simulação Seqüencial</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por “um passo a frente”</b>	<b>Simulação Não-Seqüencial por probabilidade condicional</b>
LOLP [%]	1.9204 (4.99)	1.9948 (2.06)	2.0010 (2.97)
LOLF [oc/ano]	30.4083 (3.82)	32.7804 (4.99)	32.9651 (4.99)
LOLD [h/oc.]	5.5323	5.3307	5.3174
Casos solucionados	1080945 (120 anos)	115652	55472
Tempo de Simulação	2 h 42 min 52.79 seg.	23 min 17.36 seg.	10 min 31.81 seg.

*Tabela 5.14: Resultados da Avaliação de Confiabilidade Probabilística para o Caso 3*

Com a representação da carga, a permanência desse sistema no estado de risco, isto é, com corte de carga diminui drasticamente. Considerando a variação da carga, esse sistema permanece por apenas 2% do tempo no estado de risco. Isso porque, embora ele entre nesse estado quase tanto quanto o caso anterior, cerca de 30 vezes por ano, a duração de cada uma dessas vezes é bem menor, cerca de 5 horas.

Pode ser notado que, mesmo com a representação da carga, a metodologia da probabilidade condicional apresentou resultados bastante próximos daqueles apresentados pelas outras metodologias e com um tempo computacional bastante reduzido em relação a elas. A diferença foi de 56.18% do tempo do método “um passo a frente” e 93.53% do tempo da simulação seqüencial. Isso é equivalente a dizer que a metodologia proposta foi mais de 2 vezes mais rápida que o método “um passo a frente” e mais de 15 vezes mais rápida que a simulação seqüencial.

### 5.5.3 Avaliação de Confiabilidade sob Enfoque do Bem-Estar

Utilizando o enfoque do bem-estar, esse caso foi submetido a uma nova análise, cujos resultados são mostrados na Tabela 5.15.

Índice	Simulação Seqüencial	Simulação Não-Seqüencial por “um passo a frente”	Simulação Não-Seqüencial por probabilidade condicional
P(R) [%]	1.9204 (4.99)	1.9859 (2.09)	2.0010 (2.97)
P(M) [%]	11.9814 (1.85)	11.8226 (0.81)	11.7879 (1.16)
P(H) [%]	86.0982 (0.32)	86.1915 (0.12)	86.2111 (0.17)
F(R) [oc/ano]	30.4083 (3.82)	33.4333 (5.00)	32.9651 (4.99)
F(M) [oc/ano]	192.3833 (1.59)	201.5500 (2.01)	198.3232 (2.51)
F(H) [oc/ano]	163.4500 (1.34)	171.8230 (2.18)	165.3581 (2.48)
Casos solucionados	1080945 (120 anos)	112894	55472
Tempo de Simulação	15 h 39 min 21.31 seg.	8 h 36 min 26.34 seg.	3 h 57 min 30.16 seg.

Tabela 5.15: Resultados da Avaliação sob Enfoque do Bem-estar para o Caso 3

A partir desses resultados pode ser notado que a inclusão da modelagem da variação da carga impactou grandemente os índices de estado marginal. Esse sistema agora permanece cerca de 86% do tempo com o mesmo grau de conforto do caso base. O operador estará em estado de alerta por aproximadamente 12% do tempo restante, o que pode ser visto como uma operação muito mais confortável que nos casos anteriores. Deve ser notado que o sistema entra no estado saudável cerca de 170 vezes, que é quase metade dos dias do ano. Poderia ser calculada a duração média do estado saudável como  $D(H) = \frac{8760 \cdot P(H)}{F(H)} = 46.14 h$ . Ou seja, o sistema permanece em estado saudável por quase dois dias em média antes de transitar para o estado marginal, o que ocorre cerca de 200 vezes durante o ano.

A metodologia proposta apresentou resultados bastante semelhantes aos da simulação seqüencial. A maior diferença ficou por conta do índice F(M). Essa diferença vale 5.94 oc/ano e representa cerca de 3.09 % do índice calculado pela simulação seqüencial. Considerando as incertezas em ambos os índices, esse resultado pode ser visto como aceitável. O índice com a menor incerteza relativa foi P(H) cuja diferença foi de 0.13 % em relação ao índice calculado pela simulação seqüencial, o que também é menor que a incerteza relativa do mesmo. Dessa forma, pode ser percebido que a inclusão da modelagem da variação na carga não afetou grandemente os índices e a metodologia proposta apresentou resultados aceitáveis.

A diferença de tempo computacional entre a metodologia proposta e as demais metodologias foi de 54.01 % em relação ao método “um passo a frente” e 74.72 % em relação à simulação seqüencial. Ou seja, a metodologia proposta foi mais de 2 vezes mais rápida que o método “um passo a frente” e quase quatro vezes mais rápida que a simulação seqüencial.

#### **5.5.4 Avaliação de Aplicabilidade da Metodologia Proposta ao Caso**

A avaliação da aplicabilidade da metodologia proposta também foi realizada para este caso da mesma forma que nos dois anteriores. Os resultados são mostrados nas Tabelas 5.16 e 5.17.

