

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MODELAGEM ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS INTERLIGADOS DE GERAÇÃO  
HIDROTERMOELÉTRICA

DISSERTAÇÃO APRESENTADA À UNIVERSIDADE FEDERAL  
DE SANTA CATARINA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE  
MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICARDO VILLARROEL DÁVALOS

FLORIANÓPOLIS, DEZEMBRO DE 1991

MODELAGEM ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS INTERLIGADOS DE  
GERAÇÃO HIDROTERMOELÉTRICA

RICARDO VILLARROEL DÁVALOS

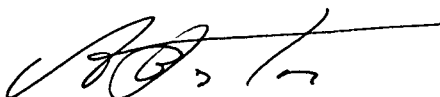
ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO  
DE MESTRE EM ENGENHARIA

ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA FORMA FINAL  
PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO



---

PROF. Hans Helmut Zürn, Ph. D.  
ORIENTADOR



---

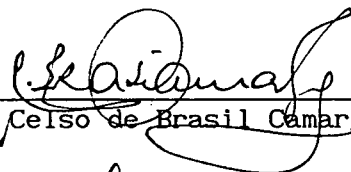
PROF. João Pedro Assumpção Bastos D. État.  
COORDENADOR DO CURSO

BANCA EXAMINADORA:



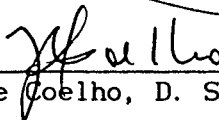
---

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D.  
PRESIDENTE



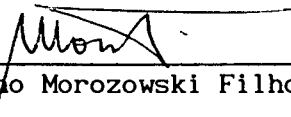
---

Prof. C. Celso de Brasil Camargo, M. Sc.



---

Prof. Jorge Coelho, D. Sc.



---

Prof. Marciano Morozowski Filho, M. Sc.

ESTA TESIS VA DEDICADA A  
LA MEMORIA DE MI SANTA MADRE  
IRMA DÁVALOS

## AGRACEDIMENTOS

Ao professor Hans Helmut Zürn pela dedicação e disponibilidade demonstradas na orientação deste trabalho.

À meu pai e irmãos, pelo inestimável apoio e incentivo que me dedicaram no transcorrer do curso.

À Universidade Federal de Santa Catarina e à CAPES pelo apoio técnico e financeiro.

À Edson da Silva e Mauricio Costa, pela amizade e apoio técnico.

À todos os meus colegas e amigos, que participaram do dia a dia desta caminhada, pelo estímulo e sugestões.

À Ivani, pelo carinho e amor que me dedicou, e por essa esperança que está próximo a chegar.

## RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma metodologia para avaliação dos índices de confiabilidade de sistemas compostos (geração/transmissão), estimados pelo método de simulação Monte Carlo independente.

Os estados da rede são determinados via Cadeia de Markov truncada com falhas de modo simples e comum.

O sistema elétrico é representado através de um modelo linearizado de potência ativa. Quando as sobrecargas nos circuitos não são eliminadas através de um redespacho de geração, há a necessidade de realizar cortes de carga no sistema.

Analisam-se os efeitos de programação de manutenção de unidades geradoras sobre a confiabilidade do sistema, utilizando-se algoritmo baseado em programação dinâmica por aproximações sucessivas.

São determinadas também as potências disponíveis das usinas hidroelétricas por simulação, considerando séries hidrológicas.

A aplicação da metodologia é ilustrada através de estudos de casos com sistemas de 24 e 134 barras.

## ABSTRACT

This work presents a methodology for evaluation of reliability indices of composite (generation/transmission) systems, by the nonsequential Monte Carlo simulation method.

The states of the network are determined through a truncated Markov Chain with simple and common failure modes.

The adequacy assessment analysis is represented by a linear active power model. Overloads, when not eliminated by generation reschedule, require load shedding.

The effects on system reliability of an optimal generator maintenance schedule are studied with an algorithm using successive approximations dynamic programming.

The power availability in the hydroelectric plants is determined by simulation, considering hydrologic series.

The methodology is illustrated in case studies with two test systems, with 24 and 138 buses.

## SUMÁRIO

### **CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO**

1.1	Considerações gerais	1
1.2	Revisão histórica e pesquisa bibliográfica geral	3
1.3	Estrutura da tese	4

### **CAPÍTULO 2 - CONFIABILIDADE GLOBAL DE SISTEMAS DE POTÊNCIA**

2.1	Introdução	6
2.2	Conceitos básicos e definições	7
2.3	Decomposição do problema	10
2.4	Confiabilidade global do sistema	13
2.4.1	Confiabilidade de geração	13
2.4.2	Confiabilidade de transmissão	16
2.4.3	Confiabilidade composta (geração-transmissão)	18
2.5	Conclusões	19

### **CAPÍTULO 3 - MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO INDEPENDENTE APLICADO A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

3.1	Introdução	20
3.2	Estimação dos índices de confiabilidade	21
3.2.1	Sorteio dos estados do sistema	22

3.2.2	Estados da capacidade de geração hidroelétrica	23
3.2.3	Estados das unidades geradores	23
3.2.4	Estados da carga	24
3.2.5	Estados do sistema de transmissão	25
	3.2.5.1 Cadeias de Markov	25
	3.2.5.2 Cadeia de Markov Truncada	27
	3.2.5.3 Modos falhas de modo comum	30
3.2.6	Seleção de estados por simulação Monte Carlo	33
3.3	Cálculo da precisão das estimativas	35
3.4	Técnicas de aceleração da convergência	37
3.5	Método de Estratificação	39
3.6	Contribuição relativa das falhas de geração, transmissão e compostas	42
3.7	Efeito da rede de transmissão	44
3.8	Algoritmo de simulação Monte Carlo independente	45
3.9	Conclusões	45

#### **CAPÍTULO 4 - DESPACHO DE GERAÇÃO E CORTES DE CARGA VIA PROGRAMAÇÃO LINEAR**

4.1	Introdução	48
4.2	Características gerais do método de programação linear	50
	4.2.1 Modelo de rede	50
	4.2.2 Corte mínimo de carga	51
	4.2.3 Modelagem do problema	53
	4.2.4 Algoritmo do método de programação linear	56
4.3	Processo central de programação linear	56

4.3.1	Metodologia de otimização	57
4.3.2	Redução da matriz básica	58
4.3.3	Cálculo de $S$ e $\lambda$	59
4.3.4	Execução iterativa da programação linear	60
4.4	Função ojetivo	61
4.5	Modificações na lógica de multi-segmentos	62
4.6	Conclusões	63

## CAPÍTULO 5 - MODELOS DE PRÉ-DESPACHO E DE PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS

5.1	Introdução	65
5.2	Modelo de Pré-despacho de geração	68
5.2.1	Modelo de análise a subsistemas	69
5.2.1.1	Aquisição de dados	69
5.2.1.2	Levantamento das curvas guia das térmicas	69
5.2.1.3	Simulação a subsistema equivalente	70
5.2.1.4	Simulação a usinas individualizadas	72
5.3	Programação da manutenção das unidades geradoras	73
5.3.1	Programação da manutenção dos geradores	73
5.3.1.1	Funções objetivo	73
5.3.1.2	Restrições	75
5.3.1.4	Agrupamento de unidades geradoras	75
5.3.1.4	Programação inicial e aspectos de convergência	75
5.4	Conclusões	76

## CAPÍTULO 6 - TESTES E RESULTADOS

	x	
6.1	Aplicação da metodologia	77
6.2	Índices básicos de confiabilidade	78
6.2.1	Índices de confiabilidade global	78
6.2.2	Contribuição relativa das parcelas G, T, C.	95
6.2.3	Índices de confiabilidade global aplicando técnicas de aceleração	96
6.3	Variação da incerteza do estimador	97
6.4	Probabilidade dos estados da rede	98
6.5	Tempos de execução	102
6.6	Conclusões	102
 <b>CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS</b>		
7.1	Conclusões	104
7.2	Desenvolvimentos futuros	106
 <b>APÊNDICE A - DADOS GERAIS DO SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE DO IEEE (RTS)</b>		
		109
 <b>APÊNDICE B - DADOS GERAIS DO SISTEMA SUL BRASILEIRO (SSB)</b>		
		116
 <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>		
		122

## CAPÍTULO 1

### INTRODUÇÃO

#### 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

A função básica de um sistema elétrico de potência é suprir os consumidores com energia elétrica da forma mais econômica e confiável possível. Esses objetivos, no entanto, são em geral conflitantes, pois um melhor desempenho (maior confiabilidade) requer maiores investimentos, implicando em tarifas mais elevadas.

Esta dissertação apresenta um modelo de confiabilidade composta (geração e transmissão) em sistemas hidrotérmicos interligados, que permite estabelecer a margem de potência necessária para garantir o suprimento da demanda global a um certo nível de risco, bem como fornecer subsídios para instalação de novos equipamentos de geração e/ou transmissão.

Os índices de confiabilidade do sistema composto são estimados pelo método de simulação Monte Carlo independente.

Para os fins deste trabalho, considera-se que o sistema de potência é composto por  $m$  elementos ou componentes, tais como geradores, linhas, transformadores e níveis de carga. Cada componente pode ser caracterizado por um conjunto de estados possíveis. Assim, por exemplo, a capacidade de um gerador pode residir em dois estados, quais sejam: operando a plena capacidade e indisponível. Os níveis de carga são usualmente representados por um

conjunto discreto de valores. Os estados da rede são definidos via Cadeia de Markov Truncada com modos de falha simples e comum.

A ferramenta básica para a análise de adequação em confiabilidade composta é o fluxo de potência, o qual é resolvido, no presente trabalho, por um modelo linearizado de potência ativa. Quando as sobrecargas nos circuitos não são eliminadas através de um redespacho de geração, há a necessidade de realizar redução de carga no sistema. O redespacho de geração é calculado por um algoritmo baseado em programação linear.

Considera-se também uma programação otimizada da manutenção das unidades geradoras, utilizando-se algoritmo baseado em programação dinâmica por aproximações sucessivas.

As potências disponíveis das usinas hidroelétricas são consideradas por séries hidrológicas, obtidas através do modelo de simulação de usinas, que as simula mês a mês.

A aplicação da metodologia é ilustrada através de estudos de casos com sistemas de 24 e 134 barras. Nestes são completadas grande parte das considerações gerais para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência.

São calculadas e avaliadas as variações dos índices de confiabilidade com as considerações gerais (falhas de modos simples, falhas de modo simples e comum, programação otimizada das unidades geradoras e, no caso do sistema hidroelétrico, a variação das potências disponíveis mensais).

### 1.3 REVISÃO HISTÓRICA E PESQUISA BIBLIOGRÁFICA GERAL

Os primeiros cálculos formais de confiabilidade apareceram durante a segunda guerra mundial, quando se tentou explicar a razão do fraco desempenho dos mísseis alemães V1 e V2. Estes mísseis eram constituídos de um grande número de componentes, individualmente muito confiáveis. Entretanto, como a probabilidade de funcionamento do sistema é dada pelo produto das probabilidades de funcionamento dos componentes (independentes e em série), a confiabilidade do "sistema" era muito menor que a do pior componente. Trata-se de um fato bem conhecido hoje em dia, mas na época foi uma revelação.

Após a guerra, as primeiras aplicações de confiabilidade surgiram nas indústrias eletrônicas, nuclear e aeronáutica, onde se exige uma alta confiabilidade de sistemas de complexidade crescente. Hoje em dia, estudos de confiabilidade são feitos em quase todas as áreas da engenharia. Grandes esforços têm sido feitos nas áreas de coleta e análise de dados, desenvolvimento de novos métodos e seleção de novos índices de confiabilidade [1,3].

Na área de sistemas de energia elétrica, a primeira aplicação de confiabilidade surgiu no problema de determinação da "margem de reserva" do sistema de geração. Embora a necessidade de estudos baseados em uma metodologia probabilística já fosse reconhecida desde a década de 1930, as primeiras contribuições significativas só apareceram em 1947 com os trabalhos pioneiros de CALABRESE, LYMAN, SEELYE, LOANE, SMITH e WATCHORN [4]. De lá para cá, as aplicações de estudos de confiabilidade a sistemas de energia elétrica tiveram um grande impulso, notadamente nos Estados Unidos, Canadá e Europa, tendo as investigações se subdividido por quase todos os aspectos de

um sistema elétrico [5,6,7].

No Brasil, o desenvolvimento de aplicações de confiabilidade a sistemas de energia elétrica é bem mais recente. As primeiras contribuições aparecem com C.C. CAMARGO [3], S.H. CUNHA [1], A. LEITE DA SILVA [9], M. MOROZOWSKI [8], G. C. OLIVEIRA [7,10], L. PINTO [7,10], M. P. VEIGA [7,10], H. H. ZÜRN [8]. Este desenvolvimento tem-se apresentado no âmbito da universidade e de centros de pesquisa, através de teses de M.Sc. e D.Sc e de publicações em congressos.

O primeiro programa aplicado a confiabilidade de sistemas de potência, utilizando técnicas de simulação Monte Carlo, foi dado a conhecer nos princípios da década de 70 por NOFERI e PARIS [24].

### 1.3 ESTRUTURA DA TESE

O capítulo 2 apresenta conceitos básicos e definições de confiabilidade global de sistemas de potência. O objetivo é fornecer um panorama geral dos estudos de confiabilidade de sistemas de potência, em forma geral e particular.

O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada neste trabalho, que é a técnica de simulação Monte Carlo independente. Também mostra a modelagem das funções de distribuição de probabilidades dos componentes do sistema de potência. Em seguida, são apresentadas técnicas de aceleração da convergência, que podem ser aplicadas para a redução do tempo computacional. Este capítulo torna-se o mais importante, já que mostra o processo de obtenção dos índices de confiabilidade.

O capítulo 4 descreve um método de programação linear aplicado a redes de sistemas de potência, tornando-se uma parte complementar do capítulo anterior. Explica como são implementadas as medidas corretivas do fluxo linearizado e é de grande importância na detecção dos estados de falha.

O capítulo 5 apresenta uma descrição das metodologias e programas usados para a determinação das potências disponíveis das usinas hidroelétricas e a programação otimizada da manutenção das unidades geradoras. A ilustração que se faz é relevante para o cálculo dos índices de confiabilidade.

O capítulo 6 apresenta os principais resultados de aplicação da metodologia de avaliação dos índices de confiabilidade, considerando os vários aspectos abordados nos capítulos anteriores.

Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões obtidas no decorrer da dissertação, bem como são sugeridos temas para a continuidade da pesquisa.

## CAPÍTULO 2

### CONFIABILIDADE GLOBAL DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

#### 2.1 INTRODUÇÃO

O planejamento da expansão de um sistema elétrico tem por objetivo estabelecer quando e onde deverão ser instalados novos equipamentos de geração, transmissão e distribuição, de forma a garantir um atendimento econômico e confiável dos crescentes requisitos de potência e energia do mercado consumidor. Estes objetivos são, em geral, conflitantes uma vez que um melhor desempenho (maior confiabilidade) só é obtido a custa de investimentos adicionais, o que implica em tarifas mais elevadas. Cabe ao planejador, com o auxílio de "ferramentas" capazes de quantificar os custos e a confiabilidade de diversos planos de expansão do sistema, selecionar o conjunto de alternativas mais adequadas [1].

A avaliação da confiabilidade de um sistema elétrico é uma tarefa bastante complexa que requer entre outras atividades o desenvolvimento de modelos matemáticos capazes de representar adequadamente o sistema, bem como, de métodos capazes de estimar índices que reflitam o grau de confiabilidade deste sistema.

A utilização destes índices no planejamento pode ser realizada de três formas distintas [2].

### 1) VALOR ABSOLUTO

O planejamento seria feito de tal maneira que o sistema tivesse um índice de confiabilidade igual àquele resultante da experiência internacional ou nacional.

### ii) CUSTO/BENEFÍCIO

O critério de escolha de alternativas nesse caso seria o custo/benefício incremental, onde o custo das obras é o benefício da melhoria do índice de confiabilidade.

### iii) CUSTO MÍNIMO

O objetivo neste caso seria o custo mínimo, incluindo neste custo, o de obras, o da operação do sistema e o da energia não suprida.

Os índices de confiabilidade podem ainda servir a uma aplicação coerente de recursos nas áreas de geração, transmissão e distribuição, de tal modo a que se tenham graus de confiabilidade compatíveis entre os subsistemas, evitando assim que um deles se torne o ponto de "estrangulamento" para o outro.

## 2.2 CONCEITOS BÁSICOS E DEFINIÇÕES [1]

Em termos gerais pode-se dizer que confiabilidade expressa a capacidade do sistema elétrico de atender aos requisitos do mercado consumidor dentro de determinados padrões técnico-operativos, mesmo na presença de falhas na geração e transmissão e considerando a aleatoriedade da demanda. As causas do não atendimento destes requisitos costumam ser divididos nos grupos indicados abaixo.

## 1) CAUSAS ESTÁTICAS

- Falta de água nas usinas hidroelétricas
- Falta de combustível
- Perda de queda líquida nas usinas hidroelétricas
- Falhas nos equipamentos de geração
- Falhas nos equipamentos de transmissão
- Falhas nos equipamentos de distribuição
- Erros na previsão do mercado

## ii) CAUSAS DINÂMICAS

- Falhas nos dispositivos de proteção
- Problemas de estabilidade
- Colapso de tensão

Como a metodologia e os dados básicos para a análise dos fenômenos estáticos e dinâmicos são bastante diversos, costuma-se distinguir dois conceitos importantes.

**ADEQUAÇÃO** : refere-se à confiabilidade estática do sistema

**SEGURANÇA** : refere-se à confiabilidade dinâmica do sistema

Para efeito de planejamento a longo prazo da expansão do sistema é suficiente considerar-se apenas índices de adequação. O cálculo dos índices de segurança é feito, em geral, numa fase posterior de detalhamento da alternativa a ser desenvolvida.

As causas estáticas são eventos aleatórios cujos efeitos deveriam, teoricamente, ser considerados em conjunto. Em termos práticos, porém, isto se torna muito difícil, o que introduz a necessidade de se decompor o problema em vários níveis hierárquicos [19]. Assim por exemplo o presente trabalho se enquadra no nível hierárquico II ( HL II).

Com relação aos índices de confiabilidade, dar-se-ão as seguintes definições e classificações preliminares:

i) um indicador de confiabilidade é uma característica observável do sistema elétrico que reflete, de algum modo, o grau de confiabilidade do sistema por exemplo, interrupções de fornecimento, energia não fornecida, etc. Estes indicadores são em geral, variáveis aleatórias, uma vez que dependem das causas estáticas.

ii) um índice de confiabilidade é um parâmetro estatístico do indicador de confiabilidade (por exemplo, valor esperado, desvio-padrão, etc.), capaz de ser calculado ou estimado através de algum método ou algoritmo computacional. Os indicadores de confiabilidade podem ser classificados, quanto ao modo de observação, em três categorias fundamentais:

- INDICADORES PONTUAIS

Consideram a condição do sistema apenas em um certo instante de observação, por exemplo, o não atendimento da demanda de ponta diária.

- INDICADORES DE INTERVALO

Consideram a condição do sistema durante um certo intervalo de tempo, por exemplo, energia não suprida no ano.

## - INDICADORES DE DURAÇÃO

Consideram os intervalos de tempo entre duas condições específicas do sistema, por exemplo, duração (ou frequência) de uma "perda de carga" (interrupção de fornecimento).

### 2.3 DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA

Em princípio, o cálculo de índices de confiabilidade de um sistema de energia elétrica poderia ser visto como um típico exercício de pesquisa operacional e teoria das probabilidades. A figura 1.1 ajuda a ilustrar este enfoque.

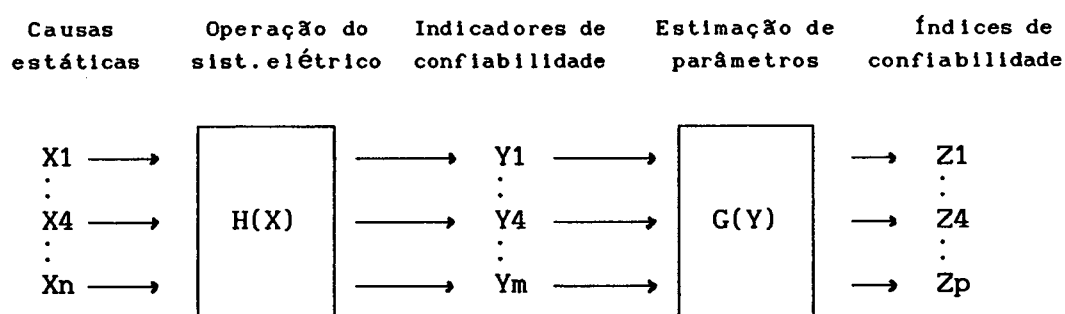


FIG 1.1 Estrutura do cálculo de índices

A operação de um sistema elétrico é um processo contínuo no tempo. Cada instante corresponde a uma particular realização  $\underline{x}$  das variáveis de entrada. A cada realização  $\underline{x}$  o sistema elétrico "resolve" um problema de otimização de grande porte que pode ser descrito, de forma simplista, por "tentar atender a demanda da melhor forma possível". Como resultado desta operação tem-se uma particular realização de grandezas  $\underline{y}$ , indicadoras da confiabilidade (ou do desempenho) do sistema. Observando-se estas grandezas durante certos intervalos de tempo, obtêm-se indicadores. Estendendo-se o horizonte de observação, verifica-se todo o domínio de variação

dos indicadores  $y$ . Com auxílio da teoria de probabilidades pode-se então estimar índices de confiabilidade como função da variação dos indicadores.