<b>Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia Obtida com a Simulação Seqüencial</b>		
Número de casos simulados		1080945
Número total de transições		46349
Transições Incoerentes com mais Contingências	$R \Rightarrow M$	0 (0.0000 %)
	$R \Rightarrow H$	0 (0.0000 %)
	$M \Rightarrow H$	0 (0.0000 %)
Transições Incoerentes com menos Contingências	$H \Rightarrow M$	0 (0.0000 %)
	$H \Rightarrow R$	0 (0.0000 %)
	$M \Rightarrow R$	0 (0.0000 %)
$\delta$ [oc/ano]		1.4750 (0.77 %)

*Tabela 5.16: Resultados da Avaliação da Aplicabilidade da Metodologia para o Caso 3*

<b>Índice</b>	<b>Diferença</b>
F(R)	0.4682 (1.40 %)
F(M)	3.2268 (1.60 %)
F(H)	6.4649 (3.76 %)

*Tabela 5.17: Diferença em relação à simulação “um passo a frente”*

Com a inclusão da representação da carga, não houve nenhuma transição incoerente entre todas as 46349 transições ocorridas durante a simulação seqüencial. Além disso, o termo  $\delta$  calculado representa apenas 0.77% do índice F(M), o que é bem menor que a incerteza relativa do mesmo. A diferença relativa nos índices de frequência deste caso também caiu bastante. A maior diferença relativa foi de 3.76 % no índice F(H) que, considerando as incertezas nesse índice, faz com que ambos sejam estatisticamente equivalentes.

Dessa forma, conclui-se que a introdução da modelagem da variação da carga não afetou grandemente a metodologia proposta. As hipóteses de coerência e de taxa de transição baixa entre os estados saudável e de risco permaneceram válidas também neste caso.

## **6 CONCLUSÃO**

### **6.1 Sumário**

Uma análise da confiabilidade composta de sistemas de potência envolve a avaliação da habilidade combinada dos sistemas de geração e transmissão em suprir os pontos de carga do sistema de maneira adequada. O objetivo básico do trabalho de pesquisa desta dissertação foi estudar o enfoque do bem-estar para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência compostos e sua aplicação numa estrutura de análise de confiabilidade pelo método da simulação Monte Carlo não-sequencial.

A literatura já publicada sobre a avaliação da confiabilidade de sistemas compostos foi citada no Capítulo 1. Essas publicações mostram que a avaliação da confiabilidade pode ser tanto probabilística como determinística e pode ser realizada tanto no domínio da adequação como no domínio da segurança. Também foram citadas publicações recentes que apresentam o enfoque do bem-estar para a avaliação da confiabilidade que tenta unir as áreas de estudo da confiabilidade. O Capítulo 1 também apresentou o objetivo e escopo desta dissertação.

A base da teoria de confiabilidade foi revista no Capítulo 2. Foi apresentado o diagrama esquemático para uma avaliação de confiabilidade e cada um de seus blocos componentes foi descrito, incluindo o modelo matemático, os métodos de avaliação do desempenho dos sistemas de potência, o cálculo dos índices tradicionais de confiabilidade e os métodos de seleção de contingências. Também foi apresentada neste capítulo a hipótese de coerência assumida neste trabalho.

O Capítulo 3 fez uma introdução ao enfoque do bem-estar para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência compostos. Foi mostrada a estrutura dos estados operativos sob enfoque do bem-estar, foram discutidos alguns critérios determinísticos normalmente utilizados na avaliação da confiabilidade de sistemas compostos e as metodologias existentes para o cálculo das índices de probabilidade e frequência sob enfoque do bem-es-

tar.

No Capítulo 4 foi apresentada a metodologia proposta nesta dissertação para cálculo dos índices de frequência pelo método da probabilidade condicional. Também foi discutida a segunda hipótese dessa metodologia, a saber, a taxa de transição baixa entre os estados saudável e de risco. Este capítulo também apresentou o programa computacional desenvolvido para a aplicação das metodologias discutidas neste trabalho.

O Capítulo 5 apresentou os resultados obtidos. Todos os resultados foram devidamente comentados e analisados. Foi visto que os resultados obtidos foram coerentes com a teoria. A metodologia proposta apresentou resultados aceitáveis e as hipóteses adotadas mostraram-se razoáveis.

As conclusões tiradas e o sumário deste trabalho são apresentados no Capítulo 6, juntamente com a sugestão para trabalhos futuros.

## **6.2 Conclusões**

A avaliação da confiabilidade composta sob enfoque do bem-estar fornece informações adicionais em relação à avaliação tradicional. Além dos índices básicos referentes aos estados de risco, são também calculados novos índices que estimam não apenas a probabilidade e a frequência com que o sistema opera em estado de risco, mas a probabilidade e a frequência com que o sistema se aproxima desse estado. Esse tipo de avaliação fornece ao operador a perspectiva do quanto o sistema permanece no estado de alerta. Contudo, para obter essas informações adicionais, para cada estado analisado devem ser realizadas avaliações de adequação adicionais do sistema, aumentando em muito o tempo computacional gasto. Por isso, a busca por métodos eficientes para estimação dos parâmetros do bem-estar tem sido uma área de pesquisa recentemente.

Este trabalho contribui para essa pesquisa apresentando uma metodologia para cálculo dos índices de frequência baseada no método da probabilidade condicional que não necessita de nenhuma análise adicional além daquelas já gastas para determinar o estado do sistema. Essa metodologia está baseada em duas hipóteses:

- o sistema de potência é coerente



- a taxa de transição entre estados de risco e saudável é pequena

Para estudar as diferentes metodologias existentes para o cálculo dos índices de bem-estar e para atestar a validade dessas suposições e da metodologia proposta foram realizadas análises de diversos casos. A partir dos resultados apresentados, as seguintes conclusões podem ser tiradas:

- ambas as hipóteses foram verificadas para os casos propostos, tanto para o sistema IEEE-RTS, como para o sistema IEEE-MRTS;
- as hipóteses também foram verificadas tanto para uma representação de carga constante e igual ao pico anual como para a representação da variação da carga;
- a metodologia proposta apresentou bons resultados em comparação com as metodologias existentes;
- o desempenho computacional da metodologia proposta foi superior às metodologias existentes em todos os casos teste;
- a metodologia proposta mostrou-se suficientemente flexível para fornecer resultados aceitáveis em tempo hábil para os sistemas teste;
- a inclusão da representação da variação da carga não afetou a metodologia proposta que continuou apresentando bons resultados.

Dessa forma, a avaliação da confiabilidade sob enfoque do bem-estar fornece um ganho de informação em relação à avaliação tradicional, alertando o operador sobre a proximidade de estados de risco. Esse enfoque foi estudado e foi proposta uma metodologia eficiente do ponto de vista computacional que fornece resultados comparáveis aos das metodologias existentes num tempo muito menor.

### **6.3 Sugestões para Trabalhos Futuros**

A aplicação da metodologia proposta foi avaliada para os sistemas teste. Sua avaliação para sistemas reais de grande porte não foi realizada neste trabalho. Uma possível sugestão para um trabalho futuro é um estudo da aplicação do método da probabilidade condicional em sistemas reais, considerando carga variante no tempo, e diferentes critérios determinísticos, como listas de contingência otimizadas para reduzir o tempo computacional.

Outra sugestão seria a aplicação da avaliação sob enfoque do bem-estar em estudos comparativos para o planejamento da expansão e da operação. Para isso seria necessário o cálculo dos índices de bem-estar a nível de barras. Poderiam ser comparadas diversas alternativas para o planejamento. Dessa forma, seria avaliado o quanto o enfoque do bem-estar auxilia os processos de tomada de decisão.

Poderiam também ser feitos estudos de formas para criar a lista de contingências de maneira a otimizar o desempenho do método. Foi observado que esse é um fator importantíssimo para o desempenho de qualquer avaliação sob enfoque do bem-estar.

Uma última sugestão seria estudar outras modelagens da carga dos sistemas, especialmente para os sistemas de grande porte. Poderia ser avaliado o impacto dessas diferentes modelagens nos índices de bem-estar.

## APÊNDICE A SISTEMA IEEE-RTS

### A.1 Dados do Sistema

Abaixo, são fornecidos os dados para o sistema IEEE-RTS [27] conforme utilizados neste trabalho. Todos os dados estão no formato NH2, versão 8.0 [42].

<b>TITU</b>																				
IEEE/RTS - Convergado e Otimizado																				
<b>DCTE</b>																				
TEPA	1.00	TEPR	1.00	TLPR	1.00	TETP	5.00	TBPA	5.00	QLST	4.00									
EXST	4.00	TLVC	0.5000	TLTC	0.0100	TSFR	0.0100	TLPP	1.0000	QLIM	5.000									
TVPL	1.0000	TUDC	0.0010	TADC	0.0100															
BASE	100.0	DASE	100.0	VDVN	50.00	VDVM	200.00	VSTP	5.0000	CSTP	5.000									
TSDC	2.000	ASTP	0.0500	ASDC	1.000	CPAG	0	HIST	800											
ACIT	30	LPIT	100	LFLP	10	DCIT	10													
VSIT	10	NIFI	80	LFIT	10															
<b>99999</b>																				
( Dados de Barras do Sistema CA																				
<b>DBAR</b>																				
(No )	O	TGb(	nome	)	Gl( V)	( A)	( Pg)	( Qg)	( Qn)	( Qm)	( Bc )	( Pl)	( Ql)	( Sh)AAA(Vf)	(A1	(A2	(A3	(A4	(A5	(A6
1	1	0	BARRA---1		01040-20.151.738.26-50.080.00							108.022.00			11040					
2	1	0	BARRA---2		01040-20.151.729.54-50.080.00							97.0020.00			11040					
3	0	0	BARRA---3		0 984-19.							180.037.00			1 983					
4	0	0	BARRA---4		0 998-21.							74.0015.00			11005					
5	0	0	BARRA---5		01017-22.							71.0014.00			11021					
6	0	0	BARRA---6		01007-23.							136.028.00-100.			11013					
7	1	0	BARRA---7		0 990-16.251.230.740.000180.0							125.025.00			1 990					
8	0	0	BARRA---8		0 969-21.							171.035.00			1 972					
9	0	0	BARRA---9		0 997-18.							175.036.00			11010					
10	0	0	BARRA--10		01020-20.							195.040.00			11028					
11	0	0	BARRA--11		01005-13.										11003					
12	0	0	BARRA--12		01013-11.										11013					
13	1	0	BARRA--13		01040-7.1529.1155.70.000240.0							265.054.00			21040					
14	1	0	BARRA--14		0 995-11.0.0007.224-50.0200.0							194.039.00			2 995					
15	1	0	BARRA--15		01006-4.8165.017.54-50.0110.0							317.064.00			21006					
16	1	0	BARRA--16		01010-5.1112.324.55-50.080.00							100.020.00			21010					
17	0	0	BARRA--17		01021-1.7										21022					
18	1	0	BARRA--18		01025-.77343.747.02-50.0200.0							333.068.00			21025					
19	0	0	BARRA--19		01015-5.2							181.037.00			21019					
20	0	0	BARRA--20		01029-3.5							128.026.00			21037					
21	2	0	BARRA--21		010300.00343.477.80-50.0200.0										21030					
22	1	0	BARRA--22		010404.71244.4-5.68-60.096.00										21040					
23	1	0	BARRA--23		01040-1.8594.860.86-125.310.0										21040					
24	0	0	BARRA--24		0 980-9.9										2 986					
<b>99999</b>																				
( Dados dos Circuitos do Sistema CA																				
<b>DLIN</b>																				
(De )	O	(Pa )	NcEP	( R%	( X%	(Mvar)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	( Bc )	(Cn)	(Ce)Ns	(A1	(A2	(A3	(A4	(A5	(A6	
1		2		0.260	1.390	46.110						175 200	BARRA---1	/	BARRA---2					
1		3		5.460	21.120	5.720						175 220	BARRA---1	/	BARRA---3					
1		5		2.180	8.450	2.290						175 220	BARRA---1	/	BARRA---5					
2		4		3.280	12.670	3.430						175 220	BARRA---2	/	BARRA---4					
2		6		4.970	19.200	5.200						175 220	BARRA---2	/	BARRA---6					
3		9		3.080	11.900	3.220						175 220	BARRA---3	/	BARRA---9					
3		24	T	0.230	8.390		1019	950	1050			3 400 600	BARRA---3	/	BARRA--24					
4		9		2.680	10.370	2.810						175 220	BARRA---4	/	BARRA---9					
5		10		2.280	8.830	2.390						175 220	BARRA---5	/	BARRA--10					
6		10		1.390	6.050	245.90						175 200	BARRA---6	/	BARRA--10					
7		8		1.590	6.140	1.660						175 220	BARRA---7	/	BARRA---8					
8		9		4.270	16.510	4.470						175 220	BARRA---8	/	BARRA---9					
8		10		4.270	16.510	4.470						175 220	BARRA---8	/	BARRA--10					
9		11		0.230	8.390		1013	950	1050			9 400 600	BARRA---9	/	BARRA--11					
9		12		0.230	8.390		1013	950	1050			9 400 600	BARRA---9	/	BARRA--12					
10		11		0.230	8.390		997	950	1050			10 400 600	BARRA--10	/	BARRA--11					
10		12		0.230	8.390		998	950	1050			10 400 600	BARRA--10	/	BARRA--12					
11		13	T	0.610	4.760	9.990						500 625	BARRA--11	/	BARRA--13					