A técnica mais simples para resolver este problema é o chamado "MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO". A utilização desta técnica exige que se cumpram as seguintes etapas :

a) Obter as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias de entrada ( $x$ ). Sortear uma amostra de possíveis "estados" do sistema a partir destas distribuições;

b) Definir um modelo matemático  $H(x)$  que represente o sistema elétrico. Resolver o problema de operação, para cada estado do sistema, usando técnicas de pesquisa operacional;

c) Calcular o valor dos indicadores ( $y$ ) para cada estado da amostra;

d) Estimar os índices de confiabilidade ( $z$ ) como parâmetros da distribuição de probabilidade amostral  $G(y)$ .

Teoricamente, este problema poderia ser resolvido desta forma, considerando-se o sistema elétrico como um todo. Na prática, porém, ele possui características que o tornam impossível de ser resolvido numa única etapa sem as seguintes hipóteses simplificadoras:

#### i) PROBLEMA DISCRETO

Saídas forçadas de equipamentos, manutenção, alterações da configuração são eventos discretos.

#### ii) PROBLEMA NÃO-LINEAR

Curvas de carga, produtividade das usinas hidroelétricas em função da queda líquida, fluxo de potência na rede.

#### iii) PROBLEMA DINÂMICO (não separável)

Demanda e capacidade instalada crescentes ao longo do tempo, reservatórios com grande capacidade de regularização, usinas hidroelétricas "em cascata" nos principais rios.

#### iv) PROBLEMA RESTRITO

Muitas restrições de igualdade (equações de conservação) e muitas desigualdades (limites superiores e inferiores das diversas variáveis, etc.).

#### v) PROBLEMA ESTOCÁSTICO

Demanda, disponibilidade de equipamentos, vazões afluentes, são variáveis aleatórias multidimensionais, muitas vezes apresentando correlações temporais e espaciais significativas.

A solução deste problema numa única etapa, através de algum tipo de "SUPER MODELO" de otimização ou simulação, permanecerá como uma utopia ainda por muitos anos, face às limitações dos computadores atuais.

Assim a solução adotada neste trabalho consiste em decompor o problema de confiabilidade original em subproblemas que se interfaceiam, procurando aderir, tanto quanto possível, ao esquema de decomposição tradicionalmente utilizado no planejamento da expansão do sistema elétrico. Existem dois tipos de decomposição:

i) **ESPACIAL:** pela qual separam-se os planejamentos da geração, transmissão e distribuição.

ii) **TEMPORAL:** pelo qual separam-se os planejamentos de longo, médio e curto prazos.

Para completar a cadeia de planejamento, que vai desde a geração até o consumidor final, consideramos os seguintes níveis hierárquicos:

- Confiabilidade de geração
- Confiabilidade do sistema de geração-transmissão
- Confiabilidade de subestações
- confiabilidade do sistema de distribuição

Com base nestas considerações optou-se neste trabalho, por abordar dois primeiros níveis hierárquicos do problema global.

## **2.4 CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA**

O objetivo do trabalho é determinar a confiabilidade de geração, transmissão e composta (geração-transmissão). Através destas, definiremos índices de confiabilidade globais. A técnica utilizada para a avaliação dos índices é o método de simulação MONTE CARLO, cuja abordagem é a separação dos níveis de confiabilidade e a determinação da confiabilidade composta.

Nos seguintes itens passaremos a ilustrar as diferentes metodologias empregadas no cálculo da confiabilidade.

### **2.4.1 CONFIABILIDADE DE GERAÇÃO**

O problema de confiabilidade de um sistema predominantemente hidroelétrico, se subdivide em dois aspectos fundamentais:

- i) Confiabilidade do atendimento ao mercado de energia
- ii) Confiabilidade de atendimento ao mercado de potência (ou de ponta)

A confiabilidade de geração é determinada mediante vários métodos agrupados da seguinte maneira:

i) MODELOS ANALÍTICOS

- Convolução discreta [11]
- Uso dos cumulantes [12]
- Técnicas dos grandes desvios (ESSCHER) [13]
- Método da transformada Z [14]
- Cumulantes utilizando polinômios de Laguerre [15]

ii) MODELOS DE SIMULAÇÃO

- Método de simulação Monte Carlo Independente
- Método de simulação Monte Carlo seqüencial [16]
- Método de enumeração [17]

iii) MODELOS HÍBRIDOS

- Método de regressão generalizada [31]
- Aproximação Analítico/Simulação [36]

A falta de água nas usinas hidroelétricas, decorrente de longos períodos de estiagem, bem como erros na previsão do crescimento do mercado, podem conduzir a um déficit de energia.

A diminuição da queda líquida das usinas hidroelétricas reduz a potência unitária; a saída forçada de unidades reduz o número de geradores em funcionamento; erros na previsão da variação periódica da demanda, podem conduzir a um déficit de potência.

Os déficits de energia e ponta afetam o consumidor de forma diferente. No primeiro caso, o déficit de energia, previsível com bastante antecedência, levará a um plano de racionamento organizado que poderá durar meses. No segundo caso, a redução da disponibilidade de potência poderá levar a interrupções consideráveis de fornecimento, especialmente, durante as horas de maior demanda (ponta diária).

As medidas corretivas para reduzir as probabilidades de déficit de energia e ponta são também diferentes. No primeiro caso, a solução é aumentar a capacidade de estoque do sistema, antecipando a construção de novas usinas hidroelétricas ou termoelétricas "DE BASE" (em geral, térmicas a carvão ou nucleares). No segundo caso, a solução consiste em aumentar a margem de reserva de geração supermotorizando usinas hidroelétricas existentes, ou construindo usinas reversíveis ou termoelétricas de "PONTA" (em geral, térmicas a óleo ou gás) próximas aos centros de carga. Por estes motivos, no planejamento da expansão do sistema de geração estes dois estudos são feitos separadamente. Na primeira fase deste planejamento é feita uma avaliação do risco de déficit de energia, considera-se uma indisponibilidade média dos geradores, através de simulações da operação do sistema para um grande número de possíveis seqüências hidrológicas (Método de Monte Carlo).

Terminada a primeira fase de planejamento, fica definido um cronograma de entrada em operação de novas usinas hidroelétricas e/ou termoelétricas e, por conseguinte, a capacidade de estoque de energia no

parque gerador. Passa-se então à segunda fase do planejamento, onde será feita uma avaliação do risco do déficit de potência, considerando-se que não há falta de água nas usinas hidroelétricas; através de um método de confiabilidade de geração, é determinado o índice de confiabilidade, sendo mais utilizada a "Probabilidade de Déficit de Potência no mês" (LOLP mensal) que deverá ser sempre menor ou igual a um certo critério de planejamento (por exemplo, 5 horas/mês ou 0.00685) [1].

Terminada a segunda fase do planejamento fica definida a margem global de reserva de geração (diferença entre potência total instalada e o pico mensal de demanda) para cada mês do horizonte de planejamento.

#### 2.4.2 CONFIABILIDADE DE TRANSMISSÃO

A avaliação da confiabilidade da transmissão pode ser efetuada por meio de dois métodos básicos: os métodos de simulação (Monte Carlo) e os métodos analíticos.

Os métodos de simulação conseguem quantificar a confiabilidade de sistemas complexos requerendo, no entanto, tempos de computação excessivamente grandes para obter resultados aceitáveis dentro de um certo limite de confiança. Eles são inadequados para cálculos manuais, mesmo para os sistemas mais simples.

As técnicas analíticas, por seu turno, possuem duas subdivisões:

i) MÉTODOS NO ESPAÇO DE ESTADO

ii) MÉTODOS DE REDE

Os métodos no espaço de estado baseiam-se em técnicas de tratamento de processos estocásticos, particularmente o processo de Markov. Teoricamente, são os mais indicados para modelar as dependências entre os eventos de falha e reparo bem como os efeitos das operações de chaveamento.

Embora a abordagem Markoviana para avaliação da confiabilidade de sistemas reparáveis seja bem conhecida, existem limitações ao seu uso prático. Isto acontece, principalmente, porque o número de estados necessários para descrever o comportamento do sistema cresce muito com o número de elementos .

No caso de sistemas complexos e de grande porte, a enumeração de estados possíveis e a resolução das equações pertinentes tornam inviável a aplicação estrita do processo de Markov, sendo necessário então recorrer a técnicas simplificadoras, tais como decomposição do sistema, fusão de estados, etc.

Os métodos de rede baseiam-se na solução de diagramas de blocos onde cada bloco está associado a um evento de falha dos componentes e uma interrupção no diagrama indica falha no sistema (continuidade).

O interesse na confiabilidade de transmissão somente foi despertado em meados da década do 60, com o aparecimento dos trabalhos pioneiros de GAVER, MONTMEAT, PATTON [4].

Uma análise crítica de confiabilidade de transmissão foi efetuada num artigo de 1968 [30]. Os resultados obtidos pelos métodos de reduções sucessivas série-paralelo e aproximado foram comparados com aqueles obtidos por um processo Markoviano, admitido como o mais preciso.

Constatou-se que as duas técnicas não forneciam resultados consistentes, razão pela qual os trabalhos subseqüentes apresentavam equações modificadas, de modo a propiciar coerência com a abordagem via Markov. A grande maioria dos trabalhos sobre confiabilidade de transmissão baseia-se no critério da continuidade entre carga e geração, e admitem esta última como inteiramente confiável.

### 2.4.3 CONFIABILIDADE COMPOSTA (GERAÇÃO-TRANSMISSÃO)

No planejamento de sistemas de potência, está cada vez mais clara a necessidade de que se levem em consideração os aspectos que determinem soluções de compromisso entre os custos e a confiabilidade do sistema, reconhecendo a natureza estocástica de seu comportamento. A avaliação da adequação dos sistemas compostos geração e transmissão, desempenha um importante papel na confiabilidade composta, o que é confirmado pelo grande número de publicações sobre este tema nas últimas três décadas [7].

Os índices da confiabilidade composta representam a contribuição de falhas "compostas", dos eventos em que nem a geração nem a transmissão levam isoladamente a corte de carga, mas cujo efeito conjunto leva a problemas de suprimento.

As metodologias aplicadas em programas como GATOR 3.0, DCCR e ACCR, PACOS, CONFTRA [2]; efetuam a seleção de estados a serem avaliados, de diferentes maneiras, através do truncamento de probabilidade, sorteio (simulação Monte Carlo) ou ainda informação direta do usuário. Este procedimento de seleção, como também, o mecanismo de redespacho de geração de usinas, mecanismo de corte de carga, algoritmo de fluxo de potência, têm a influência sobre os índices de confiabilidade analisados [2].

O desacoplamento entre a otimização da capacidade de geração e a expansão da transmissão é verificado mediante o cálculo de índices de confiabilidade composta [18].

As metodologias analíticas não podem ser diretamente estendidas para a avaliação da confiabilidade composta, devido ao grande número de combinações de estados das variáveis envolvidas (i.e. geração, transmissão, carga, hidrologia,) e da maior complexidade na análise de desempenho de cada estado.

## 2.5 CONCLUSÕES

O objetivo deste capítulo foi definir as aplicações e os conceitos básicos utilizados na análise da confiabilidade de geração, transmissão e composta (geração-transmissão). Também se mencionou brevemente os métodos mencionados nesta.

As metodologias descritas brevemente ou as indicadas nas referências, mostram o alto grau de desenvolvimento desta área, assim como a importância dada a este tópico pelos centros de pesquisa e a indústria de energia elétrica.

No próximo capítulo descreve-se a técnica de simulação Monte Carlo, que é utilizada para avaliação da confiabilidade total.

## CAPÍTULO 3

### MÉTODO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO INDEPENDENTE APLICADO A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Uma técnica de simulação é um processo que procura reproduzir um processo físico. Através deste procedimento tenta-se obter soluções aproximadas de problemas que são, muitas vezes, impossíveis de tratamento analítico.

Os computadores digitais de alta velocidade e as linguagens especiais de simulação, tornaram a simulação uma poderosa técnica para a obtenção de soluções aproximadas de muitos problemas difíceis ou analiticamente insolúveis, como o proposto neste trabalho.

O método de simulação Monte Carlo, por exemplo, é um método probabilístico que modela uma função através de números aleatórios. O número de simulações deve ser considerável para que o resultado procurado seja aproximado.

As primeiras tentativas de aplicação da metodologia, aparecem na metade do século XIX, quando um grupo de pessoas fez experiências, sobre uma roleta. Nisto se destacou um certo capitão FOX, entre outros [21].

No começo do século XX escolas de estatística britânicas dão

uma aparência didática e perfeitamente aproveitável para a pesquisa.

O nome do método e sua sistemática foram desenvolvidas em 1944 [22]. O primeiro uso do método Monte Carlo, como um recurso de pesquisa ocorreu durante a segunda guerra mundial, no projeto da bomba atômica. Esta aplicação envolvia uma simulação do processo de difusão de neutrons, em materiais físséis, que é um problema de natureza essencialmente probabilística.

As primeiras publicações considerando a aplicação do método Monte Carlo, foram no desenvolvimento de técnicas de redução da variância, aproximação da equação de Boltzmann, através de JOHN VON NEUMANN, ULAM VERBUNDEM [21,23] e STEPHEN BRUSH [21], respectivamente.

O primeiro artigo encontrado sobre confiabilidade de sistemas de potência utilizando técnicas de simulação Monte Carlo foi publicado em 1972 por P.L. NOFERI e L. PARIS, aplicando um algoritmo de fluxo de potência DC [24].

Os modelos baseados em simulação Monte Carlo adotam duas técnicas de simulação: seqüencial e independente. No primeiro caso, amostras aleatórias anuais da vida do sistema, consistindo cada uma delas de 8760 horas, são simuladas em ordem cronológica. A limitação deste método seqüencial está relacionado com o esforço computacional, que pode ser bastante dispendioso [16,17].

### 3.2 ESTIMAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

O método de simulação Monte Carlo é uma forma de estimar estatísticas de interesse de um sistema a partir da análise do desempenho do sistema para estados de uma amostra aleatória do espaço de estados. Na análise de confiabilidade de sistemas hidroelétricos, o método de simulação Monte Carlo ao ser aplicado, possibilita estimar o índice LOLP a partir de uma amostra aleatória de condições hidrológicas, níveis de demanda e capacidade de geração (por área) do sistema interligado.

### 3.2.1 SORTEIO DOS ESTADOS DO SISTEMA [28]

O processo de sorteio para uma realização de uma variável aleatória  $z$  qualquer é imediato, conhecendo-se a distribuição acumulada de probabilidade  $P(z)$ , conforme ilustrado na Figura 3.1.

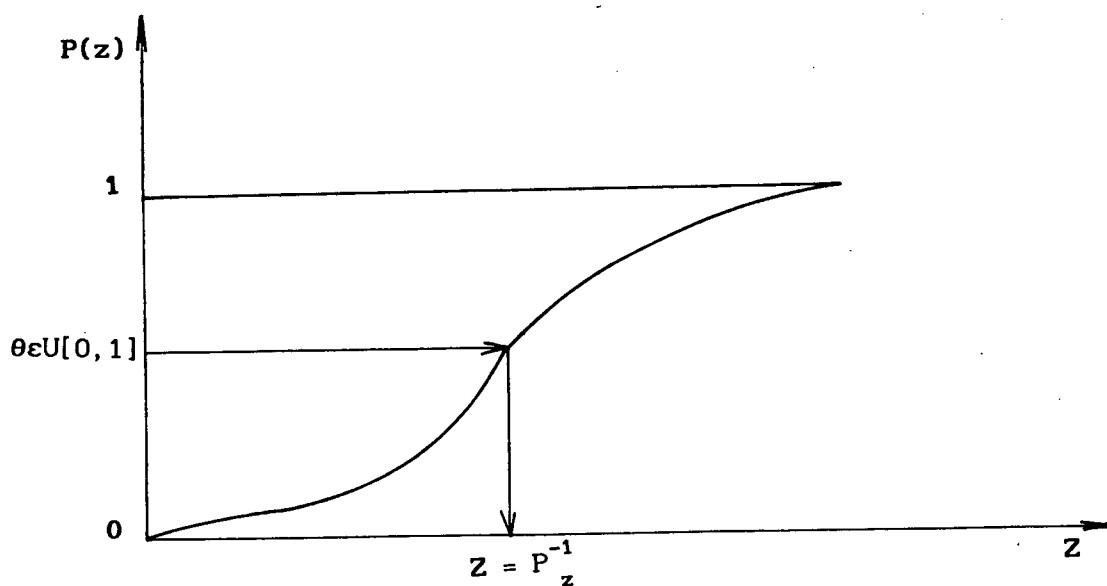


FIG 3.1 Distribuição acumulada de probabilidades

Um gerador de números pseudo-aleatórios é utilizado para determinar  $\theta$  compreendido no intervalo  $\{0-1\}$ .

### 3.2.2 ESTADOS DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO HIDROELÉTRICA

A dinâmica das usinas hidroelétricas pode ser modelada por um processo estocástico multivariado, não linear e não estacionário, cuja solução são as estatísticas das variáveis de estado mês a mês. Tem-se então a distribuição multivariada das potências disponíveis das usinas (através das alturas de queda).

A capacidade de geração é um dado que poderá ser encontrado fazendo rodar por exemplo, o MODELO DE INTERCÂMBIO E DE ANÁLISE A SUBSISTEMAS (MIDAS) [26], que leva em conta, implicitamente, nas suas regras de operação, as restrições de intercâmbio de energia entre dois subsistemas. Em termos resumidos o MIDAS, é um programa de simulação da operação de sistemas de geração hidrotérmicos, que, dada uma configuração de reservatório de energia potencial e usinas térmicas (formando subsistemas interligados) e dada uma série de energia afluenta a cada subsistema, executa mês a mês, uma operação de balanço, de forma a atender o mercado de energia, respeitando as limitações físicas do sistema. As séries de energia afluenta são obtidas "a priori", a partir dos dados da configuração hidráulica individualizada e das séries das vazões afluentes nos últimos 50 anos (maiores detalhes ver capítulo 5).

### 3.2.3 ESTADOS DAS UNIDADES GERADORAS

A capacidade disponível  $g$  de um gerador pode residir em dois estados: i)  $g = 0$ , se o equipamento estiver no estado de falha; ii)  $g = c$  (capacidade nominal ou reduzida) se o equipamento estiver em condições de operação. O conjunto de estados de geradores de uma usina é modelado por uma

função binomial, que dá o número de unidades disponíveis para a operação, em correspondência com um número aleatório sorteado [3].

#### 3.2.4 ESTADOS DA CARGA [27]

A variável aleatória nível de demanda é independente da variável aleatória capacidade de geração.

O método de obtenção das curvas de carga depende do tipo de informação disponível a respeito do mercado. Na atual implementação supõe-se que o usuário disponha dos seguintes dados:

$C(x)$  = Uma curva de carga mensal típica (em por cento)

$S_j$  = coeficiente de sazonalidade mensal

$F_i$  = fator de participação a  $i$ -ésima barra de carga na carga total

Com estes dados pode-se construir uma curva de carga em por cento do pico anual, para cada barra em cada mês, do seguinte modo:

$$C(x) = F_i S_j C(x) \quad (3.2.1)$$

Costuma-se discretizar a curva de carga mensal típica em "níveis equiprováveis".

Evidentemente, esta modelagem da carga é muito simplificada. Existem modelos estocásticos de carga mais exatos e confiáveis, cujos parâmetros básicos para essa modelagem são as taxas de transição entre os diversos níveis de carga, obtidos a partir do ciclo de carga do sistema [25].

### 3.2.5 ESTADOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

#### 3.2.5.1 CADEIAS DE MARKOV

O sistema de transmissão é modelado mediante o método de espaço de estados, em particular os processos de Markov, e os quais teoricamente, são os mais adequados para modelar as dependências entre os eventos de falha e reparo dos componentes, bem como as falhas simples e de modo comum do sistema.

Um processo Markoviano a parâmetros contínuos e a estados discretos é chamado de Cadeia de Markov.

Os estados das linhas e transformadores são representados por um modelo a dois estados: em operação e fora de operação.

Assim dado o estado do sistema no instante  $t$ , a probabilidade de encontrar o sistema de transmissão de  $n$  estados em qualquer estado  $i$  no tempo  $t+\Delta t$  pode ser escrito como um conjunto de  $n$  equações simultâneas em termos das probabilidades  $P_i(t)$  [3,29,30].