11	14	T	0.540	4.180	8.790	500	625	BARRA--11	/	BARRA--14										
12	13	T	0.610	4.760	9.990	500	625	BARRA--12	/	BARRA--13										
12	23	T	1.240	9.660	20.300	500	625	BARRA--12	/	BARRA--23										
13	23		1.110	8.650	18.180	500	625	BARRA--13	/	BARRA--23										
14	16		0.500	3.890	8.180	500	625	BARRA--14	/	BARRA--16										
15	16		0.220	1.730	3.640	500	625	BARRA--15	/	BARRA--16										
15	21	1	0.630	4.900	10.300	500	625	BARRA--15	/	BARRA--21										
15	21	2	0.630	4.900	10.300	500	625	BARRA--15	/	BARRA--21										
15	24		0.670	5.190	10.910	500	625	BARRA--15	/	BARRA--24										
16	17		0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--16	/	BARRA--17										
16	19		0.300	2.310	4.850	500	625	BARRA--16	/	BARRA--19										
17	18		0.180	1.440	3.030	500	625	BARRA--17	/	BARRA--18										
17	22		1.350	10.530	22.120	500	625	BARRA--17	/	BARRA--22										
18	21	1	0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--18	/	BARRA--21										
18	21	2	0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--18	/	BARRA--21										
19	20	1	0.510	3.960	8.330	500	625	BARRA--19	/	BARRA--20										
19	20	2	0.510	3.960	8.330	500	625	BARRA--19	/	BARRA--20										
20	23	1	0.280	2.160	4.550	500	625	BARRA--20	/	BARRA--23										
20	23	2	0.280	2.160	4.550	500	625	BARRA--20	/	BARRA--23										
21	22		0.870	6.780	14.240	500	625	BARRA--21	/	BARRA--22										
<b>99999</b>																				
( Identificação das Áreas do Sistema																				
<b>DARE</b>																				
(Ar	(Xchg)	(	Identificacao da area					)	(Xmin)	(Xmax)										
1	0.0	***	RTS - 138 KV *****					0.0	0.0											
2	0.0	***	RTS - 230 KV *****					0.0	0.0											
<b>99999</b>																				
( Definição da Região de Controle e Contingências																				
<b>DRCC</b>																				
(AA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA										
1	2																			
<b>99999</b>																				
( Definição da Região de Monitoração e Índices																				
<b>DRMI MONF MONT MONR MONS</b>																				
(AA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA										
1	2																			
<b>99999</b>																				
( Dados de Usinas																				
<b>DUSI</b>																				
(Num)	(NBa)	(	NomeUsina				Mq	CE	(Pmin)	(Pmax)	(Qmin)	(Qmax)	(Tx.F)	(T.Rp)	(A7	(A8	(A9	(A0		
1	1	2	0.000020.0000.000010.000				19.46750.00													
2	1	2	0.000076.000-25.0030.000				4.469440.00													
3	2	2	0.000020.0000.000010.000				19.46750.00													
4	2	2	0.000076.000-25.0030.000				4.469440.00													
5	7	3	0.0000100.000.000060.000				7.300050.00													
6	13	3	0.0000197.000.000080.000				9.221150.00													
7	14	1	0.00000.0000-50.00200.00																	
8	15	5	0.000012.0000.00006.0000				2.979660.00													
9	15	1	0.0000155.00-50.0080.000				9.125040.00													
10	16	1	0.0000155.00-50.0080.000				9.125040.00													
11	18	1	0.0000400.00-50.00200.00				7.9636150.0													
12	21	1	0.0000400.00-50.00200.00				7.9636150.0													
13	22	6	0.000050.000-10.0016.000				4.424220.00													
14	23	2	0.0000155.00-50.0080.000				9.125040.00													
15	23	1	0.0000350.00-25.00150.00				7.6174100.0													
<b>99999</b>																				
<b>DCTS</b>																				
(	o	(De)	(Pa)	nc	(Tx.Fal)	(Tp.Rep)														
(	Area	-	1	(	*** RTS - 138 KV *****					)										
	1	2	1	0.240	16.00							(BARRA---1	/	BARRA---2	)					
	1	3	1	0.510	10.00							(BARRA---1	/	BARRA---3	)					
	1	5	1	0.330	10.00							(BARRA---1	/	BARRA---5	)					
	2	4	1	0.390	10.00							(BARRA---2	/	BARRA---4	)					
	2	6	1	0.480	10.00							(BARRA---2	/	BARRA---6	)					
	3	9	1	0.380	10.00							(BARRA---3	/	BARRA---9	)					
	3	24	1	0.020	768.00							(BARRA---3	/	BARRA--24	)					
	4	9	1	0.360	10.00							(BARRA---4	/	BARRA---9	)					
	5	10	1	0.340	10.00							(BARRA---5	/	BARRA--10	)					
	6	10	1	0.330	35.00							(BARRA---6	/	BARRA--10	)					
	7	8	1	0.300	10.00							(BARRA---7	/	BARRA---8	)					
	8	9	1	0.440	10.00							(BARRA---8	/	BARRA---9	)					
	8	10	1	0.440	10.00							(BARRA---8	/	BARRA--10	)					
	9	11	1	0.020	768.00							(BARRA---9	/	BARRA--11	)					
	9	12	1	0.020	768.00							(BARRA---9	/	BARRA--12	)					
	10	11	1	0.020	768.00							(BARRA--10	/	BARRA--11	)					
	10	12	1	0.020	768.00							(BARRA--10	/	BARRA--12	)					
	11	13	1	0.400	11.00							(BARRA--11	/	BARRA--13	)					
	11	14	1	0.390	11.00							(BARRA--11	/	BARRA--14	)					
	12	13	1	0.400	11.00							(BARRA--12	/	BARRA--13	)					
	12	23	1	0.520	11.00							(BARRA--12	/	BARRA--23	)					
(	Area	-	2	(	*** RTS - 230 KV *****					)										
	13	23	1	0.490	11.00							(BARRA--13	/	BARRA--23	)					
	14	16	1	0.380	11.00							(BARRA--14	/	BARRA--16	)					
	15	16	1	0.330	11.00							(BARRA--15	/	BARRA--16	)					
	15	21	1	0.410	11.00							(BARRA--15	/	BARRA--21	)					