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t) \left[ 1 - \sum_{j \neq i}^n \rho_{i,j} \Delta t \right] + \sum_{j \neq i}^n P_j(t) \rho_{j,i} \Delta t \quad (3.2.2)$$

Probabilidade de  
permanência no  
estado durante  $\Delta t$

Probabilidade de  
transição de  $j$   
para  $i$  durante  $\Delta t$

Sejam então:

$P_i(t)$  = Probabilidade do sistema estar no estado  $i$  no tempo  $t$

$\rho_{i,j}$  = Taxa de transição do estado  $i$  para o estado  $j$

$\rho_{j,i} \Delta t$  = Probabilidade de transição do estado i para o estado j, no tempo  $\Delta t$ .

também:

$$\frac{P_i(t+\Delta t) - P_i(t)}{\Delta t} = -P_i(t) \sum_{j \neq i}^n \rho_{i,j} + \sum_{j \neq i}^n P_j(t) \rho_{j,i} \quad (3.2.3)$$

passando ao limite quando  $\Delta t \rightarrow 0$

$$P'_i(t) = \frac{dP_i(t)}{dt} = -P_i(t) \sum_{j \neq i}^n \rho_{i,j} + \sum_{j \neq i}^n P_j(t) \rho_{j,i} \quad (3.2.4)$$

escrevendo sob forma matricial:

$$\begin{bmatrix} P'_1(t) \\ P'_2(t) \\ \vdots \\ P'_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^n \rho_{1,j} & \rho_{2,1} & \dots & \rho_{n,1} \\ \rho_{1,2} & -\sum_{j \neq 2}^n \rho_{2,j} & \dots & \rho_{n,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \rho_{1,n} & \rho_{2,n} & \dots & -\sum_{j=1}^{n-1} \rho_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1(t) \\ P_2(t) \\ \vdots \\ P_n(t) \end{bmatrix} \quad (3.2.5)$$

Considerando o sistema de equações em regime permanente e substituindo uma das equações acima pelo balanço de probabilidades:

$$P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n = 1 \quad (3.2.6)$$

tem-se o seguinte sistema de equações linearmente independentes:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\sum_{j=2}^n \rho_{1,j} & \rho_{2,1} & \dots & \rho_{n,1} \\ \rho_{1,2} & -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}} \rho_{2,j} & \dots & \rho_{n,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \quad (3.2.7)$$

desta forma obtemos as probabilidades de cada estado da rede do sistema de potência.

**3.2.5.2 CADEIA DE MARKOV TRUNCADA**

As cadeias de Markov determinam as probabilidades dos estados da rede, como mostrado na Figura 3.2 e explicado no item anterior. A transição do estado operacional pleno da rede (sem falhas) para outro, considerando-se um só evento de falha, é efetuada para n estados de contingências simples. Subsequentemente a transição deste estado de falha simples à outro, de dois eventos de falha, conduz a  $C_n^2$  estados (combinação de n elementos, dois a dois), assim sucessivamente, até chegar a completar a dimensão do espaço de estados de n componentes:  $2^n$ .

A enumeração dos estados de um processo Markoviano e a resolução das equações pertinentes, constituem-se em tarefas praticamente impossíveis para sua aplicação em sistemas de médio e grande porte.

Tendo em vista a baixa taxa de falha dos componentes de transmissão, a probabilidade de haver vários componentes fora de serviço, de maneira independente, é muito pequena. Pode-se limitar, por exemplo, o espaço de estados, considerando o estado pleno e os  $n$  estados com uma só falha simples. Neste caso, a cadeia de Markov da rede ficaria truncada após o nível um de contingências.

Caso se desejar analisar níveis de contingências mais altos pode-se truncar a cadeia de Markov retendo-se apenas os estados dos níveis de interesse. O sistema de equações algébricas lineares resultante do tipo (3.2.7) será esparso e de grande porte, visto que o número de estados é no máximo igual a:

$$n_e = \sum_{k=0}^{K_{\max}} C_n^k \quad (3.2.8)$$

onde  $K_{\max}$  é o maior nível de contingências de interesse.

Pode-se evitar a resolução explícita do sistema de equações acima mencionado, recorrendo-se às expressões das probabilidades dos estados de cada nível de contingências correspondentes à **Cadeia de Markov Simples Completa**. Esta é definida como sendo a cadeia em que cada estado de um dado nível de contingências pode ser alcançado de qualquer estado do nível imediatamente anterior através de taxa de falha e do nível imediatamente posterior através de taxa de reparo (Figura 3.2).

É preciso observar que a Cadeia de Markov de um sistema real não necessariamente constitui uma Cadeia de Markov Simples Completa.

De acordo com a definição acima, a probabilidade do estado  $j$  do nível de contingências  $k$  é dada por [2,3]:

$$P_{j,k} = \prod_{\substack{\text{sobre} \\ \text{as } k \\ \text{contingências}}} (1-p_i) \prod_{\substack{\text{sobre os } n-k \\ \text{elementos} \\ \text{operacionais}}} p_i \quad (3.2.9)$$

onde  $p_i$  é a disponibilidade do elemento  $i$ .

A probabilidade total de cada nível de contingências pode ser facilmente calculada, somando-se as probabilidades dos  $C_n^k$  estados contidos no conjunto de estados do nível de falha  $k$ .

Assim a probabilidade do nível de contingência zero que contém apenas o estado perfeito é dada por:

$$P_0 = \prod_{i=1}^n p_i \quad (3.2.10)$$

já a probabilidade do nível de contingência um ( $n$  estados de uma falha simples) é:

$$P_1 = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n q_j \prod_{i=1}^n p_i \quad (3.2.11)$$

ou

$$P_1 = P_0 \sum_{j=1}^n \frac{q_j}{p_j} \quad (3.2.12)$$

onde

$$q_j = 1 - p_j \quad (3.2.13)$$

o nível de contingências dois ( $C_n^2$  estados de falha duplas independentes) apresenta probabilidade:

$$P_2 = \sum_{j=1}^{n-1} \sum_{k=j+1}^n q_j q_k \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j \\ i \neq k}}^n p_i \quad (3.2.14)$$

ou

$$P_2 = P_0 \sum_{j=1}^{n-1} \sum_{k=j+1}^n \frac{q_j q_k}{p_j p_k} \quad (3.2.15)$$

### 3.2.5.3 FALHAS DE MODO COMUM

Uma falha de modo comum em linhas de transmissão, é um evento provocado por uma causa externa simples, com efeitos de falhas múltiplas, não sendo consequência uma da outra [16].

Para modelar as falhas de modo comum é necessário enumerar todas as possíveis configurações que as contém. Cada configuração é composta de um conjunto de componentes envolvidos  $\{ C_j \}$ , uma taxa de falha de modo comum  $\lambda_{c_j}$  e uma taxa de reparo  $\mu_{c_j}$ . Pode-se assim calcular a disponibilidade e indisponibilidade dessa configuração

Suponha que um subconjunto  $i$  de componentes esteja sujeito à falha de modo comum  $j$ , além da falha individual de modo simples. Suponha também que a falha de modo simples seja independente da falha de modo comum. Assim os componentes do subconjunto  $i$  estão sujeitos a dois tipos de falha, integrando esses componentes num sistema contendo  $n_s$  falhas simples e  $n_c$

possíveis configurações de falhas de modo comum, podemos nos valer da equação (3.2.9), visto que podemos tratar uma falha de modo comum, como se fosse uma falha simples de um componente fictício.

Assim, as probabilidades totais dos primeiros níveis de contingências, considerando as falhas de modo comum, além das de modo simples, são dadas por:

$$P_0 = \prod_{i=1}^{ns} p_{si} \prod_{i=1}^{nc} p_{ci} \quad (3.2.16)$$

$$P_{s1} = \prod_{k=1}^{nc} p_{ck} \left[ \sum_{j=1}^{ns} q_{sj} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{ns} p_{si} \right] \quad (3.2.17)$$

$$P_{c1} = \prod_{k=1}^{ns} p_{sk} \left[ \sum_{j=1}^{nc} q_{cj} \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^{nc} p_{ci} \right] \quad (3.2.18)$$

$$P_{s2} = \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j \\ i \neq k}}^{nc} p_{ci} \left[ \sum_{j=1}^{ns-1} \sum_{k=j+1}^{ns} q_{sj} q_{sk} \prod_{i=1}^{ns} p_{si} \right] \quad (3.2.19)$$

$$P_{c2} = \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j \\ i \neq k}}^{ns} p_{si} \left[ \sum_{j=1}^{nc-1} \sum_{k=j+1}^{nc} q_{cj} q_{ck} \prod_{i=1}^{nc} p_{ci} \right] \quad (3.2.20)$$

$$P_{s1c1} = \left[ \sum_{j=1}^{ns} q_{sj} \prod_{i=1, i \neq j}^{ns} p_{si} \right] \left[ \sum_{j=1}^{nc} q_{cj} \prod_{i=1, i \neq j}^{nc} p_{ci} \right] \quad (3.2.21)$$

onde:

$P_0$  = Probabilidade do estado perfeito.

$P_{s1}$  = Probabilidade total dos estados com um só circuito fora por falha de modo simples.

$P_{c1}$  = Probabilidade total dos estados com uma só falha de modo comum.

$P_{s2}$  = Probabilidade total dos estados com dois circuitos fora por falha de modo simples.

$P_{c2}$  = Probabilidade total dos estados com duas falhas de modo comum.

$P_{s1c1}$  = Probabilidade total dos estados com uma falha de modo simples e outra de modo comum.

$n_s$  = Número de circuitos e de falhas simples

$n_c$  = Número de possíveis ocorrências de modo comum.

$q_c$  = Indisponibilidade devido à falha de modo comum.

$p_c$  = Disponibilidade frente à falha de modo comum.

Quando consideramos falhas simples no sistema RTS [33], obtemos 38 probabilidades de estados da rede (37 devidas às faltas nos equipamentos de transmissão e um estado de operação plena). A este modelo agregamos as falhas de modo comum (4 circuitos duplos). A Tabela 6.17 mostra estes estados críticos. Da mesma forma são determinadas as probabilidades dos estados, para o Sistema Sul Brasileiro (189 estados devidos a falhas simples e 8 a falhas de modo comum).

Este modelo mostra em que estado o sistema fica mais crítico e pode ser estendido para considerar as saídas das subestações, podendo-se modelar desta forma atos de sabotagem que ocorrem em muitos países.

A função distribuição das contingências é determinada a partir da probabilidade dos estados considerados, como mostrados nas Figuras 6.16 e 6.17 para os sistemas considerados. Desta forma, determinamos mediante

sorteio o nível de contingência, para logo tirar o(s) equipamento(s) de transmissão, mediante outro sorteio, aplicado na função distribuição das taxas de saída forçada dos transformadores e linhas.

Esta técnica com uma boa aproximação, foi desenvolvida e aplicada neste trabalho. Os resultados obtidos atestam a eficácia desta.

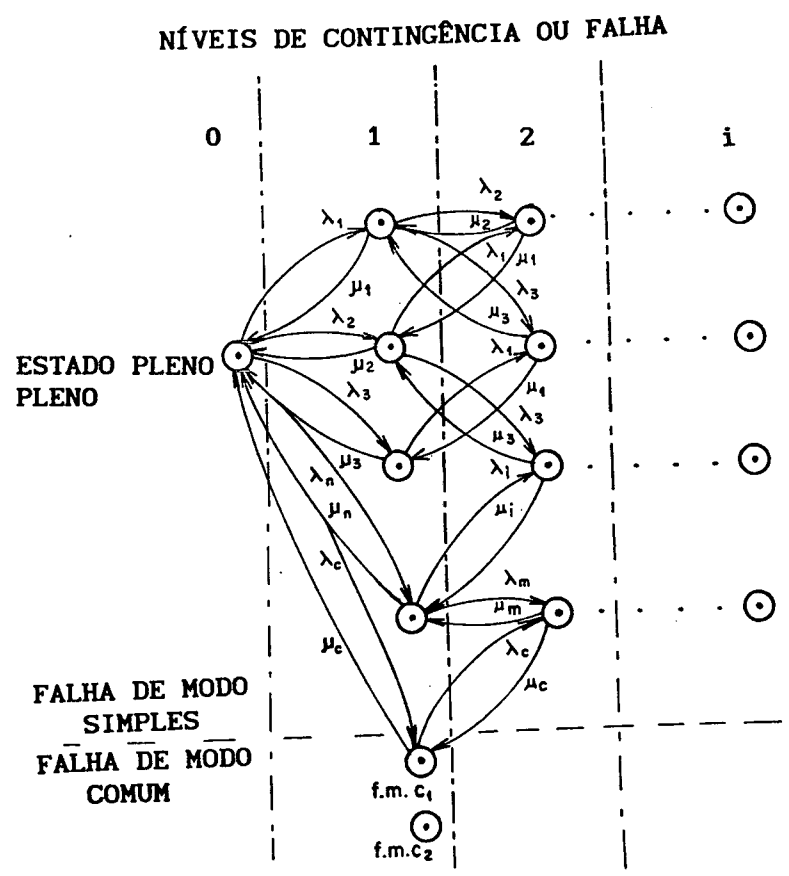


FIGURA 3.2 CADEIA DE MARKOV COMPLETA

3.2.6 SELEÇÃO DE ESTADOS POR SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Seja o estado de um sistema de potência representado pelo vetor  $x = (x_1, x_2, \dots, x_k, \dots, x_n)$ , onde  $x_k$  corresponde ao estado do k-ésimo componente. O conjunto de todos os possíveis estados  $x$  (espaço de estados)

será denotado por  $X$ .

A adequação de cada estado  $x$  é examinada através de funções teste, genericamente denotados por  $F(x)$ . O objetivo do teste é verificar se esta configuração específica de geradores e circuitos é capaz de suprir adequadamente uma carga específica.

Definindo a função teste  $F(x)$ :

$$F(x) = \begin{cases} 1, & \text{Se } x \text{ é um estado de falha,} \\ & \text{i.e., se existe corte de carga} \\ & \text{associado ao estado } x \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.2.22)$$

No método de simulação Monte Carlo Independente, os estados  $x \in X$  são amostrados a partir de suas distribuições conjuntas de probabilidade. Qualquer valor esperado de  $F$ ,  $E(F)$ , é calculado (estimado) através do seguinte estimador:

$$\bar{E}(F) = (1/NE) \sum_{i=1}^{NE} F(x^i) \quad (3.2.23)$$

onde:

$\bar{E}(F)$  = Estimador do valor esperado

$NE$  = Número de estados amostrados

$x^i$  =  $i$ -ésimo estado amostrado

$F(x^i)$  = Resultado do teste para o  $i$ -ésimo estado amostrado

Uma característica atraente da simulação Monte Carlo é que o

número de amostras  $NE$  necessário para estimar  $E(F)$  com uma dada precisão ( $\beta$ ) não depende do número de estados  $x$  em  $X$ . Em outras palavras, seja  $p$  a LOLP de um dado sistema: o tamanho da amostra requerido para estimar a LOLP para uma dada precisão é o mesmo, a despeito do sistema possuir dez barras, cem barras, ou dez mil barras [25]. Intuitivamente a precisão aumenta com o tamanho da amostra; no limite esta será igual a população, valor verdadeiro.

### 3.3 CÁLCULO DA PRECISÃO DAS ESTIMATIVAS

É importante observar em (3.2.23) que  $\bar{E}(F)$  não é o valor "verdadeiro" (população) de  $E(F)$  (que é geralmente desconhecido), porém uma estimativa deste valor. Em outras palavras, se o experimento é repetido com uma amostra aleatória diferente, poder-se-ia obter um outro valor para a estimativa  $\bar{E}(F)$ . Como  $x$  e  $F(x)$  são variáveis aleatórias, este estimador, que é uma média de  $NE$  amostras de  $F(x)$ , também é uma variável aleatória. A incerteza associada à estimativa (3.2.22) é dada pela variância do estimador:

$$V(\bar{E}(F)) = V(F) / NE \quad (3.3.1)$$

onde  $V(F)$  é a variância da função teste, estimada por:

$$\bar{V}(F) = (1/NE) \sum_{i=1}^{NE} (F(x^i) - E(F))^2 \quad (3.3.2)$$

A expressão (3.3.1) indica que a incerteza do estimador depende da variância da função teste  $V(F)$  e é inversamente proporcional ao número de amostras. Isto confirma a noção intuitiva de que a precisão de um experimento através do método Monte Carlo aumenta quando se aumenta o tamanho da

amostra. Usualmente, esta incerteza é representada através de um coeficiente de variação ou tolerância :

$$\beta = [ V(\bar{E}(F))^{0.5} / \bar{E}(F) ] \quad (3.3.3)$$

A expressão (3.3.3) pode ser usada para estimar o número de amostras necessárias para uma dada precisão, por exemplo para uma amostra com  $10^4$ , é preciso considerar uma tolerância de  $\beta = 0.3$  e para outra amostra de  $10^6$  estimações,  $\beta = 0.03$  [18,31].

Substituindo (3.3.1) em (3.3.3) e reescrevendo a expressão em termos de NE resulta em:

$$NE = \bar{V}(F) / [\beta \bar{E}(F)]^2 \quad (3.3.4)$$

Este último resultado mostra que o esforço computacional da simulação Monte Carlo, dada pelo tamanho da amostra NE, não depende da dimensão ou complexidade do sistema analisado. Por outro lado, o esforço computacional depende fortemente da precisão desejada  $\beta$ . Para ilustrar este fato, suponha que a estimativa da LOLP de um determinado sistema é igual a  $\bar{p}$ . Neste caso, a função teste  $F(x^1)$  corresponde à função indicadora definida em (3.2.22), cuja variância é dada por:

$$\bar{V}(F) = \frac{\bar{p}(1-\bar{p})}{NE} \quad (3.3.5)$$

A incerteza relativa associada a estimativa  $\bar{p}$  é expressa por:

$$\beta^2 = [\bar{p}(1-\bar{p}) / NE] / \bar{p}^2 \quad (3.3.6)$$

Reescrevendo (3.3.4) em termos de NE, tem-se:

$$NE \cong 1/[\beta^2 \bar{p}] \quad \text{para } \bar{p} \ll 1 \quad (3.3.7)$$

A expressão (3.3.7) mostra que o esforço computacional para a avaliação da LOLP é inversamente proporcional ao valor da LOLP, i.e., é computacionalmente mais dispendioso estimar pequenos valores da LOLP do que grandes valores. Pode-se observar também, através desta equação, que o esforço computacional varia com o quadrado da precisão  $\beta$  desejada, i.e.; o tamanho da amostra deve ser aumentado por um fator de quatro para reduzir  $\beta$  por um fator de dois [25,18,31].

#### 3.4 TÉCNICAS DE ACELERAÇÃO DA CONVERGÊNCIA

O estimador (3.2.23) é muito simples, não incorporando nenhum conhecimento que se possa porventura ter sobre o sistema e seu desempenho. Ademais, o tamanho da amostra necessário para obter-se estimativas de valores muito baixos (por exemplo, probabilidades da ordem de 0.001) com uma incerteza baixa pode ser excessivo. Nestes casos deve-se recorrer a técnicas mais elaboradas de simulação, conhecidas também como técnicas de redução de variância (VRT) [34].

A estimativa obtida a partir de uma amostra qualquer tem uma incerteza inerente que, como já foi visto, é função de seu valor de população. Em geral, pode-se dizer que sua incerteza será maior quanto maiores forem as dispersões das v.a. endógenas. O contra-domínio da função  $F(x)$  é um outro fator relevante: se for um conjunto discreto com poucos valores resultará em geral uma estimativa de menor dispersão do que se o

contra-dominio for um intervalo.

Encontram-se na literatura várias técnicas de redução de variância que possibilitam reduzir o tamanho da amostra necessária para estimar índices com uma incerteza pré-especificada. Pode-se classificar estas técnicas em dois grandes grupos: técnicas de correlação e técnicas de importância [34].

#### 1) TÉCNICAS DE CORRELAÇÃO

Congrega métodos que tomam partido da correlação entre as respostas para aumentar a eficiência da simulação. Dentro deste grupo podemos encontrar:

##### - MÉTODO DAS VARIÁVEIS ANTITÉTICAS [32]

Têm como idéia básica induzir uma correlação negativa nas respostas de blocos de eventos, embutindo uma dependência funcional ou estocástica entre as entradas dos respectivos blocos.

##### - MÉTODO DE REGRESSÃO OU DE VARIÁVEIS DE CONTROLE [31]

Usa técnicas de regressão para explorar correlação existente entre a função de avaliação e uma função que seja avaliada a cada evento e que tenha média conhecida. Esta função em geral provém de um modelo simplificado para o qual a média possa ser calculada analiticamente.

#### 11) TÉCNICAS DE IMPORTÂNCIA

Tem como idéia básica concentrar a amostragem em uma região do espaço de estados que mais contribui para os índices. Os métodos mais comuns desta classe são a amostragem por importância e a estratificação.

- MÉTODO DE AMOSTRAGEM POR IMPORTÂNCIA [18]

Tem como idéia básica distorcer o processo de amostragem, substituindo-o por outro. Esta distorção é depois corrigida ponderando-se as observações do novo processo de modo a que a média das observações ainda seja um estimador não tendencioso da média do processo original.