15	21	2	0.410	11.00	(BARRA--15	/	BARRA--21	)
15	24	1	0.410	11.00	(BARRA--15	/	BARRA--24	)
16	17	1	0.350	11.00	(BARRA--16	/	BARRA--17	)
16	19	1	0.340	11.00	(BARRA--16	/	BARRA--19	)
17	18	1	0.320	11.00	(BARRA--17	/	BARRA--18	)
17	22	1	0.540	11.00	(BARRA--17	/	BARRA--22	)
18	21	1	0.350	11.00	(BARRA--18	/	BARRA--21	)
18	21	2	0.350	11.00	(BARRA--18	/	BARRA--21	)
19	20	1	0.380	11.00	(BARRA--19	/	BARRA--20	)
19	20	2	0.380	11.00	(BARRA--19	/	BARRA--20	)
20	23	2	0.340	11.00	(BARRA--20	/	BARRA--23	)
20	23	1	0.340	11.00	(BARRA--20	/	BARRA--23	)
21	22	1	0.450	11.00	(BARRA--21	/	BARRA--22	)

**99999**  
**FIM**

## APÊNDICE B SISTEMA IEEE-MRTS

### B.1 Dados do Sistema

Abaixo, são fornecidos os dados para o sistema IEEE-RTS [27] conforme utilizados neste trabalho. Todos os dados estão no formato NH2, versão 8.0 [42].

```

TITU
IEEE/MRTS - Convergado e Otimizado
DCTE
TEPA 1.00 TEPR 1.00 TLPR 1.00 TETP 5.00 TBPA 5.00 QLST 4.00
EXST 4.00 TLVC 0.5000 TLTC 0.0100 TSFR 0.0100 TLPP 1.0000 QLM 5.000
TVPL 1.0000 TUDC 0.0010 TADC 0.0100
BASE 100.0 DASE 100.0 VDVN 50.00 VDVM 200.00 VSTP 5.0000 CSTP 5.0000
TSDC 2.0000 ASTP 0.0500 ASDC 1.0000 CPAG 0 HIST 800
ACIT 30 LPIT 100 LFLP 10 DCIT 10
VSIT 10 NIPI 80 LFIT 10
99999
( Dados de Barras do Sistema CA
DBAR
(No )O TGb( nome )Gl( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc )( Pl)( Ql)( Sh)AAA(Vf)( A1(A2(A3(A4(A5(A6
1 1 0BARRA---1 01040-24.383.7106.1-50.0160.0 216.044.00 11040
2 1 0BARRA---2 01040-24.383.7103.3-50.0160.0 194.040.00 11040
3 0 0BARRA---3 0 950-27. 314.264.59 1 983
4 0 0BARRA---4 0 957-30. 148.030.00 11005
5 0 0BARRA---5 0 986-29. 142.028.00 11021
6 0 0BARRA---6 0 950-34. 237.848.97-100. 11013
7 1 0BARRA---7 0 990-27.469.8171.10.000360.0 250.050.00 1 990
8 0 0BARRA---8 0 952-34. 342.070.00 1 972
9 0 0BARRA---9 0 959-26. 350.072.00 11010
10 0 0BARRA--10 0 981-28. 390.080.00 11028
11 0 0BARRA--11 0 983-14. 11003
12 0 0BARRA--12 0 955-9.8 11013
13 1 0BARRA--13 01040-1.31179.447.80.000480.0 530.0108.0 21040
14 1 0BARRA--14 0 995-13.0.000338.7-50.0400.0 388.078.00 2 995
15 1 0BARRA--15 01006-5.1428.0219.6-50.0220.0 634.0128.0 21006
16 1 0BARRA--16 01010-4.5307.6159.2-50.0160.0 200.040.00 21010
17 0 0BARRA--17 01047-.62 21022
18 1 0BARRA--18 01025.085774.0136.2-50.0400.0 666.0136.0 21025
19 0 0BARRA--19 01023-2.8 362.074.00 21019
20 0 0BARRA--20 010322.46 256.052.00 21037
21 2 0BARRA--21 010300.00117.165.35-50.0400.0 21030
22 1 0BARRA--22 010409.91467.5-39.4-60.0192.0 21040
23 1 0BARRA--23 010406.681235.170.6-125.620.0 21040
24 0 0BARRA--24 0 962-13. 2 986
99999
( Dados dos Circuitos do Sistema CA
DLIN
(De ) O (Pa) NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc )(Cn)(Ce)Ns(A1(A2(A3(A4(A5(A6
1 2 0.260 1.39046.110 175 200 BARRA---1 / BARRA---2
1 3 5.46021.120 5.720 175 220 BARRA---1 / BARRA---3
1 5 2.180 8.450 2.290 175 220 BARRA---1 / BARRA---5
2 4 3.28012.670 3.430 175 220 BARRA---2 / BARRA---4
2 6 4.97019.200 5.200 175 220 BARRA---2 / BARRA---6
3 9 3.08011.900 3.220 175 220 BARRA---3 / BARRA---9
3 24 T 0.230 8.390 1053 950 1050 3 400 600 BARRA---3 / BARRA--24
4 9 2.68010.370 2.810 175 220 BARRA---4 / BARRA---9
5 10 2.280 8.830 2.390 175 220 BARRA---5 / BARRA--10
6 10 1.390 6.050245.90 175 200 BARRA---6 / BARRA--10
7 8 1.590 6.140 1.660 175 220 BARRA---7 / BARRA---8
8 9 4.27016.510 4.470 175 220 BARRA---8 / BARRA---9
8 10 4.27016.510 4.470 175 220 BARRA---8 / BARRA--10
9 11 0.230 8.390 1052 950 1050 9 400 600 BARRA---9 / BARRA--11
9 12 0.230 8.390 1052 950 1050 9 400 600 BARRA---9 / BARRA--12
10 11 0.230 8.390 1052 950 1050 10 400 600 BARRA--10 / BARRA--11
10 12 0.230 8.390 1052 950 1050 10 400 600 BARRA--10 / BARRA--12
11 13 T 0.610 4.760 9.990 500 625 BARRA--11 / BARRA--13