- MÉTODO DE ESTRATIFICAÇÃO DA AMOSTRA [1]

Neste trabalho utilizaremos o método de estratificação da amostra porque os níveis de carga podem ser diferenciados. Ilustraremos sua descrição com a aplicação dos sistemas aplicados neste trabalho, conforme será mostrado no próximo item.

Um desenvolvimento matemático mais detalhado da técnica de redução da variância pode-se encontrar na referência [28].

### 3.5 MÉTODO DE ESTRATIFICAÇÃO [1]

O método de Monte Carlo possibilita a utilização de técnicas de estratificação da amostra que permitem reduzir significativamente o esforço computacional [1,32].

A técnica empregada baseia-se na seguinte característica do problema: freqüentemente, neste trabalho os eventos que conduzem a algum déficit de potência, estão concentrados nos patamares mais altos da curva de carga. Este fato sugere a seguinte partição do espaço de estados:

$$X = X_{CP} \cup X_{CL} , \quad X_{CP} \cap X_{CL} = \emptyset \quad (3.5.1)$$

onde:

$X_{CP}$  e  $X_{CL}$  = Espaço de estados condicionados aos patamares de "carga pesada" e "carga leve".

Supondo conhecidas as probabilidades de cada patamar das curvas de carga  $\{ p_r, r= 1,2,\dots,ND \}$ , pode-se calcular com facilidade a probabilidade total de cada partição, da seguinte forma:

$$P(X_{CP}) = \sum_{r_1 \in CP} P_{r_1} \quad \text{e} \quad P(X_{CL}) = \sum_{r_2 \in CL} P_{r_2} \quad (3.5.2)$$

$$P(X_{CP}) + P(X_{CL}) = 1 \quad (3.5.3)$$

Onde CP e CL são respectivamente o conjunto dos patamares de carga pesada e carga leve.

No exemplo estudado a curva de carga é discretizada em 24 patamares equiprováveis  $\{ p_r = 1/24, r = 1,2,\dots,24 \}$ , uma partição possível consiste em fazer CP igual aos dez primeiros patamares e CL igual aos 14 restantes. Neste caso:

$$P(X_{CP}) = 10/24 \quad \text{e} \quad P(X_{CL}) = 14/24 \quad (3.5.3)$$

Para esta partição, qualquer índice de confiabilidade, por exemplo a LOLP do sistema, pode ser escrito como:

$$LOLP = LOLP(X_{CP})P(X_{CP}) + LOLP(X_{CL})P(X_{CL}) \quad (3.5.4)$$

Como por hipótese, no espaço  $X_{CL}$  não ocorre nenhum evento que conduza a déficit de potência, tem-se que,  $LOLP(X_{CL}) = 0$ . Isto será válido também para todos os demais índices.

A equação (3.5.4) se reduz, então a:

$$LOLP = LOLP(X_{CP})P(X_{CP}) \quad (3.5.5)$$

A equação (3.5.5) permite que se obtenha a estimativa da LOLP global a partir da estimativa da LOLP condicionada ao espaço das cargas pesadas,  $LOLP(X_{CP})$ .

Pela equação (3.3.7) pode-se verificar que o valor da  $LOLP(X_{CP})$  será, em geral, muito maior que o valor da LOLP. O número de sorteios necessários para estimar o valor da  $LOLP(X_{CP})$  com a mesma precisão (tolerância)  $\beta$  será, em geral, muito menor, reduzindo conseqüentemente o esforço computacional. Pela equação (3.5.4) vê-se que esta redução será tanto maior quanto menor for o valor de  $P(X_{CP})$ , ou seja, quanto mais "concentrado" for o espaço das cargas pesadas.

Formalizando um pouco este conceito, seja  $NE_1$  o número de sorteios necessários para obter a estimativa LOLP com erro relativo (tolerância)  $\beta$ . Pela equação (3.3.7) tem-se:

$$NE_1 \beta^2 LOLP(X_{CP}) P(X_{CP}) \cong 1 \quad (3.5.6)$$

ou equivalentemente:

$$NE_2 \beta^2 LOLP(X_{CP}) \cong 1 \quad (3.5.7)$$

onde

$$NE_2 = NE_1 P(X_{CP}) \quad (3.5.8)$$

A equação (3.5.8) mostra que, em primeira aproximação, a redução percentual do número de sorteios  $(NE_2 / NE_1)$  é igual ao valor da probabilidade  $P(X_{CP})$ .

### 3.6 CONTRIBUIÇÃO RELATIVA DAS FALHAS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E COMPOSTAS

Os programas de confiabilidade composta podem ser usados para avaliar a contribuição relativa das falhas de geração, transmissão e compostas na confiabilidade global do sistema. Nas referências [25,32,34] foi proposta a quantificação da contribuição relativa de cada tipo de falha para a probabilidade de perda de carga (LOLP) e o valor esperado da potência não suprida (EPNS). Estes índices podem ser expressos da seguinte maneira :

$$LOLP = LOLP_g + LOLP_t + LOLP_c \quad (3.6.1)$$

$$EPNS = EPNS_g + EPNS_t + EPNS_c \quad (3.6.2)$$

onde:

$LOLP_g$ ,  $EPNS_g$ , representam a contribuição de falhas de geração (G) que são suficientemente severas para levar a corte de carga no sistema, mesmo que não existam limitações na capacidade de transmissão.

$LOLP_t$ ,  $EPNS_t$ , representam a contribuição de falhas de

transmissão (T) que são suficientemente severas para levar a corte de carga mesmo que toda a capacidade de geração esteja disponível.

$LOLP_c$ ,  $EPNS_c$ , representam a contribuição de falhas "compostas" (C), i.e., dos eventos em que nem a geração nem a transmissão levam isoladamente a corte de carga, mas cujo efeito conjunto leva a problemas de suprimento.

Pode-se notar, a partir das estimativas anteriores, que  $LOLP_g$ ,  $EPNS_g$  correspondem aos valores calculados através de programas de confiabilidade de geração "pura". Por sua vez,  $LOLP_t$ ,  $EPNS_t$  correspondem aos valores obtidos através da análise da confiabilidade de transmissão "pura". Finalmente, os termos "compostos"  $LOLP_c$ ,  $EPNS_c$  medem o grau de importância da interação entre geração e transmissão sobre a confiabilidade no sistema [28,32,35].

Na realidade, existe um termo adicional para cada uma das equações (3.6.1) e (3.6.2), relacionado à ocorrência de falhas simultâneas de geração e transmissão. Em consequência, a definição precisa da LOLP é :

$$LOLP = LOLP_g + LOLP_t + LOLP_c - LOLP_{gt} \quad (3.6.3)$$

onde  $LOLP_{gt}$  representa a contribuição de falhas compostas superpostas, i.e., dos eventos em que tanto a geração como a transmissão levam isoladamente a problemas de suprimento. Em outras palavras,  $LOLP_{gt}$  compensa a "dupla contagem" dos eventos que compõem simultaneamente  $LOLP_g$  e  $LOLP_t$ .

Assumindo independência entre falhas de geração e transmissão,

tem-se :

$$LOLP_{gt} = LOLP_g * LOLP_t \quad (3.6.4)$$

Como os valores de  $LOLP_g$  e  $LOLP_t$  tendem a ser pequenos em sistemas reais, o valor de  $LOLP_{gt}$  em (3.6.4) não é em geral significativo, fazendo com que (3.6.4) seja aproximada por (3.6.1). A expressão (3.6.2) é uma definição de aproximação análoga, para os índices EPNS, porém seja de valor significativo.

As contribuições relativas mostradas acima podem ser usadas para verificar a viabilidade de se utilizar programas separados para a análise de confiabilidade de geração e transmissão. Se a contribuição relativa dos termos compostos for pequena, é possível desacoplar as análises; caso contrário, deve-se utilizar um programa de confiabilidade composta [25,32,35].

### 3.7 EFEITO DA REDE DE TRANSMISSÃO

As falhas de transmissão conduzem a corte de carga sempre que não haja redundância de transmissão entre geração e carga. Isto ocorre em especial nas partes radiais de um sistema, resultando sempre em ilhamento e inviabilizando a resolução do fluxo de potência linearizado, devido ao fato de que a parte da rede desconexa que não contém a barra de referência apresenta matriz de susceptância singular.

Duas alternativas tem-se diante desta realização:

- a) Considerar o ilhamento resultante como um corte de carga.

b) Verificar se há possibilidade de operação separada das duas partes da rede.

Neste trabalho considera-se apenas a primeira alternativa, já que a segunda precisa de um estudo mais complexo.

No caso em que a falha de um elemento de transmissão não causar ilhamento, ou seja o elemento não é radial, o fluxo de potência linearizado fornece solução, a qual é confrontada com os limites de transmissão. Caso haja violação de limites é acionado o redespacho de geração e/ou alívio de carga. Se resultar corte de carga, é incrementado o contador da função teste confiabilidade de transmissão.

### 3.8 ALGORITMO DE SIMULAÇÃO MONTE CARLO INDEPENDENTE

O diagrama de fluxo do método de simulação Monte Carlo Independente, é ilustrado na Figura 3.3

### 3.9 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou o método de simulação Monte Carlo para a seleção de estados do sistema e posteriormente o cálculo da LOLP. Também é aplicada uma técnica de aceleração da convergência.

Na modelagem da transmissão são consideradas falhas simples e de modo comum através do método de Markov truncado. A metodologia pode ser estendida para as equações deduzidas.

São modeladas as cargas, a hidrologia e a geração segundo os métodos descritos.

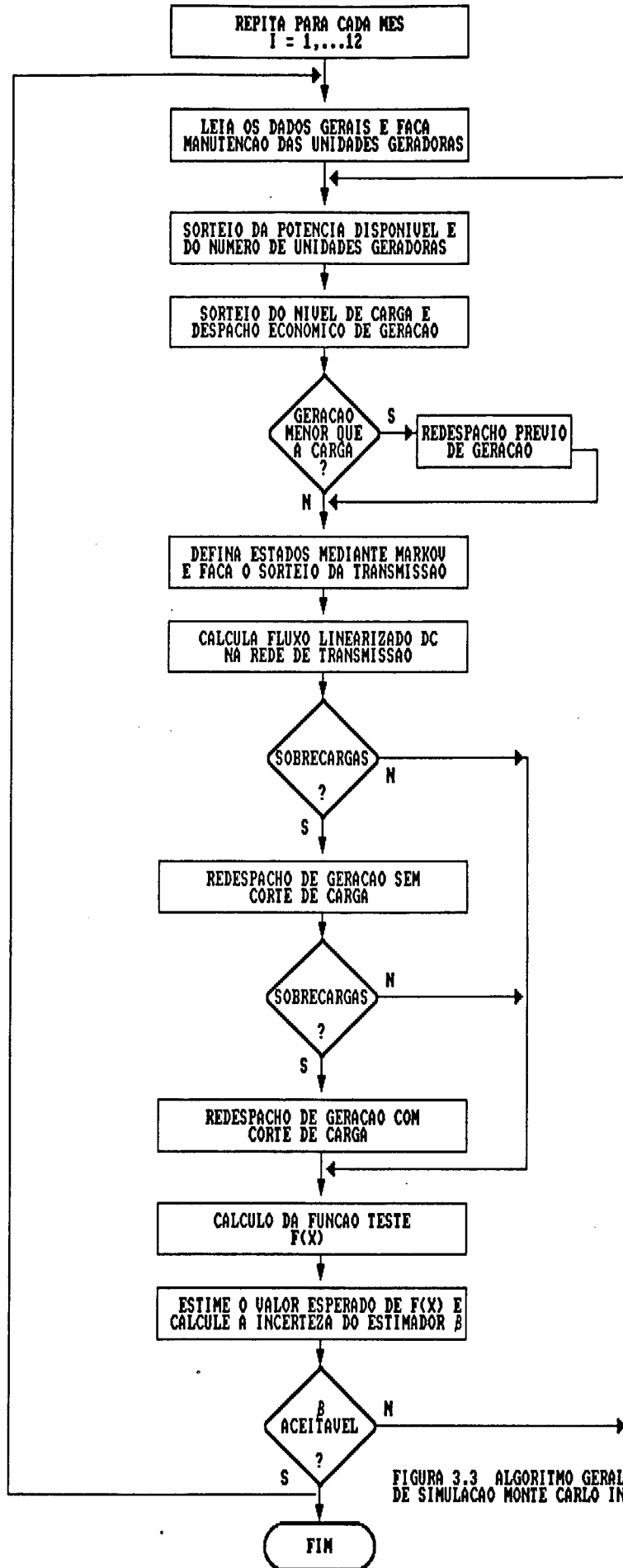


FIGURA 3.3 ALGORITMO GERAL DO METODO DE SIMULACAO MONTE CARLO INDEPENDENTE

## CAPÍTULO 4

### REDESPACHO DE GERAÇÃO E CORTES DE CARGA VIA PROGRAMAÇÃO LINEAR

#### 4.1 INTRODUÇÃO

Na análise de sistemas de potência, enfrenta-se muitas vezes o problema de otimizar uma função objetivo, que é uma função das variáveis de estado, de controle e/ou de perturbações do sistema em questão, observando, simultaneamente, certas restrições de igualdade e/ou desigualdade para estas mesmas variáveis.

A análise de adequação está relacionada à capacidade do sistema em atender a demanda de carga em um dado instante de tempo, dentro de limites normais de tensão e operação de equipamentos. Portanto, esta avaliação está associada ao desempenho do sistema em condições estáticas ou de regime permanente. No caso da confiabilidade composta, esta avaliação está tipicamente relacionada a análises de fluxo de potência AC ou DC.

Se a função objetivo e as restrições forem lineares, então falamos de programação linear, caso contrário teremos em mãos um problema de programação não linear. Estes últimos problemas não são simples e raramente se chega a uma solução analítica [40].

O modelo de fluxo de potência linearizado fornece o ponto de operação do sistema, ou seja, o fluxo de potência ativa nos circuitos. Estes valores

são então comparados com os limites de operação do sistema. Caso existam violações, estas são eliminadas através da otimização de ações corretivas. Estas ações podem incluir redespacho de geração ativa e nos casos mais severos, corte de carga. Esta última medida tem sido de especial interesse no modelo computacional, já que seu objetivo é determinar o mínimo corte de carga no sistema.

O redespacho em modelos de fluxo de potência DC é realizado através da utilização dos fatores de distribuição, que representam a relação entre o fluxo nos ramos e a injeção nas barras.

A aplicação do método de programação linear para a avaliação da adequação em confiabilidade composta tem sido exitosa [18,25].

Nos modelos AC, a identificação da sobrecarga em equipamentos, em linhas de transmissão ou transformadores, é efetuada através da comparação das correntes nominais e correntes que circulam nestes equipamentos durante os estados sob análise. Não se comparam valores de potência, porque nos casos em que existem contingências, não é certo que as variações de tensão sejam pequenas, ocasionando diferenças sensíveis entre comparações de corrente ou MVA. O corte de carga é utilizado para somar três tipos de falha: a insuficiência de geração, a sobrecarga que não foi completamente reduzida pelo redespacho, e tensões fora dos limites.

Pode-se também encontrar metodologias que utilizam resultados vindos de análises de viabilidade de configurações elétricas tentativas, sintetizadas pelo planejador [64].

## 4.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DO MÉTODO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

O Método Simplex corrigido é utilizado para a solução do problema de otimização de uma função objetivo linear, sujeita a restrições lineares, usando o dual, com bases reduzidas e técnicas de esparsidade [41]. O processo se inicializará, desde que o estado de operação inicial do sistema de potência contenha um ramo sobrecarregado. Limites do fluxo nos ramos são testados um por um, redespachando otimamente o sistema em cada ocasião, testando novos ramos sobrecarregados e também diminuindo limites forçados previamente. O cálculo segue de uma maneira ordenada até a solução final [38].

### 4.2.1 MODELO DE REDE

O modelo linearizado em potência ativa, ou fluxo DC, fornece uma aproximação da distribuição dos fluxos ativos no sistema, no qual é desprezado o efeito tensão/potência reativa.

O fluxo DC é baseado no forte acoplamento entre a potência ativa e o ângulo das tensões nas barras [44].

$$B\theta + g = d \quad (4.2.1.1)$$

onde:

$B$  = matriz de susceptâncias, cujos elementos são dados por:

$$B_{ij} = b_{ij}, \text{ com } i \neq j$$

$$B_{ij} = -\sum_{j \in \Omega_i} b_{ij}$$

$\Omega_i$  = conjunto de barras diretamente conectadas à barra  $i$

$\theta$  = vetor dos ângulos das tensões nodais

$g$  = vetor de potência ativa gerada

$d$  = vetor de potência ativa de carga

O sistema linear (4.2.1.1) pode ser solucionado por técnicas de esparsidade [43].

A solução do vetor  $\theta$  pode ser usada para estimar fluxos na rede da seguinte forma:

$$f_{ij} = (\theta_i - \theta_j) b_{ij} \quad (4.2.1.2)$$

#### 4.2.2 CORTE MÍNIMO DE CARGA

Duas classes de restrições de operação podem ser representadas no método linearizado:

i) Limites de geração

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad (4.2.2.1)$$

j) Limites de fluxo de potência

$$|f_{ij}| \leq \bar{f}_{ij} \quad (4.2.2.2)$$

Os limites de fluxo podem ser também escritos em termos dos ângulos  $\theta$ , de tensão nas barras, por substituição de (4.2.1.2) em (4.2.2.2):

$$|\theta_i - \theta_j| = \bar{\psi}_{ij} \quad (4.2.2.3)$$

onde:

$$\bar{\psi}_{ij} = \bar{f}_{ij} / b_{ij} \quad (4.2.2.4)$$

$\bar{\psi}_{ij}$  é o máximo ângulo encontrado no ramo i-j

Se o fluxo de potência estimado  $f_{ij}$  em (4.2.1.1) excede o limite  $\bar{f}_{ij}$ , o sistema será sobrecarregado. A eliminação de sobrecargas envolve um redespacho de geração  $g$  e, se for necessário, medidas mais severas tal como corte de carga em algumas ou todas as barras de carga [18,25,45].

O problema do corte mínimo de carga é feito para reduzir a soma dos déficit de carga no sistema, e pode ser calculado pelo seguinte problema de programação linear:

$$\text{Min } z = \sum_{i=1}^N r_i \quad (4.2.2.5)$$

Sujeito a:

$$B\theta + g + r = d$$

$$0 \leq g \leq \bar{g}$$

$$0 \leq r \leq d$$

$$|s\theta| \leq \bar{\psi}$$

onde:

$r$  = geração fictícia representando a diminuição de carga na barra  $i$

$s$  = matriz incidência de barra-ramo

#### 4.2.3 MODELAGEM DO PROBLEMA

o modelo utiliza uma formulação incremental na qual o sistema é linearizado ao redor de um ponto de operação  $g^0$  e as variáveis resolvidas são as variações de geração [37].

$$\Delta g = B\Delta\theta \quad (4.2.3.1)$$

onde:

$\Delta g$  = vetor de incrementos de geração

$\Delta\theta$  = vetor de incrementos de ângulos de tensão

A função objetivo a ser minimizada é:

$$f = \sum_{i=1}^N c_i(\Delta g_i) \quad (4.2.3.2)$$

Onde a curva de custo  $c_i$  de cada unidade é representada por segmentos lineares.

Temos três tipos de restrições:

i ) BALANÇO DE POTÊNCIA

Note-se que, para a operação do ponto  $g^0$ ,

$$\sum_{i=1}^N d_i = \sum_{i=1}^N d_i \quad (4.2.3.3)$$

A equação balanço de potência indica que as variações de geração se cancelarão e é representado por:

$$A^b \Delta g = 0 \quad (4.2.3.4)$$

onde:

$$A^b = [\beta_1, \beta_2, \beta_3 \dots \beta_n]$$

$\beta_i$  = fatores repartição de perdas de transmissão

$\beta$  pode assumir valores unitários ou ser obtido por métodos padrões [37]

#### ii) LIMITES DE GERAÇÃO

$$\underline{\Delta g}_i \leq \Delta g_i \leq \bar{\Delta g}_i \quad \forall i=1,2,3,\dots,n \quad (4.2.3.5)$$

onde  $\underline{\Delta g}$  e  $\bar{\Delta g}$  são os limites de geração

Note-se que estes limites são mostrados como diferenças com respeito ao ponto de operação mostrado.

$$\underline{\Delta g} \leq I \Delta g \leq \bar{\Delta g} \quad (4.2.3.6)$$

I é a matriz identidade

#### iii) RESTRIÇÃO DE FLUXO DE POTÊNCIA

$$\underline{\Delta f}_{ij} \leq \Delta f_{ij} \leq \bar{\Delta f}_{ij} \quad (4.2.3.7)$$

onde  $\bar{\Delta f}_{ij}$  e  $\underline{\Delta f}_{ij}$  são os limites de fluxo

A equação (4.2.3.7) pode ser escrita em termos de  $\Delta\theta$

$$\Delta f_{ij} = (\Delta\theta_i - \Delta\theta_j) b_{ij} \quad (4.2.3.8)$$

o que é igual a:

$$\Delta f_{ij} = e_{ij} \Delta\theta b_{ij} \quad (4.2.3.9)$$

$$\text{onde } e = [\dots +1 \dots -1 \dots]$$

$$\begin{array}{ccc} & \uparrow & \uparrow \\ & i & j \end{array}$$

A expressão (4.2.3.9) pode ser escrita em termos de  $\Delta g$ , porque a causa de (4.2.3.1)

$$\Delta\theta = B^{-1} \Delta g = Z \Delta g \quad (4.2.3.10)$$

Isto resulta

$$\Delta f_{ij} = e_{ij} Z \Delta g b_{ij} \quad (4.2.3.11)$$

O vetor  $e_{ij} Z$  na equação (4.2.3.11) é a solução  $x$  do sistema

$$x B = e_{ij} \quad (4.2.3.12)$$

A expressão (4.2.3.10) pode ser usada para referir as variações de fluxo para variações de geração.