```

11	14	T	0.540	4.180	8.790	500	625	BARRA--11	/	BARRA--14								
12	13	T	0.610	4.760	9.990	500	625	BARRA--12	/	BARRA--13								
12	23	T	1.240	9.660	20.300	500	625	BARRA--12	/	BARRA--23								
13	23		1.110	8.650	18.180	500	625	BARRA--13	/	BARRA--23								
14	16		0.500	3.890	8.180	500	625	BARRA--14	/	BARRA--16								
15	16		0.220	1.730	3.640	500	625	BARRA--15	/	BARRA--16								
15	21	1	0.630	4.900	10.300	500	625	BARRA--15	/	BARRA--21								
15	21	2	0.630	4.900	10.300	500	625	BARRA--15	/	BARRA--21								
15	24		0.670	5.190	10.910	500	625	BARRA--15	/	BARRA--24								
16	17		0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--16	/	BARRA--17								
16	19		0.300	2.310	4.850	500	625	BARRA--16	/	BARRA--19								
17	18		0.180	1.440	3.030	500	625	BARRA--17	/	BARRA--18								
17	22		1.350	10.530	22.120	500	625	BARRA--17	/	BARRA--22								
18	21	1	0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--18	/	BARRA--21								
18	21	2	0.330	2.590	5.450	500	625	BARRA--18	/	BARRA--21								
19	20	1	0.510	3.960	8.330	500	625	BARRA--19	/	BARRA--20								
19	20	2	0.510	3.960	8.330	500	625	BARRA--19	/	BARRA--20								
20	23	1	0.280	2.160	4.550	500	625	BARRA--20	/	BARRA--23								
20	23	2	0.280	2.160	4.550	500	625	BARRA--20	/	BARRA--23								
21	22		0.870	6.780	14.240	500	625	BARRA--21	/	BARRA--22								
<b>99999</b>																		
( Identificação das Áreas do Sistema																		
<b>DARE</b>																		
(Ar	(Xchg)	(	Identificacao da area					)	(Xmin)	(Xmax)	)							
1	0.0	***	RTS - 138 KV *****					0.0	0.0	)								
2	0.0	***	RTS - 230 KV *****					0.0	0.0	)								
<b>99999</b>																		
( Definição da Região de Controle e Contingências																		
<b>DRCC</b>																		
(AA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA								
1	2																	
<b>99999</b>																		
( Definição da Região de Monitoração e Índices																		
<b>DRMI MONF MONT MONR MONS</b>																		
(AA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA								
1	2																	
<b>99999</b>																		
( Dados de Usinas																		
<b>DUSI</b>																		
(Num)	(NBa)	(	NomeUsina				Mq	CE	(Pmin)	(Pmax)	(Qmin)	(Qmax)	(Tx.F)	(T.Rp)	(A7	(A8	(A9	(A0
1	1	2	0.000040.0000.000020.000				19.46750.00											
2	1	2	0.0000152.00-25.0060.000				4.469440.00											
3	2	2	0.000040.0000.000020.000				19.46750.00											
4	2	2	0.0000152.00-25.0060.000				4.469440.00											
5	7	3	0.0000200.000.0000120.00				7.300050.00											
6	13	3	0.0000394.000.0000160.00				9.221150.00											
7	14	1	0.00000.0000-50.00400.00															
8	15	5	0.000024.0000.000012.000				2.979660.00											
9	15	1	0.0000310.00-50.00160.00				9.125040.00											
10	16	1	0.0000310.00-50.00160.00				9.125040.00											
11	18	1	0.0000800.00-50.00400.00				7.9636150.0											
12	21	1	0.0000800.00-50.00400.00				7.9636150.0											
13	22	6	0.0000100.00-10.0032.000				4.424220.00											
14	23	2	0.0000310.00-50.00160.00				9.125040.00											
15	23	1	0.0000700.00-25.00300.00				7.6174100.0											
<b>99999</b>																		
<b>DCTS</b>																		
(	o	(De	)	(Pa	)	nc	(Tx.Fal)	(Tp.Rep)										
(	Area	-	1	(	***	RTS	-	138	KV	*****	)							
	1	2	1	0.240	16.00						(BARRA---1	/	BARRA---2	)				
	1	3	1	0.510	10.00						(BARRA---1	/	BARRA---3	)				
	1	5	1	0.330	10.00						(BARRA---1	/	BARRA---5	)				
	2	4	1	0.390	10.00						(BARRA---2	/	BARRA---4	)				
	2	6	1	0.480	10.00						(BARRA---2	/	BARRA---6	)				
	3	9	1	0.380	10.00						(BARRA---3	/	BARRA---9	)				
	3	24	1	0.020	768.00						(BARRA---3	/	BARRA--24	)				
	4	9	1	0.360	10.00						(BARRA---4	/	BARRA---9	)				
	5	10	1	0.340	10.00						(BARRA---5	/	BARRA--10	)				
	6	10	1	0.330	35.00						(BARRA---6	/	BARRA--10	)				
	7	8	1	0.300	10.00						(BARRA---7	/	BARRA---8	)				
	8	9	1	0.440	10.00						(BARRA---8	/	BARRA---9	)				
	8	10	1	0.440	10.00						(BARRA---8	/	BARRA--10	)				
	9	11	1	0.020	768.00						(BARRA---9	/	BARRA--11	)				
	9	12	1	0.020	768.00						(BARRA---9	/	BARRA--12	)				
	10	11	1	0.020	768.00						(BARRA--10	/	BARRA--11	)				
	10	12	1	0.020	768.00						(BARRA--10	/	BARRA--12	)				
	11	13	1	0.400	11.00						(BARRA--11	/	BARRA--13	)				
	11	14	1	0.390	11.00						(BARRA--11	/	BARRA--14	)				
	12	13	1	0.400	11.00						(BARRA--12	/	BARRA--13	)				
	12	23	1	0.520	11.00						(BARRA--12	/	BARRA--23	)				
(	Area	-	2	(	***	RTS	-	230	KV	*****	)							
	13	23	1	0.490	11.00						(BARRA--13	/	BARRA--23	)				
	14	16	1	0.380	11.00						(BARRA--14	/	BARRA--16	)				
	15	16	1	0.330	11.00						(BARRA--15	/	BARRA--16	)				
	15	21	1	0.410	11.00						(BARRA--15	/	BARRA--21	)				