As restrições de fluxo são então representadas como:

$$\Delta f_{ij} \leq A_{ij} \Delta g \leq \bar{\Delta} f_{ij} \quad (4.2.3.13)$$

logo

$$A_{ij} = e_{ij} Z b_{ij}$$

É importante observar que o vetor  $A$  é cheio, exceto para a barra folga (zero por definição), enquanto a expressão (4.2.3.8) é esparsa [37,38].

#### 4.2.4 ALGORITMO DO MÉTODO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR

O diagrama de fluxo do método de programação linear fica ilustrado na figura 4.1.

#### 4.3 PROCESSO CENTRAL DE PROGRAMAÇÃO LINEAR [37,38,39,46]

Qualquer estudo de operação do sistema de potência é definido em termos de  $n$  variáveis de controle  $\Delta g$  e por  $n$  equações. A primeira será o balanço de potências (4.2.3.3), tendo  $(n-1)$  equações de estado para ser especificadas.

A solução do problema de programação linear fica em alguns vértices do conjunto de restrições. As anteriores  $(n-1)$  equações de estado deverão ser restrições de igualdade de gerações na barra e fluxo nos ramos excedidos, obtendo-se de (4.2.3.5 , 4.2.3.12), substituindo os símbolos  $\leq$  por  $=$ .

Como qualquer cenário, neste processo, os estados de operação do sistema são mostrados pela equação matricial "BÁSICA":

$$L = [H]\Delta g \quad (4.3.1)$$

cuja primeira fila (linha) é (4.2.3.4) e as  $(n-1)$  filas contém coeficientes de restrições do vetor fila  $A_{ij}$  (4.2.3.12) e de  $I$  (4.2.3.6).

#### 4.3.1 METODOLOGIA DE OTIMIZAÇÃO

Os estados de operação no começo de cada iteração de programação linear são definidos por (4.3.1); se houver restrições violadas, estas tem que ser removidas da matriz básica de uma forma ótima, através de um teste de elegibilidade e de proporções.

A chave para a elegibilidade é uma sensibilidade entre a restrição que entra e cada faixa  $k$  de restrições existente.

$$S = \Delta\phi_{in} / \Delta\phi_k \quad (4.3.1.1)$$

Se  $-\Delta\phi_{in}$  é encontrado, porque o fluxo no ramo ou geração é violado, também  $\Delta\phi_k$  é encontrado. Existem  $k$  faixas de restrições (geração ou ramos de fluxo) que mudam livremente.

A restrição  $k$  é eleita se:

i) esta é a restrição que entra. Estão acima ou abaixo dos limites, e  $S_k$  é positivo.

ii) eles estão em limites opostos e  $S_k$  é negativo.

O teste de proporções envolve o custo incremental  $\lambda_k$  de cada faixa de restrições.

A faixa de restrições  $i$  a ser liberada da base é aquela na qual a proporção  $|\lambda_k / S_k|$  do conjunto de restrições elegíveis  $k$  é mínimo.



$$L^b = [H] \Delta g^f + [H^1] \Delta g^1 \quad (4.3.2.2)$$

Sempre que a geração livre é necessitada, (4.3.2.1) é solucionada como:

$$\Delta g^f = [H^f]^{-1} (L^b - [B^1] \Delta g^1) \quad (4.3.2.3)$$

Pouco trabalho é requerido para obter a inversa da matriz  $[H^f]_{m \times m}$ , já que  $m$  é pequeno (de 2 a 6)

A cada iteração de programação linear, uma restrição em (4.3.2.1) é substituída por outra. A amostra da estrutura particionada é preservada implicitamente, reordenando cada vez a equação.

#### 4.3.3 CALCULO DE S E $\lambda$

A fila comum da restrição que entra será  $A_{in}$ , do modelo da Teoria do Dual Simplex revisado [41,42,46] o vetor fila  $S$  de sensibilidades é mostrado por:

$$S = A_{in} [H]^{-1} \quad (4.3.4.1)$$

A matriz  $[H]^{-1}$  tem a mesma estrutura de  $H$  em (3.3.2.1).  $[H^f]$  é substituída pela inversa admitida desta, e  $[H^1]$  é premultiplicada por  $-[H^f]^{-1}$ , logo (4.3.4.1) é simplificado:

$$S^b = A_{in}^f [H^f]^{-1} \quad (4.3.4.2)$$

e

$$S^g = A_{in}^1 - S^b[H^1] \quad (4.3.4.2)$$

onde o vetor  $S$  e  $A_{in}$  têm sido particionados consequentemente.

Para uma geração,  $A_{in}^f$  e  $A_{in}^1$  são nulos, exceto para um elemento unitário na anterior.

O vetor de custos incrementais sobre a faixa de restrições é mostrado por:

$$\lambda = C [H]^{-1} \quad (4.3.4.4)$$

Particionando o vetor  $\lambda$  e  $C$  tem-se:

$$\lambda^b = C^f [H^1]^{-1} \quad (4.3.4.5)$$

e

$$\lambda^g = C^1 - \lambda^b [H^1] \quad (4.3.4.6)$$

#### 4.3.4 EXECUÇÃO ITERATIVA DA PROGRAMAÇÃO LINEAR

A execução iterativa da programação linear, mostrada na figura 4.1, é resumida conforme os seguintes passos.

- i) Calcula-se  $S$  desde (4.3.4.2) e (4.3.4.3);
- ii) Testa-se a elegibilidade da faixa de restrições;
- iii) Calcula-se  $\lambda$  de (4.3.4.5) e (4.3.4.6);

- iv) Aplica-se o teste de proporções para seleccionar a restrição a ser liberada;
- v) Resolve-se a equação básica;
- vi) Resolve-se os geradores livres desde (4.3.2.2);

A solução do algoritmo é basicamente o DUAL SIMPLEX [41,42,46]

#### 4.4 FUNÇÃO OBJETIVO

Em relação á aplicação de programação linear, tem sido usual representar cada curva de custo por uma variável separada de programação linear. Isto pode ser computacionalmente desfavorável, descaracterizando o uso de aproximações por segmento.

O presente método utiliza uma simples variável  $\Delta g$  para cada barra controlada, em qualquer etapa no processo,  $\Delta g$  é considerada para ser operado sobre algum segmento designado, o qual é indicado por algum ponto. O custo incremental deste segmento comum é sempre usado na equação (4.3.4.4).

A figura 4.2 mostra a função objetivo como uma curva de custo de planta multi-segmentada. Utilizaremos esta porque facilita nosso propósito de corte de carga [37,38,39,45].

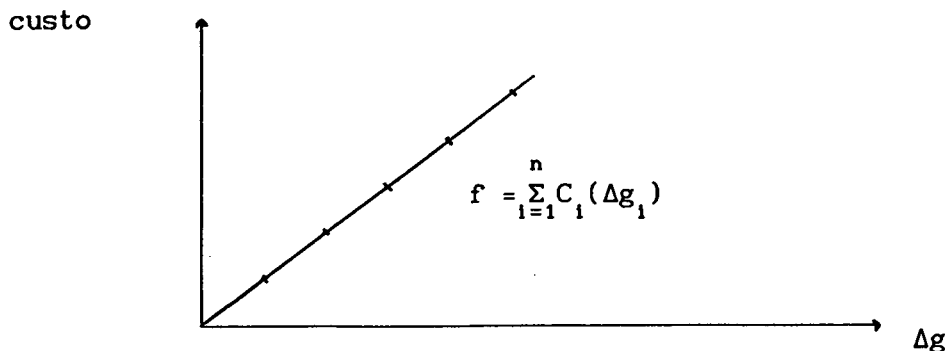


FIG. 4.2 CURVA DE CUSTO DE PLANTA MULTI-SEGMENTADA

#### 4.5 MODIFICAÇÕES NA LÓGICA DE MULTI-SEGMENTOS

Sempre que o ponto de operação  $\Delta g$  mude para outros segmentos é substituído em (4.3.4.4). Isto significa que a função objetivo (4.2.1.1) é alterada continuamente como uma solução progressiva da programação linear. Então faz-se necessário modificar ligeiramente o método de programação linear, tomando as seguintes considerações [37,38,39].

i) Suponha-se que  $\Delta g_1$  é um sobrelimite destes segmentos, quando o teste de elegibilidade detecta que este segmento necessitará ser incrementado, então é redesignado como operação sobre o limite baixo dos segmentos altos que juntamos.

ii) Algum  $\Delta g_1$  com uma violação importante é escolhido, o processo retorna com o segmento limite sobre  $\Delta g_{in}$ . O teste de proporção é exercido no caminho normal e a menor proporção  $R^{Mim}$  entre a faixa de restrições elegíveis existente é logo conhecida. Descobrimos que o segmento mais perto da violação será aquele, cuja proporção seja menor que  $R^{Mim} \cdot \Delta g_{in}$ . deverá operar sobre este segmento.

iii) Suponha que é estabelecido que  $\Delta g_1$  se moverá para um ponto, violando os limites, cumprindo com o teste de proporções, o segmento limite será, por definição, a menor  $R^{\text{Min}}$ . Este é outro segmento mais próximo ao segmento violado, então  $\Delta g_1$  fixará uma variável limitada com limite acima do segmento limitado. Este indicador de segmento e os custos incrementais são mudados e entram no vetor L, na equação básica (4.3.1). O Processo de programação linear continua normal. Esta nova variável é definida como uma geração fictícia, representando a diminuição de carga na barra correspondente [18,25,45].

#### 4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado um método de programação linear aproximado aplicado para a segurança e controle de sistemas de potência. A vantagem deste é a confiabilidade computacional e a rapidez.

O método de Monte Carlo, precisa de um programa aproximado de redespacho de geração, porque este é quem determinará se o sistema terá ou não redução de carga. Então nossa função teste dependerá da sua exatidão.

O modelo de fluxo linearizado DC, tem um erro da ordem de 5 %, com respeito ao fluxo AC, nos sistemas estudados. Estes foram rodados com o programa BIG POWER [63]. Isto indica que o método de programação linear aplicado ao redespacho de geração e cortes de carga é adequado e pode ser comprovado com os resultados obtidos no próximo capítulo.

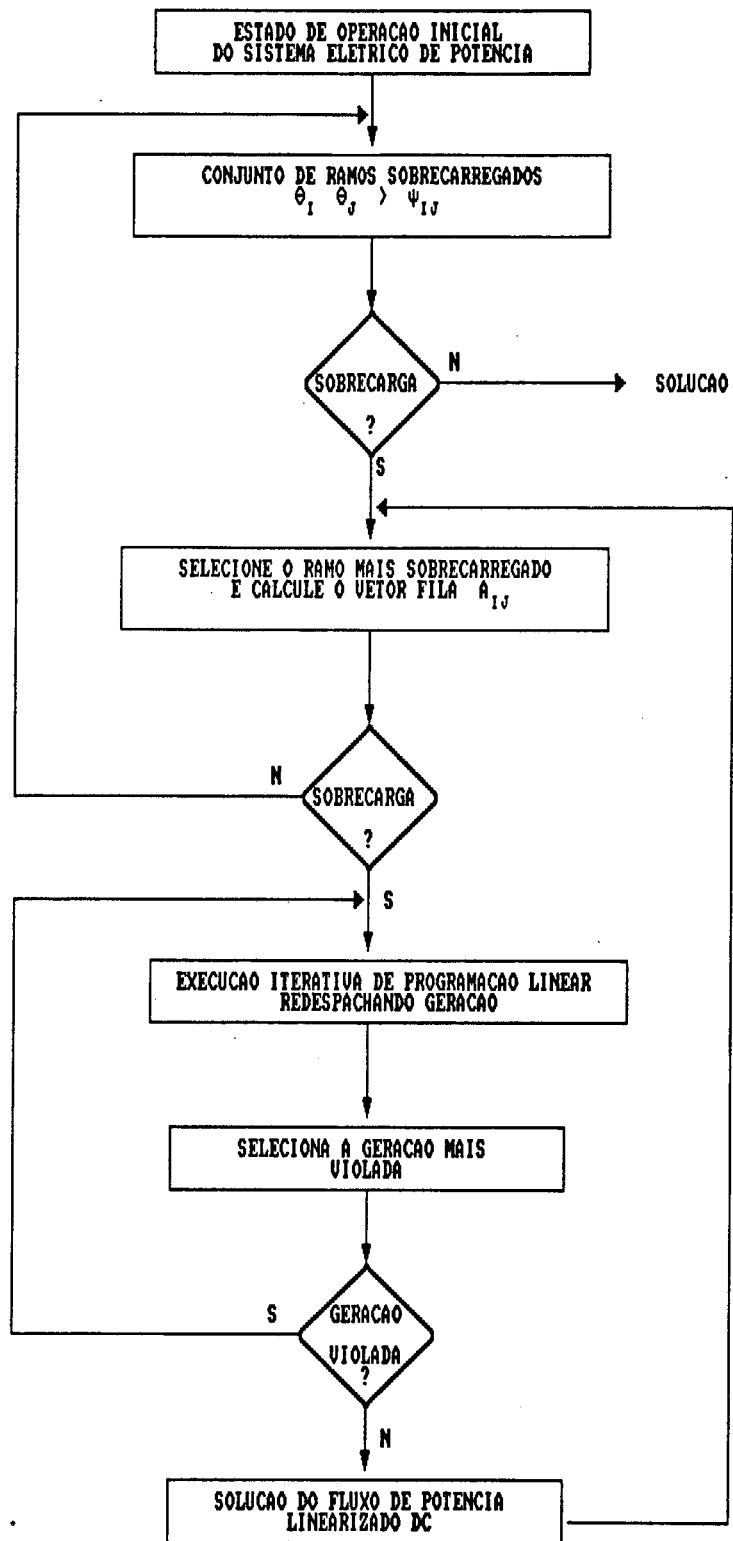


FIGURA 4.1 ESQUEMA GERAL DO METODO DE PROGRAMAÇÃO LINEAR PARA SEGURANCA EM REDES DE SISTEMAS DE POTENCIA

## CAPÍTULO 5

### MODELOS DE PRÉ-DESPACHO E DE PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS

#### 5.1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento do parque gerador de energia elétrica brasileira e com o aumento do número de interligações regionais, a análise do suprimento ao mercado a curto e longo prazos, tem evidenciado a necessidade de instrumentos de análise adequados ao crescente porte e complexidade do sistema.

Dentro deste contexto, um modelo de pré-despacho de geração tem que ser desenvolvido com a finalidade de se completar o elenco de análises de planos de expansão de sistemas de geração/transmissão de energia elétrica [52].

As potências unitárias das usinas hidráulicas com reservatório, dada uma política de operação, dependem da hidrologia ou seja, da sequência mensal de vazões afluentes regularizadas a cada uma destas usinas [54].

Dispõe-se, nas empresas do setor brasileiro, de um histórico de vazões registradas de janeiro de 1931 a dezembro de 1988, bem como de arquivos de 100 e 2000 séries de vazões sintéticas criadas a partir daquele histórico [52].

Para os estudos de confiabilidade, são necessárias as disponibilidades de potência das unidades geradoras. Uma das formas de obtenção desses valores é também através de simulação em base mensal, como os aplicados neste trabalho, considerando a altura de queda dos reservatórios, função do deplecionamento necessário ao atendimento de carga [52].

Com o auxílio de um **SIMULADOR** pode-se obter a potência unitária mês a mês das usinas levando em conta, não só as vazões afluentes, como também o estado dos reservatórios, as regras de operação, os limites de turbinamento, etc.

Em termos resumidos, o **SIMULADOR** é um programa que dada uma configuração hidrotérmica estática ou dinâmica, dado um critério de operação (prioridades de enchimento e deplecionamento, prioridades de colocação das térmicas, etc) e dada uma série hidrológica histórica ou sintética (série gerada a partir de modelos multivariados), executa a operação do sistema de forma a atender ao mercado de energia. Como resultado desta simulação, obtêm-se as potências disponíveis em cada usina, e cada mês do período de estudo [54].

A simulação da operação de sistemas interligados requer um modelo capaz de levar em conta, implicitamente, nas suas regras de operação, as restrições de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

Para o caso mais geral, existe um modelo, baseado em programação linear (Modelo Linear de Intercâmbio entre Subsistemas MISS), capaz de executar esta simulação, porém com um custo computacional bastante elevado.

No caso de subsistemas hidraulicamente independentes (não existe

intercâmbio de água) e eletricamente interligados em malha, se tem o Modelo de Análise a Subsistemas (MIDAS) desenvolvido pela ELETROSUL, capaz de executar esta simulação e, computacionalmente, bem mais eficiente.

Para o caso particular de subsistemas hidraulicamente independentes e eletricamente interligados em linha (que correspondem, por exemplo, ao estágio de interligação das regiões brasileiras para os próximos anos), existe ainda uma adaptação simples das regras de operação de um modelo de simulação para um único sistema capaz de preservar a otimalidade das restrições de intercâmbio [1].

Existem dois aspectos básicos envolvidos na manutenção preventiva: um individual e outro global. O individual, denominado microprogramação, diz respeito à programação das atividades e operações necessárias à execução da manutenção preventiva de cada unidade. Quanto ao aspecto global, denominado macroprogramação, envolve a programação da manutenção de todas as máquinas num dado horizonte de planejamento.

A importância de se otimizar a programação da manutenção de unidades geradoras deve-se ao fato de que a confiabilidade e os custos de operação de um sistema elétrico são diretamente afetados pelas saídas para manutenção das unidades geradoras. Assim, uma escala de manutenção cuidadosamente otimizada pode, potencialmente, adiar algum investimento em novas unidades geradoras.

O problema de escalonamento da manutenção pode ser definido como a escolha das datas nas quais as unidades serão paralizadas para inspeção e manutenção preventiva dos seus elementos principais, de forma que os níveis de confiabilidade do sistema sejam aceitáveis, os custos minimizados, e

todas, ou a maioria das restrições do sistema sejam respeitadas. Os principais métodos disponíveis para a solução deste problema podem ser agrupados da seguinte maneira:

#### i) MÉTODOS HEURÍSTICOS

Os métodos heurísticos procuram, para cada unidade (a melhor brecha menor demanda) para escalar a manutenção. Geralmente consistem num procedimento não iterativo, isto é, uma vez obtida uma escala viável o processo de busca é terminado. Uma explicação mais detalhada pode ser encontrada na referência [59].

#### ii) MÉTODOS QUE UTILIZAM PROGRAMAÇÃO MATEMÁTICA

A solução do problema de escalonamento da manutenção das unidades geradoras é solucionada por diferentes tipos de programação matemática. Por exemplo a referência [55] utiliza programação linear, [61] aplica programação inteira simplificada, também se tem técnicas probabilísticas mostradas em [62] e o método de programação dinâmica por aproximações sucessivas utilizado neste trabalho [57,58].

### 5.2 MODELO DE PRÉ-DESPACHO DE GERAÇÃO

O sistema interligado de geração hidrotermoelétrica aplicado, é o sistema sul brasileiro, cujas potências disponíveis das principais usinas hidrelétricas foram obtidas utilizando o Modelo de Análise a Subsistemas (MIDAS), desenvolvido na ELETROSUL [26]. Tal modelo procura atender às cargas de energia e potência através da simulação da operação individualizada das usinas, considerando o enchimento/deplecionamento em paralelo dos reservatórios, os limites de intercâmbio energético entre as regiões e a

geração térmica, conforme curvas-guias por classe de termelétricas agrupadas em função de seus custos de geração. A seguir descreveremos brevemente este modelo.

### 5.2.1 MODELO DE ANÁLISE A SUBSISTEMAS

O modelo MIDAS pode simular até dois subsistemas hidrotérmicos interligados eletricamente, com restrições de intercâmbio entre eles. Para uma explicação mais ordenada dividiremos o modelo em quatro etapas.

#### 5.2.1.1 AQUISIÇÃO DE DADOS

Aqui se faz a leitura, via imagem de cartões, dos dados necessários para a simulação, compreendendo usinas hidráulicas, usinas térmicas, parâmetros de mercado e limitações de intercâmbio entre os subsistemas.

#### 5.2.1.2 LEVANTAMENTO DAS CURVAS GUIA DAS TÉRMICAS

Nesta etapa determinam-se as curvas guia para cada classe térmica e para cada subsistema, representado pelas envoltórias das curvas das necessidades de armazenamento dos subsistemas a cada mês, supondo a ocorrência de até 6 períodos hidrológicos secos. As curvas de necessidade de armazenamento, para cada classe e subsistema, são levantadas para cada período seco, simulando a operação do sistema no sentido inverso do tempo. Assim, uma classe térmica prevista para operar durante um certo número de meses, dentro de cada período seco, terá uma curva de necessidade de armazenamento, enquanto em operação, em ambos os subsistemas, podendo portanto, durante o processo de simulação, ser acionada para atendimento de qualquer subsistema. Durante o levantamento das necessidades de

armazenamento, cada subsistema é operado isoladamente até que:

-sua necessidade de armazenamento atinja o máximo, quando buscará suporte do outro subsistema, respeitando as restrições de intercâmbio;

-sua necessidade de armazenamento atinja o mínimo, quando enviará para o outro subsistema o excedente de energia, respeitando as restrições de intercâmbio.

O processo de intercâmbio de energia entre os subsistemas é realizado adotando até 3 limites, representando riscos elétricos crescentes, que são utilizados de acordo com o risco energético do sistema. No processo de intercâmbio de ponta utiliza-se um único limite de intercâmbio.

O limite de intercâmbio de energia, utilizado nesta etapa, é o menor dos três limites, significando que as curvas-guia devem procurar reduzir também os riscos elétricos do sistema.

#### **5.2.1.3 SIMULAÇÃO A SUBSISTEMA EQUIVALENTE**

Aqui é simulada a operação do parque gerador, promovendo a convergência entre as gerações e mercados de energia e ponta, estabelecendo os intercâmbios entre os subsistemas.

A simulação é feita para um conjunto de seqüências hidrológicas do histórico de vazões.

As usinas hidráulicas com reservatório são agregadas em um único reservatório equivalente de energia por subsistema e as vazões afluentes às

usinas são transformadas em energias afluentes aos reservatórios equivalentes dos subsistemas. Um processo de desagregação dos reservatórios equivalente permite estimar o volume final de cada usina no mês e em consequência avaliar com razoável precisão a energia perdida por vertimentos localizados em usinas, mesmo naquelas submotorizadas.

A operação das usinas térmicas e os intercâmbios entre os subsistemas são decididos em função das curvas-guia das classes térmicas, que traduzem a cada instante, o risco de atendimento futuro à carga do sistema. O intercâmbio entre os subsistemas é efetuado buscando-se um equilíbrio percentual do armazenamento, em relação às correspondentes curvas-guia nos subsistemas.

O limite de intercâmbio de energia utilizado, a cada mês, é selecionado de acordo com a necessidade global do sistema. Assim, comparando a disponibilidade global do sistema, dada pela soma do armazenamento hidráulico mais a disponibilidade de geração da classe térmica, com o valor da soma das correspondentes curvas-guia nos subsistemas, adota-se:

- o menor limite de intercâmbio, se o valor da disponibilidade global for maior do que o valor da curva-guia superior, significando que o sistema se encontra bem situado energeticamente e não se justifica incorrer em riscos elétricos desnecessários;

- o limite intermediário de intercâmbio, se o valor da disponibilidade global estiver entre os valores das curvas-guia superior e inferior, significando que o sistema está com um risco energético razoável e pode-se admitir algum risco elétrico;.

- o maior limite de intercâmbio, se o valor da disponibilidade global for menor do que o valor da curva-guia inferior, significando que o sistema se encontra numa situação energética de alto risco e deve-se aceitar um risco elétrico compatível.

O balanço de ponta consiste no confronto do mercado com às disponibilidades de ponta das usinas hidráulicas e térmicas dos subsistemas, efetuando-se os intercâmbios necessários.

Os problemas oriundos da existência de vínculos hidráulicos entre os subsistemas são amenizados, ou até eliminados, pela adoção do processo de composição e desagregação dos sistemas equivalentes.

O reservatório equivalente de cada subsistema pode ser desagregado, a nível de usina, através de uma interpolação linear, que associa o nível do reservatório das usinas ao nível de armazenamento do reservatório equivalente, buscando mantê-los dentro das mesmas faixas.

#### **5.2.1.4 SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS**

Adotando-se como fixos os valores de geração das usinas térmicas, os intercâmbios entre os subsistemas e as disponibilidades de ponta das usinas, estabelecidos a nível de simulação equivalente, pode-se efetuar, opcionalmente, a operação individualizada para energia das usinas hidráulicas, promovendo a convergência entre as gerações hidráulicas e os mercados residuais de energia por subsistema. A operação dos reservatórios é realizada buscando-se o deplecionamento/enchimento dos reservatórios em paralelo, dentro das faixas percentuais dos volumes úteis e atendendo as restrições físico-operativas das usinas das cascatas. Tem-se obtido a

convergência por subsistema, mesmo quando da existência de vínculos hidráulicos entre os mesmos.

Caso não existam vínculos hidráulicos entre os subsistemas é possível a simulação de um sistema a nível equivalente e do outro a nível individualizado.

### 5.3 PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS

A programação da manutenção de unidades geradoras do Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE (RTS) e do Sistema Sul Brasileiro (SSB), foi feita utilizando-se o Programa Computacional de Programação da Manutenção de Geradores, desenvolvido na Universidade de Waterloo e feito por Hans Zürn como tese de doutorado [57]. Descreveremos a seguir brevemente este modelo.

#### 5.3.1 PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE GERADORES

O principal objetivo deste programa é estabelecer uma ótima programação de unidades geradoras. A solução do problema de otimização das restrições discretas, é obtida por o método de programação dinâmica por aproximações sucessivas, o qual é capaz de manusear qualquer tipo de função objetivo e restrições de sistemas de potência.

##### 5.3.1.1 FUNÇÕES OBJETIVO

Diversas classes funções objetivo podem ser utilizadas neste programa. A classe mais elaborada contém um custo de operação esperado para ser minimizado sobre o período planejado. O custo de operação total é composto pelo custo de produção de energia e custo de manutenção.

A classe de função objetivo mais importante refere-se à confiabilidade do sistema de potência. Vários índices de confiabilidade podem ser usados, como por exemplo a probabilidade de perda de carga (LOLP) e a potência esperada não suprida (EPNS). Estes índices podem estar sujeitos a qualquer minimização sobre o período planejado.

A terceira classe de função objetivo contém a minimização de desvios desde uma programação de manutenção ideal. A programação ideal poderá ser função de um intervalo de tempo ótimo entre a manutenção preventiva de cada unidade ou poderá também ser uma função das exigências de programação de vários geradores em ordem cronológica especificada.

O programa permitirá fixar datas ideais para a programação de manutenção, como também fixará intervalos de tempo ideal no começo das saídas estabelecidas em manutenção e anexará uma unidade idêntica ou outra. A combinação destas condições é também possível.

Cada saída é de diferente importância, os desvios programados são avaliados por um coeficiente de prioridade de saída, estabelecido pelo usuário.

A quarta classe de função objetivo refere-se a violações de restrições, as quais são acumuladas em forma de termos penalizados. Coeficientes de penalidade para violações de restrições poderão ser escolhidos de acordo com a importância das violações.

Se uma solução ótima com violação de restrições é encontrada, o programa procederá regularmente para a próxima aproximação sucessiva.

### 5.3.1.2 RESTRIÇÕES

As restrições impostas pelo problema de programação de manutenção das unidades geradoras são basicamente classificadas em restrições independentes e de interação.

Entre as restrições independentes se encontra o limite de duração de saída da unidade geradora (acima ou embaixo), manutenção continuada (uma vez começada a manutenção, esta deverá ser completada), número de períodos de manutenção admitidos para cada unidade.

As restrições de interação compreendem as restrições de manutenção em grupo (saídas planejadas não simultâneas poderão ser designadas para cada grupo em cada período), e às restrições de confiabilidade.

### 5.2.1.3 AGRUPAMENTO DE UNIDADES GERADORAS

Os grupos de unidades geradoras são também levados em conta pelo algoritmo de programação dinâmica por aproximações sucessivas. Normalmente estes grupos compreendem unidades homogêneas (mesmo número de segmentos de potência, função custo, combustível), sujeito a alguns grupos em manutenção (saídas planejadas).

O programa, entretanto, tem a opção de admitir dois tipos de sub-grupos, dentro de um mesmo grupo. Este fato é importante para admitir mudanças de parâmetros.

### 5.3.1.4 PROGRAMAÇÃO INICIAL E ASPECTOS DE CONVERGÊNCIA

O método de programação dinâmica por aproximações sucessivas, requer um programa de manutenção inicial, viável ou não. No programa usado, o usuário tem a opção de submeter tal procedimento ou deixar que o método gere a mesma.

O procedimento da otimização poderá tomar várias iterações até gerar a mesma escala de manutenção de geradores em iterações sucessivas. O programa então permite a alteração de procedimentos iterativos sob nova função objetivo, usando a escala convergida previamente como a nova escala inicial.

#### 5.4 CONCLUSÕES

Neste capítulo apresentou-se grande parte das considerações gerais para a avaliação da confiabilidade de sistemas de potência.

Na primeira parte se descreveu o modelo de pré-despacho de geração, utilizado para gerar os dados de potência disponível, do Sistema Interligado Sul de geração hidrotermoelétrica.

Na segunda parte se descreveu o programa utilizado para determinar a programação ótima de manutenção das unidades geradoras dos sistemas elétricos aplicados, utilizando como metodologia de solução, programação dinâmica por aproximações sucessivas.

Estas considerações tomadas para a determinação dos índices de confiabilidade, são muito importantes, para uma avaliação mais real e coerente dos sistemas aplicados. Sua incidência sobre os índices será analisada no seguinte capítulo.

## CAPÍTULO 6

### TESTES E RESULTADOS

#### 6.1 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A aplicação da metodologia proposta é ilustrada com dois sistemas: o Sistema Teste de Confiabilidade (RTS) do IEEE [33] e um baseado no Sistema Sul Brasileiro (SSB) [60]. A descrição resumida dos dados destes sistemas pode ser encontrada nos Apêndices A e B, respectivamente, enquanto as características básicas estão resumidas na tabela 6.1.

Os índices foram calculados através de simulações Monte Carlo independente. A avaliação da adequação de cada estado amostrado foi realizada através de um modelo de fluxo de potência DC, acoplado a um modelo de redespacho ótimo, baseado em programação linear [37,38,39]. Todos os resultados foram obtidos com simples precisão em um computador PC/AT 386.

TABELA 6.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DO SISTEMA TESTE

CARACTERÍSTICAS	RTS	SSB
No. de barras	24	132
No. de circuitos	38	189
No. de usinas	14	16
No. de geradores	32	50
Cap. instalada [MW]	3450	6422
Carga máxima [MW]	2850	5600
Núm. de nív. de car.	24/dia	24/dia

## 6.2 ÍNDICES BÁSICOS DE CONFIABILIDADE

Os resultados da análise de confiabilidade para o sistema RTS, foram obtidos com uma amostra de vinte mil estados (NE= 20000); para o sistema SSB foram amostrados quinze mil estados (NE = 15000). A tabela 6.2 apresenta os valores de incerteza do estimador  $\beta$  utilizados nestes sistemas.

TABELA 6.2 INCERTEZA DO ESTIMADOR DOS SISTEMAS

INCERTEZA DO ESTIMADOR	SISTEMA	
	RTS	SSB
$\beta_{LOLP}$	0.115	0.150
$\beta_{EPNS}$	0.150	0.190

### 6.2.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL

Os índices de confiabilidade global, são avaliados pela contribuição relativa das falhas de geração, transmissão e compostas, nos sistemas aplicados.

As tabelas 6.3 a 6.6 mostram os valores dos índices globais de confiabilidade do sistema RTS em forma mensal, com falhas na rede de modo simples apenas, bem como falhas de modo simples e comum. Também se considera uma programação otimizada da manutenção das unidades geradoras. As figuras 6.1 a 6.4 representam os gráficos destes valores, respectivamente.

As tabelas 6.7 a 6.11 mostram os valores dos índices globais de confiabilidade do sistema SSB em forma mensal, com falhas de modo simples, falhas de modo simples e comum na rede, além de hidrologia normal e crítica. Também se considera uma programação otimizada da manutenção das unidades

geradoras. As figuras 6.5 a 6.9 representam os gráficos destes valores, respectivamente.

As tabelas 6.12 e 6.13 mostram os valores dos índices globais de confiabilidade dos sistemas RTS e SSB, em forma mensal, considerando até falhas duplas independentes e de modo comum na rede; hidrologia crítica e programação otimizada da manutenção das unidades geradoras. As figuras 6.10 e 6.11 representam os gráficos destes valores, respectivamente.

As figuras 6.12 e 6.13 mostram as curvas de carga anual dos sistemas RTS e SSB, respectivamente.

Nas figuras 6.14 e 6.15 observam-se os gráficos das potências disponíveis das unidades geradoras do sistema RTS e SSB considerando uma programação otimizada da manutenção das unidades geradoras.

**TABELA 6.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA RTS COM FALHAS DE MODO SIMPLES NA REDE**

MÊS	LOLP* $10^{-3}$	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.400	0.046	8
FEVEREIRO	0.150	0.009	3
MARÇO	0.050	0.018	1
ABRIL	0.100	0.005	2
MAIO	0.250	0.039	5
JUNHO	0.450	0.022	9
JULHO	0.200	0.022	4
AGOSTO	0.050	0.018	1
SETEMBRO	0.000	0.000	0
OUTUBRO	0.050	0.000	1
NOVEMBRO	0.900	0.099	18
DEZEMBRO	3.000	0.436	60
TOTAL (ANO)	5.600	0.714	112

TABELA 6.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA RTS  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM NA REDE

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.450	0.038	9
FEVEREIRO	0.250	0.030	5
MARÇO	0.0	0.0	0
ABRIL	0.1	0.005	2
MAIO	0.450	0.038	9
JUNHO	0.600	0.084	12
JULHO	0.300	0.013	6
AGOSTO	0.100	0.009	2
SETEMBRO	0.050	0.011	1
OUTUBRO	0.100	0.002	2
NOVEMBRO	1.150	1.187	23
DEZEMBRO	4.250	0.500	85
TOTAL	7.800	1.917	156

TABELA 6.5 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA RTS  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E PROG. OTIMIZADA DA MANUTENÇÃO

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	3.250	0.381	65
FEVEREIRO	3.100	0.348	62
MARÇO	0.450	0.035	9
ABRIL	0.700	0.093	14
MAIO	3.250	0.350	65
JUNHO	2.400	0.224	48
JULHO	0.150	0.012	3
AGOSTO	0.650	0.060	13
SETEMBRO	1.100	0.131	22
OUTUBRO	0.200	0.002	4
NOVEMBRO	0.900	0.099	18
DEZEMBRO	3.000	0.436	60
TOTAL	19.150	2.191	383

**TABELA 6.6 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA RTS  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM E PROG. OTM. DA MANUTENÇÃO**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	3.550	0.436	71
FEVEREIRO	3.000	0.290	60
MARÇO	0.450	0.026	9
ABRIL	0.800	0.073	16
MAIO	3.450	0.414	69
JUNHO	2.450	0.278	49
JULHO	0.300	0.013	6
AGOSTO	0.650	0.066	13
SETEMBRO	1.250	0.173	25
OUTUBRO	0.400	0.048	8
NOVEMBRO	1.150	0.187	23
DEZEMBRO	4.250	0.500	85
TOTAL	21.700	2.504	434

**TABELA 6.7 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES NA REDE**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.600	0.151	9
FEVEREIRO	0.666	0.057	10
MARÇO	3.133	0.559	47
ABRIL	1.800	0.286	27
MAIO	2.467	0.340	37
JUNHO	3.200	0.537	48
JULHO	2.000	0.382	30
AGOSTO	0.733	0.131	11
SETEMBRO	1.267	0.356	19
OUTUBRO	1.133	0.165	17
NOVEMBRO	0.733	0.092	11
DEZEMBRO	1.667	0.203	25
TOTAL	19.399	3.259	291

**TABELA 6.8 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM NA REDE**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS(MW)	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.467	0.073	7
FEVEREIRO	1.133	0.257	17
MARÇO	3.067	0.542	46
ABRIL	2.000	0.319	30
MAIO	3.000	0.475	45
JUNHO	3.400	0.536	51
JULHO	2.533	0.498	38
AGOSTO	1.133	0.246	17
SETEMBRO	1.600	0.273	24
OUTUBRO	1.333	0.163	20
NOVEMBRO	0.600	0.178	9
DEZEMBRO	1.133	0.158	17
TOTAL	21.399	3.718	321

**TABELA 6.9 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E HIDROLOGIA CRÍTICA**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS(MW)	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.800	0.080	12
FEVEREIRO	0.867	0.181	13
MARÇO	3.333	0.618	50
ABRIL	2.733	0.482	41
MAIO	3.000	0.532	43
JUNHO	4.150	0.745	59
JULHO	2.733	0.499	41
AGOSTO	1.200	0.367	18
SETEMBRO	1.400	0.174	21
OUTUBRO	1.200	0.153	18
NOVEMBRO	0.933	0.121	14
DEZEMBRO	1.600	0.199	24
TOTAL	23.949	4.151	354

**TABELA 6.10 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM E HIDROLOGIA CRÍTICA**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	0.733	0.097	11
FEVEREIRO	1.067	0.206	16
MARÇO	4.201	0.716	57
ABRIL	3.200	0.683	48
MAIO	3.800	0.507	57
JUNHO	4.267	0.722	64
JULHO	3.533	0.592	53
AGOSTO	1.533	0.299	23
SETEMBRO	1.867	0.284	28
OUTUBRO	1.667	0.321	25
NOVEMBRO	0.867	0.181	13
DEZEMBRO	1.333	0.150	20
TOTAL	28.068	4.758	415

**TABELA 6.11 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM, HIDR. CRÍT., PROG. OTM. DA MANUTENÇÃO**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	1.267	0.290	19
FEVEREIRO	2.933	0.340	44
MARÇO	6.413	1.385	65
ABRIL	4.807	0.804	65
MAIO	6.393	1.102	65
JUNHO	6.456	1.476	60
JULHO	5.133	0.942	77
AGOSTO	2.800	0.497	42
SETEMBRO	3.080	0.418	45
OUTUBRO	5.680	0.947	59
NOVEMBRO	4.901	0.924	54
DEZEMBRO	5.574	1.005	73
TOTAL	55.357	10.130	668

**TABELA 6.12 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA RTS  
COM ATÉ FALHAS DUPLAS INDEPS. E MODO COMUM E PROG. OTM. DA MANUTENÇÃO**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	4.162	0.502	81
FEVEREIRO	3.100	0.294	62
MARÇO	0.400	0.048	8
ABRIL	0.700	0.087	14
MAIO	3.850	0.455	77
JUNHO	2.600	0.290	52
JULHO	0.400	0.043	8
AGOSTO	0.400	0.003	8
SETEMBRO	1.150	0.171	23
OUTUBRO	0.250	0.035	5
NOVEMBRO	1.550	0.195	31
DEZEMBRO	4.921	0.635	79
TOTAL	23.483	2.785	448

**TABELA 6.13 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO SISTEMA SSB  
COM FALHAS ATÉ DUPLAS INDPS. E MODO COMUM, HIDR. CRÍT., PROG. OTM. DA MANUT.**

MÊS	LOLP* 10 <sup>-3</sup>	EPNS[MW]	Num. de est. Críticos
JANEIRO	1.667	0.224	25
FEVEREIRO	3.330	0.661	50
MARÇO	6.498	1.471	51
ABRIL	4.064	0.913	55
MAIO	5.934	1.206	50
JUNHO	6.537	1.355	64
JULHO	5.225	1.078	69
AGOSTO	3.200	0.465	48
SETEMBRO	3.467	0.633	52
OUTUBRO	5.523	0.838	58
NOVEMBRO	4.151	0.664	58
DEZEMBRO	5.561	1.263	64
TOTAL	55.157	10.771	644