15	21	2	0.410	11.00	(BARRA--15	/	BARRA--21	)
15	24	1	0.410	11.00	(BARRA--15	/	BARRA--24	)
16	17	1	0.350	11.00	(BARRA--16	/	BARRA--17	)
16	19	1	0.340	11.00	(BARRA--16	/	BARRA--19	)
17	18	1	0.320	11.00	(BARRA--17	/	BARRA--18	)
17	22	1	0.540	11.00	(BARRA--17	/	BARRA--22	)
18	21	1	0.350	11.00	(BARRA--18	/	BARRA--21	)
18	21	2	0.350	11.00	(BARRA--18	/	BARRA--21	)
19	20	1	0.380	11.00	(BARRA--19	/	BARRA--20	)
19	20	2	0.380	11.00	(BARRA--19	/	BARRA--20	)
20	23	2	0.340	11.00	(BARRA--20	/	BARRA--23	)
20	23	1	0.340	11.00	(BARRA--20	/	BARRA--23	)
21	22	1	0.450	11.00	(BARRA--21	/	BARRA--22	)

**99999**  
**FIM**



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Allan, R., Billinton R., "Probabilistic Assessment of Power Systems", *Proceedings Of The IEEE*, v. 88, n. 2, pp. 140-162, Fevereiro 2000.
- [2] Billinton, R., Allan, R. N., *Reliability Evaluation Of Power Systems*. 1 ed. Nova Iorque, EUA, Plenum Press, 1984.
- [3] Wangdee, W., *Bulk Electric Systems Reliability Simulation And Application*. Ph.D. dissertation, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada, 2005.
- [4] Manso L. A. F., Leite da Silva, A. M., Resende, L. C., Sales, W. S., Billinton, R., "Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas de Potência", *IX Simpósio De Especialistas Em Planejamento Da Operação E Expansão Elétrica*, SP-065 Rio de Janeiro, Maio 2004.
- [5] Billinton, R., Lian, G., "Composite Power System Health Analysis Using a Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 9, n. 2, pp. 936-941, Maio 1994.
- [6] Goel, L., Feng. C., "Well-being Framework for Composite Generation and Transmission System Reliability Evaluation", *IEE Proc. -Gener. Transm. Distrib.*, v. 146, n. 5, pp. 528-534, 1999.
- [7] Aboreshaid, S. A. S., *Composite Power System Well-Being Analysis*. Ph.D. dissertation, University of Saskatchewan, Saskatoon, Canadá, 1997.
- [8] Billinton, R., "Composite System Reliability Evaluation", *IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems*, v. PAS-88, n. 4, pp. 276-280, Abril 1969.
- [9] Pereira, M. V. F., Balu, N. J., "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *Proceedings Of The IEEE*, v. 80, n. 4, pp. 470-491, Abril 1992.
- [10] Salvaderi, L., "Monte Carlo Simulation Techniques in Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Systems", *IEEE Tutorial Course 90EH0311-1-PWR*, 1990.
- [11] Melo, A. C. G., Pereira, M. V. F., Leite da Silva, A. M., "Frequency and Duration Calculation in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 7, n. 2, pp. 469-476, Maio 1992.
- [12] Melo, A. C. G., Pereira, M. V. F., Leite da Silva, A. M., "A Conditional Probability Approach to the Calculation of Frequency and Duration Indices in Composite Reliability Evaluation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 8, n. 3, pp. 1118-1125, Agosto 1993.
- [13] Mello, J. C. O., *Determinação Do Valor De Confiabilidade Em Sistemas Compostos De Geração E Transmissão*. Tese de D.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1994.