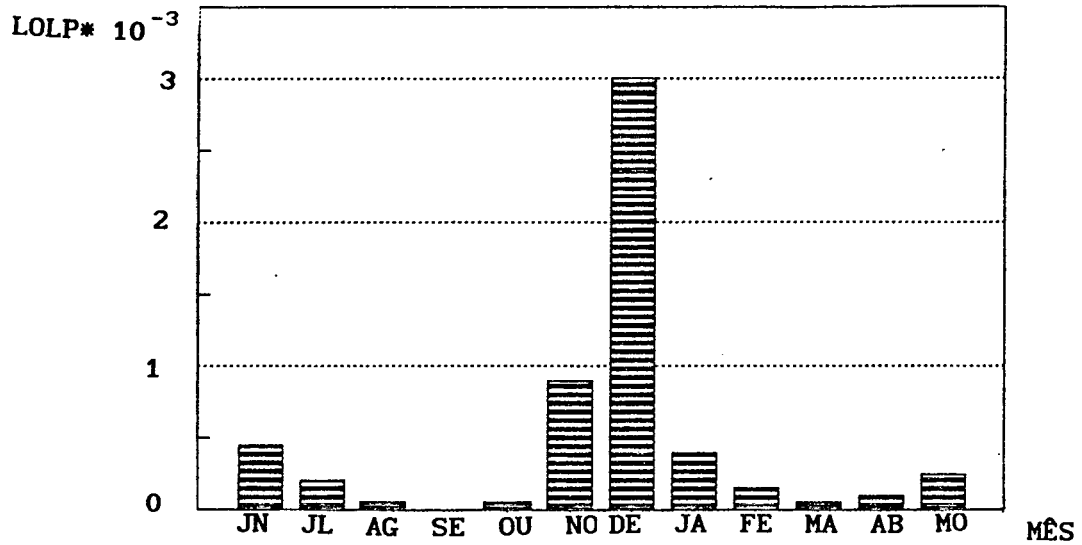


FIGURA 6.1 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA RTS, COM FALHAS DE MODO SIMPLES NA REDE

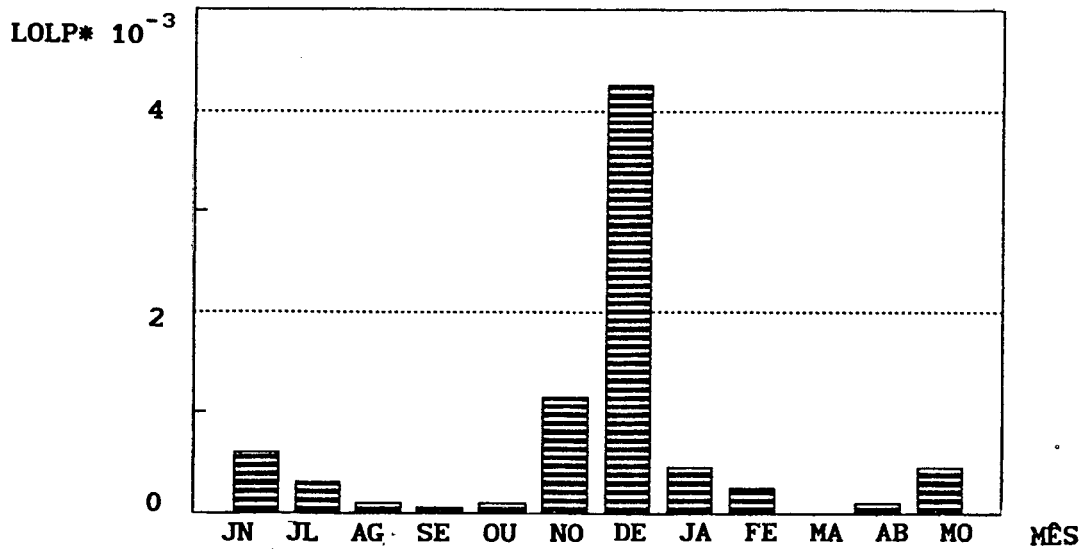


FIGURA 6.2 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA RTS, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM NA REDE

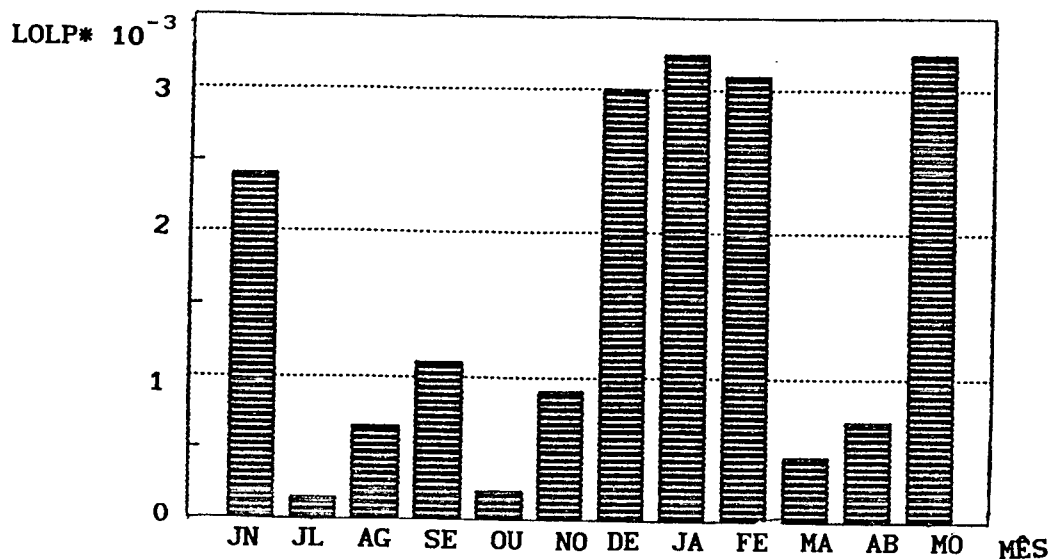


FIGURA 6.3 VARIACÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA RTS, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÃO DOS GERADORES

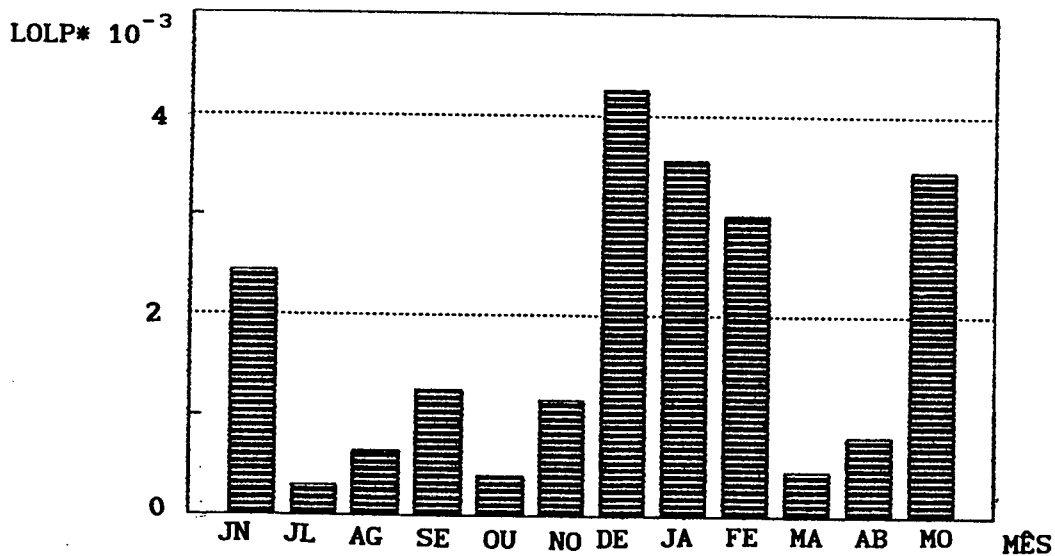


FIGURA 6.4 VARIACÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA RTS, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM, E PROG. DE MANUTENÇÃO DOS GERADORES

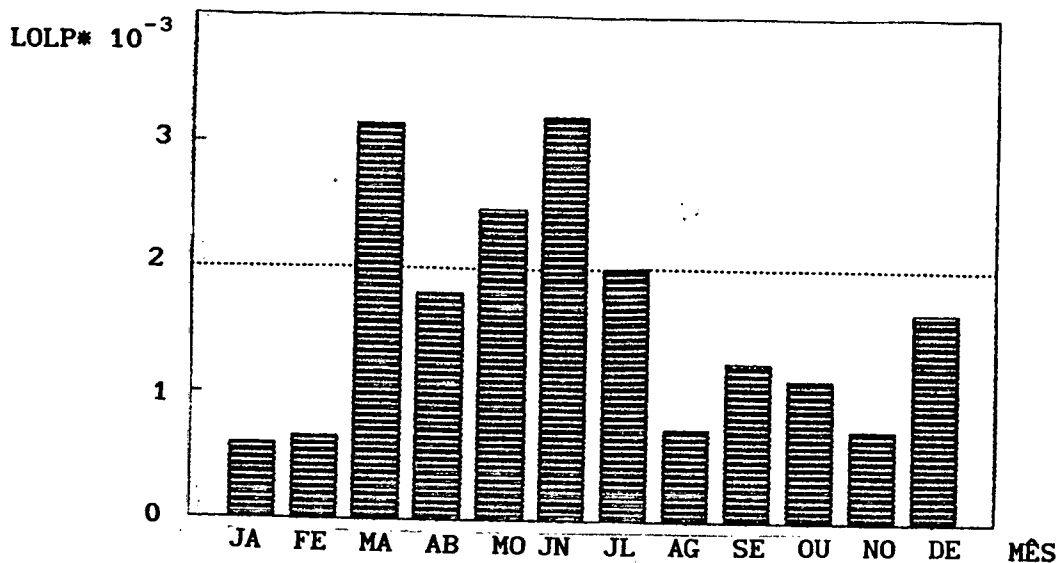


FIGURA 6.5 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM FALHAS DE MODO SIMPLES NA REDE

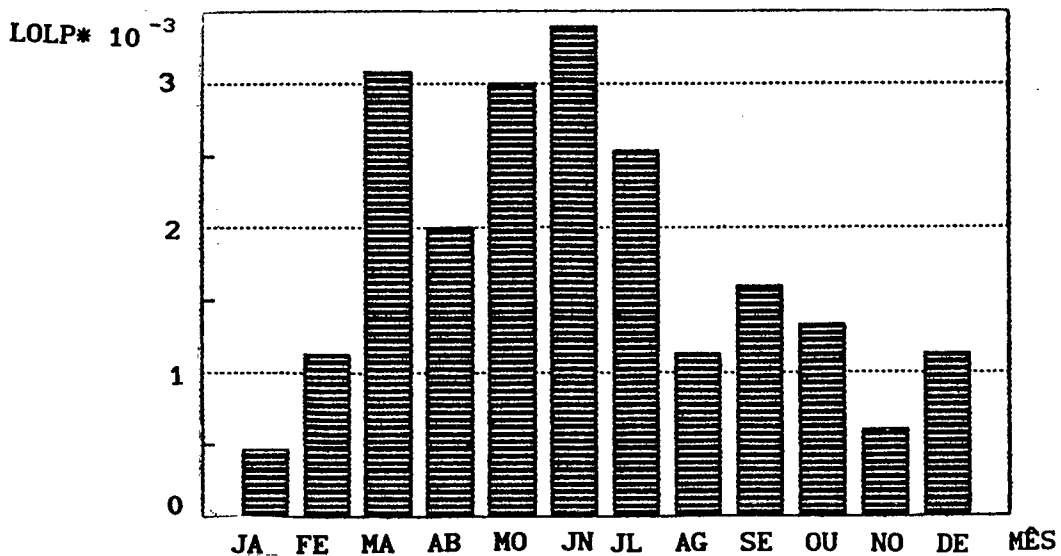


FIGURA 6.6 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM NA REDE

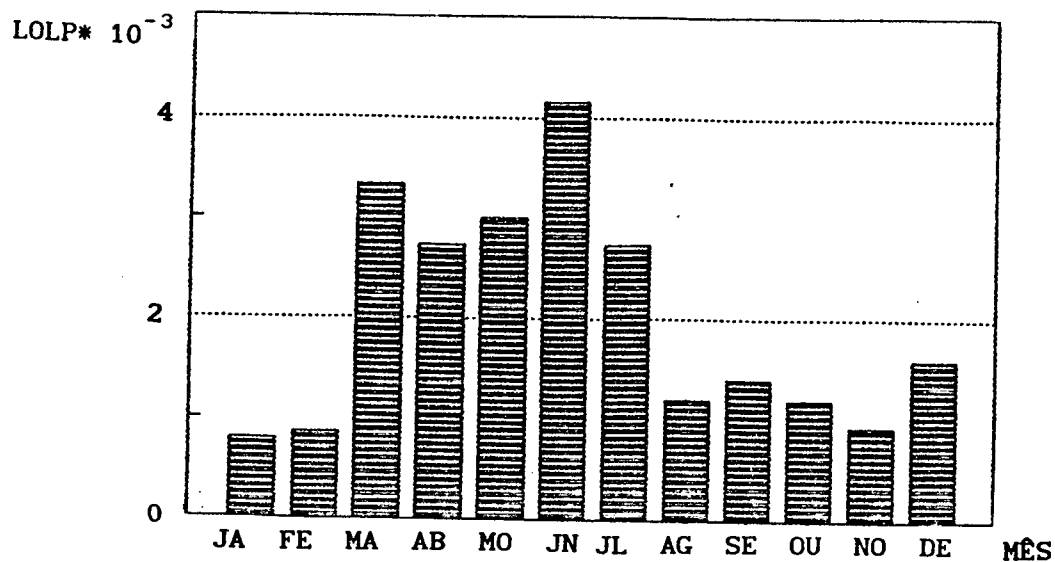


FIGURA 6.7 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E HIDROLOGIA CRÍTICA

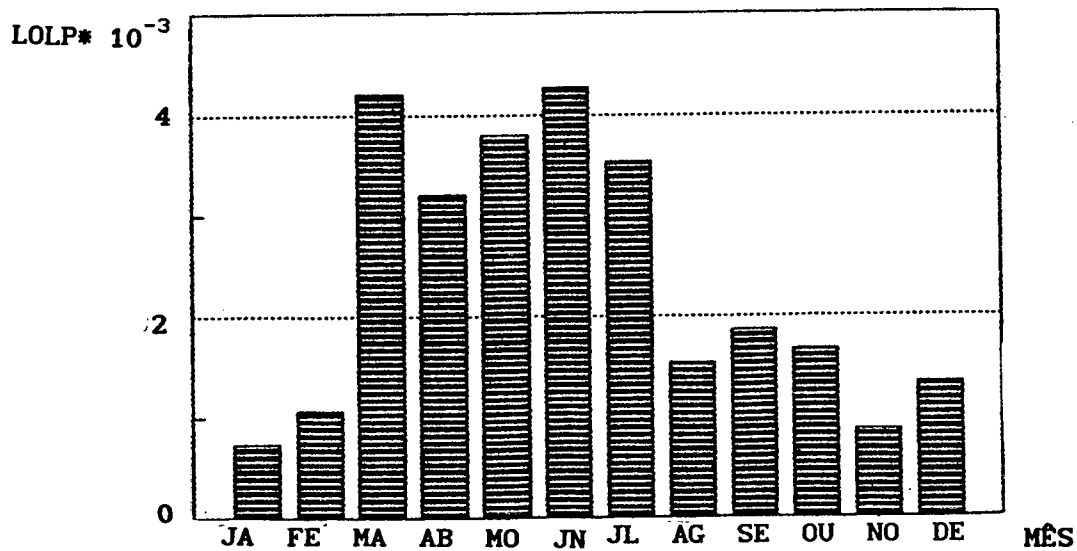


FIGURA 6.8 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM, E HIDROLOGIA CRÍTICA

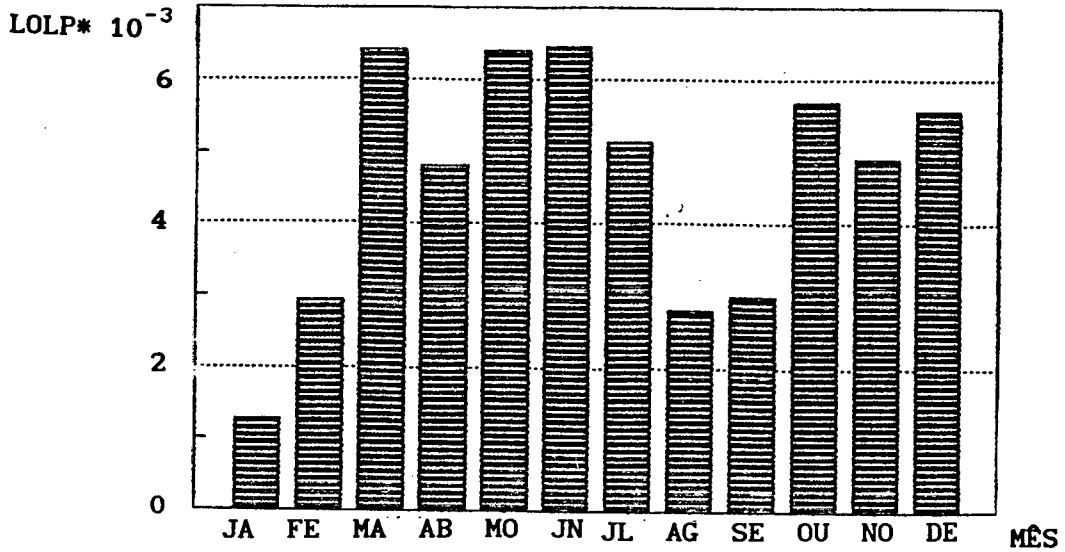


FIGURA 6.9 VARIÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUM, HIDROLOGIA CRÍTICA E PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS

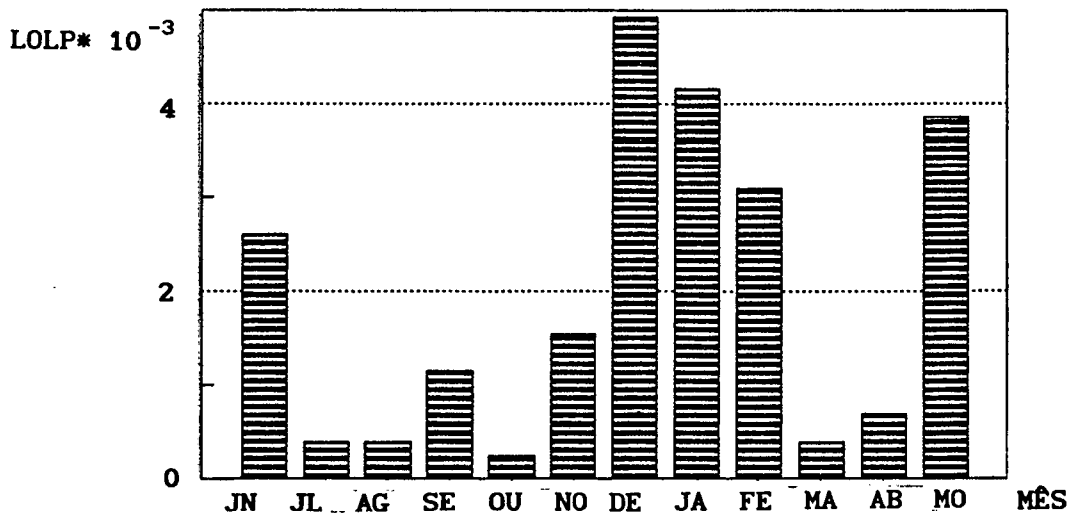


FIGURA 6.10 VARIÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA RTS, COM ATÉ FALHAS DUPLAS INDEPS. E MODO COMUM, E PROG. OTM. DA MANUTENÇÃO

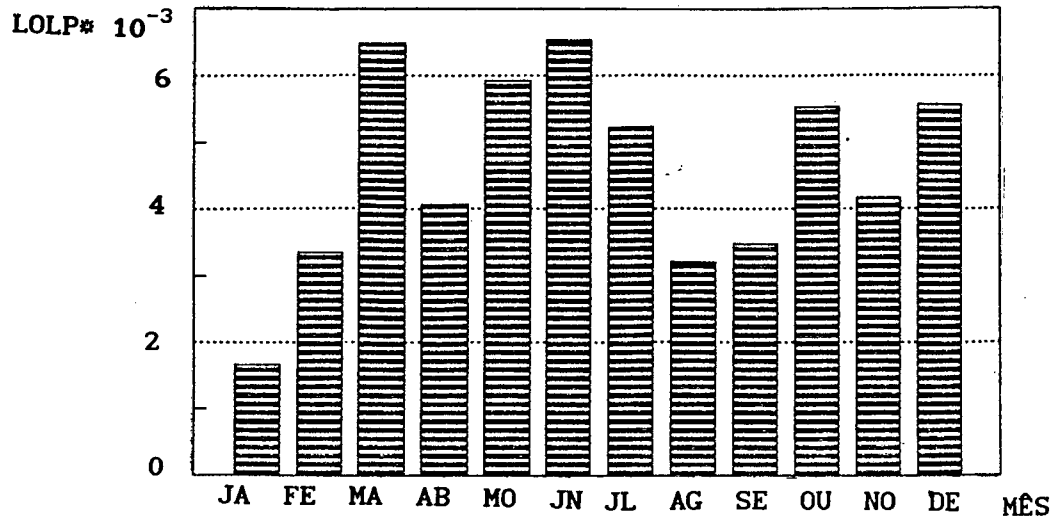


FIGURA 6.11 VARIAÇÃO MENSAL DA LOLP GLOBAL DO SISTEMA SSB, COM ATÉ FALHAS DUPLAS INDEPS. E MODO COMUM, HIDROLOGIA CRÍTICA E MANUTENÇÃO OTIMIZADA DA MANUTENÇÃO