- [14] Manso, L. A. F., *Um Ambiente Para Planejamento De Sistemas De Geração E Transmissão Utilizando O Valor Da Confiabilidade*. Tese de D.Sc., Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 1999.
- [15] Leite da Silva, A. M., Manso, L. A. F., Mello, J. C. O., Billinton, R., "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 15, n. 1, pp. 73-80, Fevereiro 2000.
- [16] Resende, L. C., *Confiabilidade Preventiva De Sistemas De Potência*. Dissertação de M.Sc., Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 2004.
- [17] Leite da Silva, A. M., Resende, L. C., Manso L. A. F., Billinton, R., "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 19, n. 4, pp. 1763-1770, Novembro 2004.
- [18] Billinton, R., Billinton, B., "Unit Commitment Health Analysis for Interconnector Systems", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 12, n. 3, pp. 1194-1201, Agosto 1997.
- [19] Billinton, R., Karki, R., "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 14, n. 3, pp. 1172-1177, Agosto 1999.
- [20] Billinton, R., Billinton, B., "Incorporating Well-Being Considerations in Generating Systems Using Energy Storage", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 20, n. 1, pp. 225-230, Março 2005.
- [21] Fink, L. H., Carlsen, K., "Operating Under Stress and Strain", *IEEE Spectr.*, v. 15, n. 3, pp. 48-53, Março 1978.
- [22] EPRI Final Report, *Composite-System Reliability Evaluation: Phase 1 — Scoping Study*, Technical Report, EPRI EL-5290, Dezembro, 1987.
- [23] Billinton, R., Khan, E., "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 7, n. 1, pp. 65-72, Fevereiro 1992.
- [24] Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M., "A Basic Framework for Generating System Operating Health Analysis", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 9, n. 3, pp. 1610-1617, Agosto 1994.
- [25] Khan, E., Billinton, R., "A Hybrid Model for Quantifying Different Operating States of Composite Systems", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 7, n. 1, pp. 187-193, Fevereiro 1992.
- [26] Wangdee, W., Billinton, R., "Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 21, n. 1, pp. 188-193, Fevereiro 2006.
- [27] IEEE Task Force, "IEEE Reliability Test System", *IEEE Transactions On Power Apparatus And Systems*, v. PAS-98, n. 6, pp. 2047-2054, Novembro/Dezembro 1979.
- [28] Melo, A. C. G., *Avaliação Dos Índices De Frequência E Duração No Cálculo Da Confiabilidade Composta De Sistemas De Geração E Transmissão De Grande Porte*. Tese de D.Sc., Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 1990.
- [29] Papoulis, Athanasios, *Probability, Random Variables, And Stochastic Processes*. 3 ed.

Nova Iorque, EUA, 3a edição, McGraw-Hill, 1991.

[30] Soong, T. T., *Fundamentals Of Probability And Statistics For Engineers*. 1 ed. Nova Iorque, EUA, John Wiley and Sons, 2004.

[31] Li, W., "Application and Implementation of Reliability Methods", *Tutorial Apresentado À 9ª Conferência Internacional PMPAS*, Stocolmo, Suécia, Junho 2006.

[32] Leite da Silva, A. M., Jardim, J. L., Rei, A. M., Mello, J. C. O., *Dynamic Security Risk Assessment*, IEEE Transactions on Power Systems, 1999.

[33] Levi, V. A., Nahman, J. M., Nedic, D. P., "Security Modeling for Power System Reliability Evaluation", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 16, n. 1, pp. 29-37, Fevereiro 2001.

[34] Monticelli, A., *Fluxo De Carga Em Redes De Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Editora Edgar Blücher, 1983.

[35] Granville, S., "Optimal Reactive Dispatch through interior point methods", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 9, n. 1, pp. 136-146, Fevereiro 1994.

[36] BORGES, C. L. T. ; FALCÃO, D. M. ; MELLO, J. C. O. ; MELO, A. C. G., "Composite Reliability Evaluation by Sequential Monte Carlo Simulation on Parallel and Distributed Processing Environments", *IEEE Transactions On Power Systems*, v. 16, n. 2, pp. 203-209, 2001.

[37] Rubinstein, R. Y., *Simulation And The Monte Carlo Methods*. Nova Iorque, Wiley, 1981.

[38] Billinton, R., Fotuhi-Firuzabad, M., Aboreshaid, S., "Power System Health Analysis", *Elsevier Science - Reliability Engineering And System Safety*, n. 55, pp. 1-8, 1997.

[39] Billinton, R., Fotuhi-Firubazad, M., Aboreshaid, S., "An Approach to Evaluating System Well-being in Engineering Reliability Applications", *Elsevier Science - Reliability Engineering And System Safety*, Vol. 50, 1995.

[40] ONS, *Submódulo 23.3: Diretrizes E Critérios Para Estudos Elétricos*, Procedimentos de Rede, Revisão 2, Janeiro 2007.

[41] Ierusalimschy, R., Figueiredo, L. H., Celes, W., *Lua 5.1 Reference Manual*, Disponível em <http://www.lua.org>, PUC-Rio, 2006.

[42] CEPEL, *Programa NH2 - Sistema Computacional Para Análise Probabilística E Avaliação De Confiabilidade De Sistemas Elétricos, Versão 8.0*, CEPEL, Rio de Janeiro, Dezembro 2006.