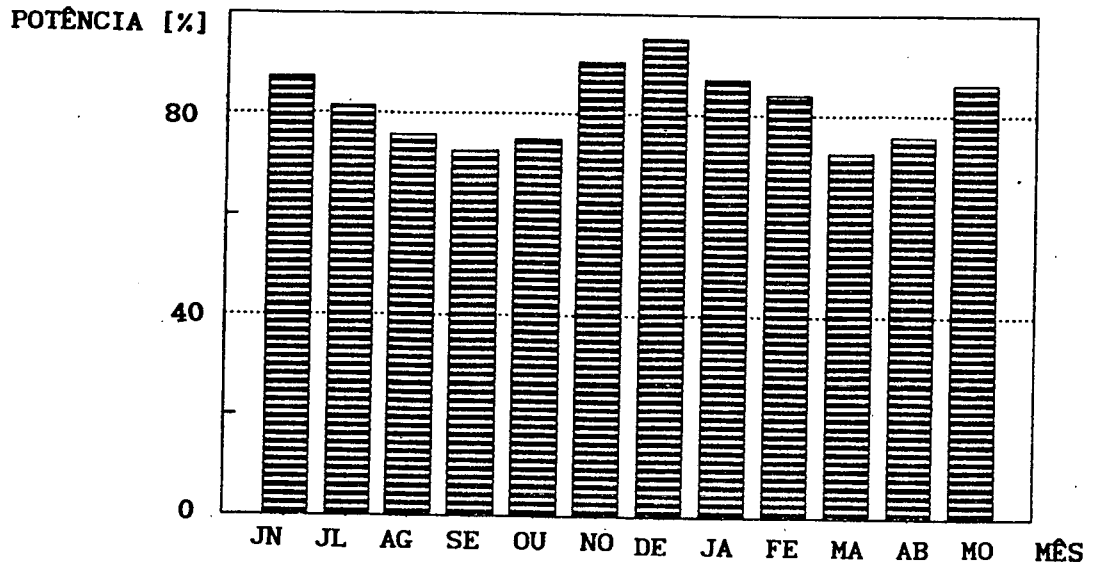


FIGURA 6.12 CURVA DE CARGA ANUAL DO SISTEMA RTS

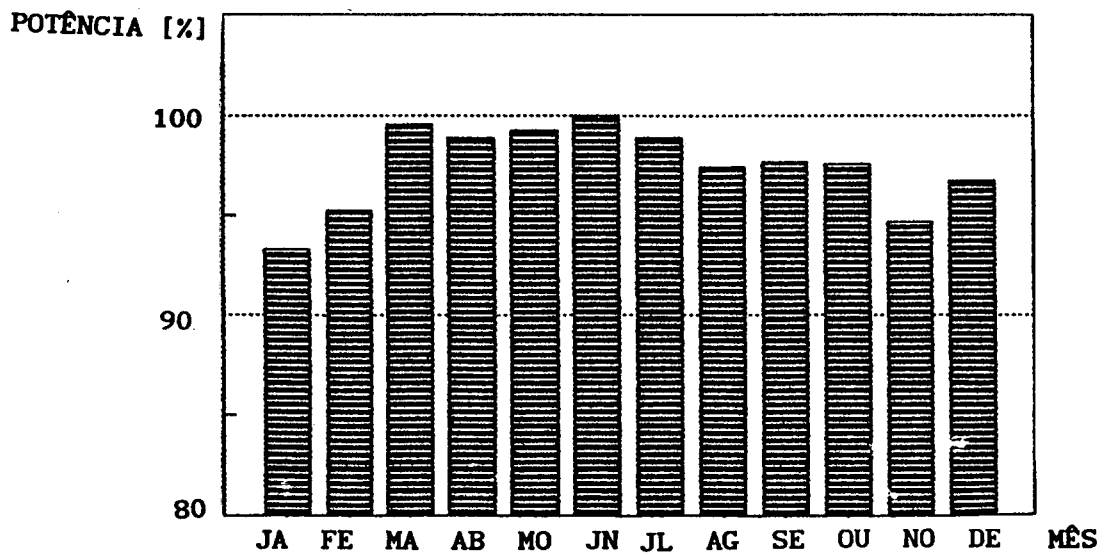


FIGURA 6.13 CURVA DE CARGA ANUAL DO SISTEMA SSB

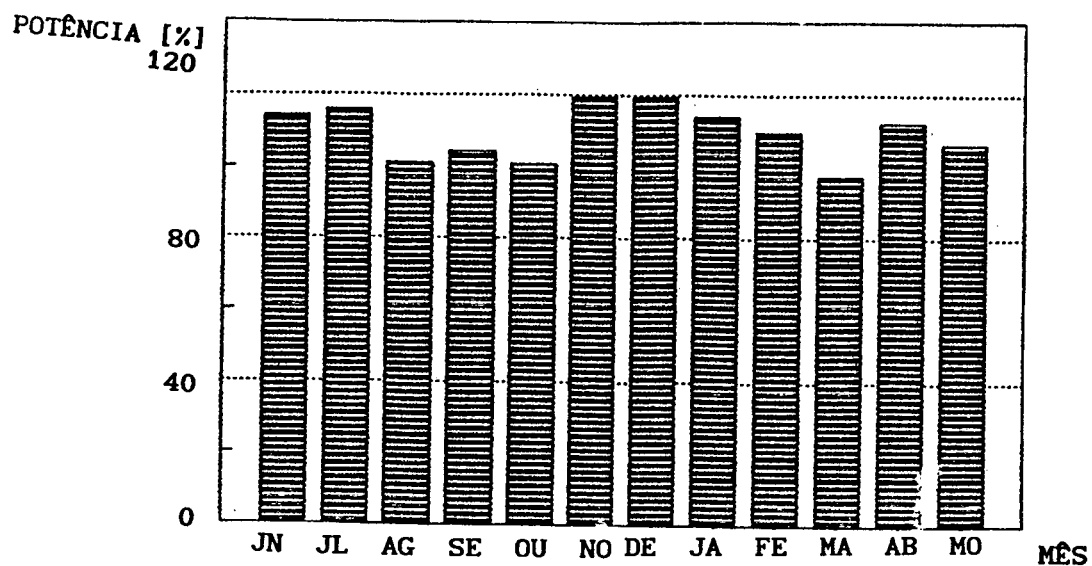


FIGURA 6.14 POTÊNCIA DISPONÍVEL DO SISTEMA RTS, COM MANUTENÇÃO PROGRAMADA DAS UNIDADES GERADORAS

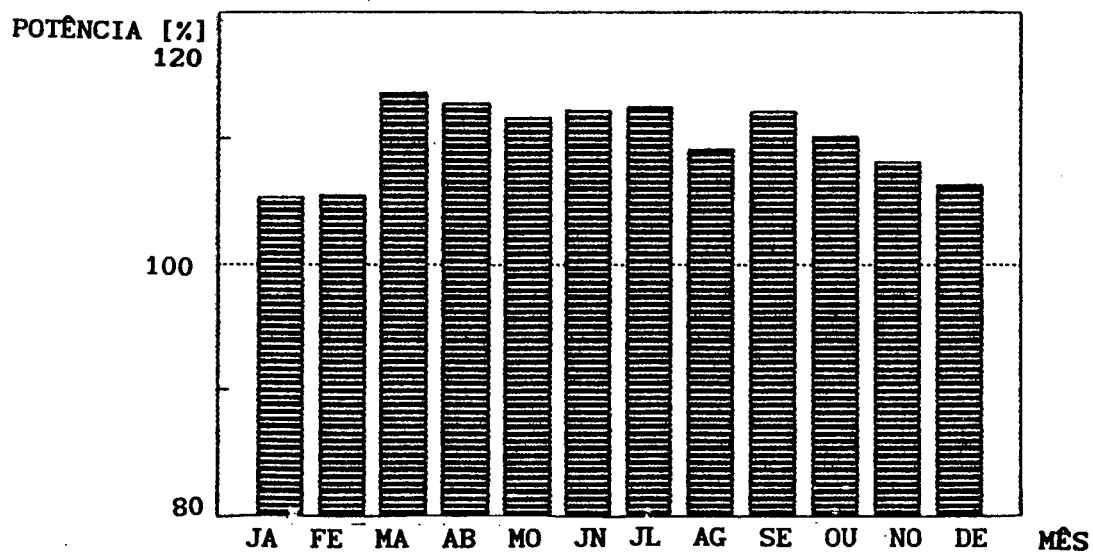


FIGURA 6.15 POTÊNCIA DISPONÍVEL DO SISTEMA SSB, COM MANUTENÇÃO PROGRAMADA DAS UNIDADES GERADORAS

Quando se aplica a metodologia ao sistema RTS nota-se que o efeito das falhas de modo comum produz um aumento da EPNS e LOLP de 14.67% e 41.6%, respectivamente, no mês de maior demanda por causa dos 25 estados críticos encontrados a mais. Já para os valores anuais de EPNS e LOLP há um acréscimo de 168.48% e 43.68%, respectivamente por causa dos 44 estados de corte de carga a mais.

A consideração das falhas de modo comum, resulta muito importante na avaliação dos índices de confiabilidade, já que seu efeito é considerável.

O efeito da programação otimizada da manutenção das unidades geradoras, não causa efeito no mês de pico anual, já que neste período (dezembro) não é alocada nenhuma unidade para manutenção. A EPNS e LOLP anual ficam incrementados em 30.72% e 178.2%, respectivamente, em relação ao caso sem manutenção prevista por causa dos 278 estados críticos a mais.

No sistema RTS pode-se também notar o aumento progressivo dos índices de confiabilidade mensais, conforme o pico de carga mensal.

Quando aplicamos a metodologia ao sistema SSB, os efeitos das falhas de modo comum, hidrologia crítica e programação da manutenção dos geradores produzem separadamente, um aumento no LOLP de 6.25%, 25.5% e 51.3% respectivamente, no mês de maior demanda (Junho). Para os valores anuais do LOLP, há um acréscimo de 10.30%, 31.16%, 97.22%, respectivamente.

A programação otimizada das unidades geradoras, no mês de carga de pico causa maiores efeitos, já que neste período só se alocam saídas de máquinas com capacidades pequenas.

As falhas de modo comum, não têm muito efeito na determinação da EPNS, já que os valores no mês de maior demanda (Junho) e anuais, apresentam um aumento de 14%, com respeito aos valores obtidos, sem considerar este efeito.

A hidrologia e manutenção das unidades geradoras, incrementam a EPNS do pico anual em 34.7% e 104.43%. Quando consideramos a carga anual, estes efeitos causam aumentos em 27.9% e 112.99%, respectivamente.

A consideração destes aspectos resulta muito importante, já que o efeito é considerável.

O sistema SSB, tem partes radiais. Algumas falhas de transmissão conduzem a corte de carga, porque não existe redundância de transmissão entre geração e carga. Quando avaliamos este caso, temos um ilhamento e conseqüente inviabilização da resolução do fluxo de potência linearizado. Consideramos o ilhamento resultante como um evento de corte de carga.

As figuras que correspondem ao sistema RTS, tomando em conta as variações gerais (modos simples e comum), mostram como o sistema tem um comportamento linear, porque a variação mensal do LOLP, tem concordância com a curva de carga anual (figura 6.12). No sistema SSB, notamos como este tem um comportamento linear, quando não consideramos as hidrologias críticas, e é linear aproximado quando consideramos estas, ao comparar com a curva de carga anual (figura 6.13).

Quando consideramos até falhas duplas independentes no sistema RTS, nota-se que estas produzem no mês de maior ponta um acréscimo de 15.78% e 27% para a LOLP e EPNS. Para estes índices anuais há um aumento de

8.21% e 11.22%, respectivamente.

Considerar as falhas duplas independentes torna-se muito importante na avaliação dos índices de confiabilidade do sistema RTS. No sistema SSB os índices, tanto para a carga pico quanto para a anual, se mantêm quase iguais, não tendo muito efeito quando consideramos estas falhas neste sistema.

Nota-se também que quando se fazem as considerações gerais (modos simples e comum, hidrologia crítica, programação da manutenção), o sistema fica mais crítico e o número de estados para chegar a convergir fica menor que o número máximo de estimativas (NE).

#### 6.2.2 CONTRIBUIÇÃO RELATIVA DAS PARCELAS G, T, C.

A tabela 6.14 apresenta a contribuição relativa das parcelas Geração (G), Transmissão (T), Composta (C) para os sistemas RTS e SSB, considerando até falhas de transmissão duplas e de modo comum, programação otimizada da manutenção das unidades geradas, e no caso do sistema hidrotermoelétrico, se considerou também a hidrologia crítica.

Os valores foram obtidos em duas etapas. Inicialmente, computou-se a LOLP e EPNS para o sistema composto (considerando falhas de geração e de transmissão); nesta etapa foram calculados  $LOLP_g$ ,  $EPNS_g$ . Em seguida, as parcelas devidas a falhas de transmissão  $LOLP_t$ ,  $EPNS_t$ . Os valores das contribuições compostas foram então calculados por subtração, usando as expressões (3.6.1) e (3.6.2).

TABELA 6. 14 CONTRIBUIÇÃO RELATIVA DAS PARCELAS G, T, C

SISTEMA	PARCELA	LOLP*10 <sup>-3</sup>	EPNS [MW]
RTS	GERAÇÃO	50.316	53.075
	TRANSMISS.	1.242	9.000
	COMPOSTA	48.442	37.925
SSB	GERAÇÃO	40.742	43.273
	TRANSMISS.	26.666	28.098
	COMPOSTA	32.592	28.629

### 6.2.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL APLICANDO TÉCNICAS DE ACELERAÇÃO

A tabela 6.15 indica a variação de sensibilidade dos índices ao processo de estratificação da amostra do sistema RTS, e os valores indicados correspondem ao mês de dezembro, que torna-se o mais crítico. Consideram-se para a rede apenas falhas de modo simples. Os níveis que correspondem aos patamares de carga leve, vão retirando-se, até chegar a considerar só às de carga pesada (10 patamares). Este ensaio é válido para definir os patamares de carga leve e pesada em função da sensibilidade dos índices de confiabilidade.

Para o sistema SSB, determinou-se até o oitavo nível de curva de carga, como o conjunto de patamares que correspondem a cargas pesadas.

**TABELA 6.15 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE GLOBAL DO RTS  
APLICANDO TÉCNICAS DE ESTRATIFICAÇÃO DA AMOSTRA**

Num. de níveis	$P(X_{CP})$	Tam. da amostra	Eventos simula.	Eventos crític.	LOLP*10 <sup>3</sup>	EPNS [MW]
24	24/24	20000	20000	54	2.700	0.260
18	18/24	20000	19759	76	2.884	0.318
12	12/24	20000	14021	80	2.853	0.318
11	11/24	20000	13228	79	2.737	0.304
10	10/24	20000	12725	81	2.652	0.300
24	24/24	15000	15000	46	3.067	0.321
18	18/24	20000	19759	76	2.884	0.318
12	12/24	60000	14021	80	2.853	0.318
11	11/24	90000	13228	79	2.737	0.304
10	10/24	100000	12725	81	2.652	0.300

### 6.3 VARIAÇÃO DA INCERTEZA DO ESTIMADOR

O método Monte Carlo só será adequado se for possível encontrar uma solução de compromisso entre o grau de precisão desejado, a ordem de grandeza dos índices e o esforço computacional necessário. A tabela 6.16 apresenta uma estimativa do nível de precisão  $\beta$  que pode ser obtido através da equação (3.3.6), para os valores LOLP normalmente no planejamento da geração. Então consideramos três hipóteses de esforço computacional ou número de estimativas (NE).

**TABELA 6.16** VARIAÇÃO DA INCERTEZA DO ESTIMADOR  $\beta$  [%]  
DO SISTEMA RTS

LOLP [Hr./Mês]	VALOR DE $\beta_{LOLP}$ [%]		
	NE=10000	NE=15000	NE=20000
10.00	8.50	7.0	6.0
5.00	12.10	9.9	8.5
1.00	27.00	22.10	19.10
0.50	38.20	31.20	27.00
0.10	85.40	69.80	60.40

Observe que com  $N_e = 15000$  estima-se uma  $LOLP = 5$  [Horas/Mês] (valor adotado do critério de planejamento) com um erro relativo  $\beta = 10\%$ . Quanto menor for o valor do LOLP, maior será o erro para um mesmo número de sorteios. Felizmente, valores baixos de LOLP significam que o sistema está folgado e nessas situações basta se dispor da ordem de grandeza do índice. O que se deseja estimar bem são os valores altos da LOLP que correspondem às situações em que o sistema precisa ser reforçado.

Estes valores são de grande utilidade para começar uma simulação, já que mediante a escolha do número máximo de estimativas, se pode controlar o nível de precisão dos índices de confiabilidade e o tempo de CPU necessário para calculá-los.

#### 6.4 PROBABILIDADES DOS ESTADOS DA REDE

Quando consideramos falhas simples no sistema RTS [33], obtemos 38 probabilidades de estados da rede (37 devidas as faltas nos equipamentos de transmissão e um estado de operação plena). A este modelo agregamos as falhas de modo comum (4 circuitos duplos). A tabela 6.17 mostra estas

probabilidades dos estados da rede deste sistema. Da mesma forma são determinadas as probabilidades dos estados, para o sistema SSB ( 189 estados devidos a falhas simples e 8 a modo comum).

A função distribuição das contingências é determinada a partir da probabilidade dos estados considerados, como mostrados nas figuras 6.16 e 6.17 para os sistemas considerados. Desta forma, determinamos mediante sorteio o nível de contingência, para logo tirar o(s) equipamento(s) de transmissão, mediante outro sorteio, aplicado na função distribuição das taxas de saída forçada dos transformadores e linhas.

Pode-se notar através das funções de distribuição de probabilidades de contingência (figuras 6.16 e 6.17), que as probabilidades de ocorrer a saída dos circuitos por falhas de modos simples e comum no sistema RTS são menores que no sistema SSB. Isto é devido ao número de equipamentos de transmissão e pela consideração de falhas de modo comum em circuitos triplos.

Quando consideramos até falhas de transmissão duplas independentes no sistema RTS, a função distribuição de contingências (Figura 6.16), fica modificado em relação ao caso sem considerar este efeito, em 3.8% a menos na probabilidade do estado perfeito, e se incorpora às probabilidades de falhas duplas independentes, que representam o 5.2% da probabilidade do estado perfeito. Considerando este efeito no sistema SSB, a função distribuição de contingências (Figura 6.17), permanece sem alterações consideráveis.

TABELA 6.17 PROBABILIDADES DOS ESTADOS DA REDE DO SISTEMA RTS  
CONSIDERANDO FALHAS DE MODO SIMPLES E COMUNS

ESTADO	DA BARRA	ATÉ A BARRA	PROB. ESTAD. MODELO DE FALH. SIMP.	PROB. ESTAD. MODELO DE F. SMP. E CM.	NUM. DE CIRCUIT.
0	-	-	0.98546E+00	0.98530E+00	-
1	1	2	0.21373E-03	0.21307E-03	1
2	1	3	0.31300E-03	0.31295E-03	1
3	1	5	0.23223E-03	0.23219E-03	1
4	2	4	0.29281E-03	0.29276E-03	1
5	2	6	0.28271E-03	0.28266E-03	1
6	3	9	0.28271E-03	0.28266E-03	1
7	3	24	0.92072E-03	0.92057E-03	1
8	4	9	0.26252E-03	0.26247E-03	1
9	5	10	0.24232E-03	0.24228E-03	1
10	6	10	0.64706E-03	0.64695E-03	1
11	7	8	0.20193E-03	0.20190E-03	1
12	8	9	0.34329E-03	0.34324E-03	1
13	8	10	0.34329E-03	0.34324E-03	1
14	9	11	0.92072E-03	0.92057E-03	1
15	9	12	0.92072E-03	0.92057E-03	1
16	10	11	0.92072E-03	0.92057E-03	1
17	10	12	0.92072E-03	0.92057E-03	1
18	11	13	0.33735E-03	0.33729E-03	1
19	11	14	0.22489E-04	0.22486E-04	1
20	12	13	0.33734E-03	0.33729E-03	1
21	12	23	0.35983E-03	0.35977E-03	1
22	13	23	0.32610E-03	0.32604E-03	1
23	14	16	0.31485E-03	0.31480E-03	1
24	15	16	0.25863E-03	0.25859E-03	1
25	15	21	0.34859E-03	0.34853E-03	1
26	15	21	0.34859E-03	0.34853E-03	1
27	15	24	0.34859E-03	0.34853E-03	1
28	16	17	0.28112E-03	0.28107E-03	1
29	16	19	0.26987E-03	0.26983E-03	1
30	17	18	0.24738E-03	0.24734E-03	1
31	17	22	0.49477E-03	0.49469E-03	1
32	18	21	0.28112E-03	0.28107E-03	1
33	18	21	0.28112E-03	0.28107E-03	1
34	19	20	0.28112E-03	0.28107E-03	1
35	19	20	0.31485E-03	0.31480E-03	1
36	20	23	0.26987E-03	0.26983E-03	1
37	20	23	0.26987E-03	0.26983E-03	1
38	21	22	0.28112E-03	0.28107E-03	1
39	15	21	-	0.35829E-04	2
40	18	21	-	0.50672E-04	2
41	19	20	-	0.37281E-04	2
42	20	23	-	0.39411E-04	2

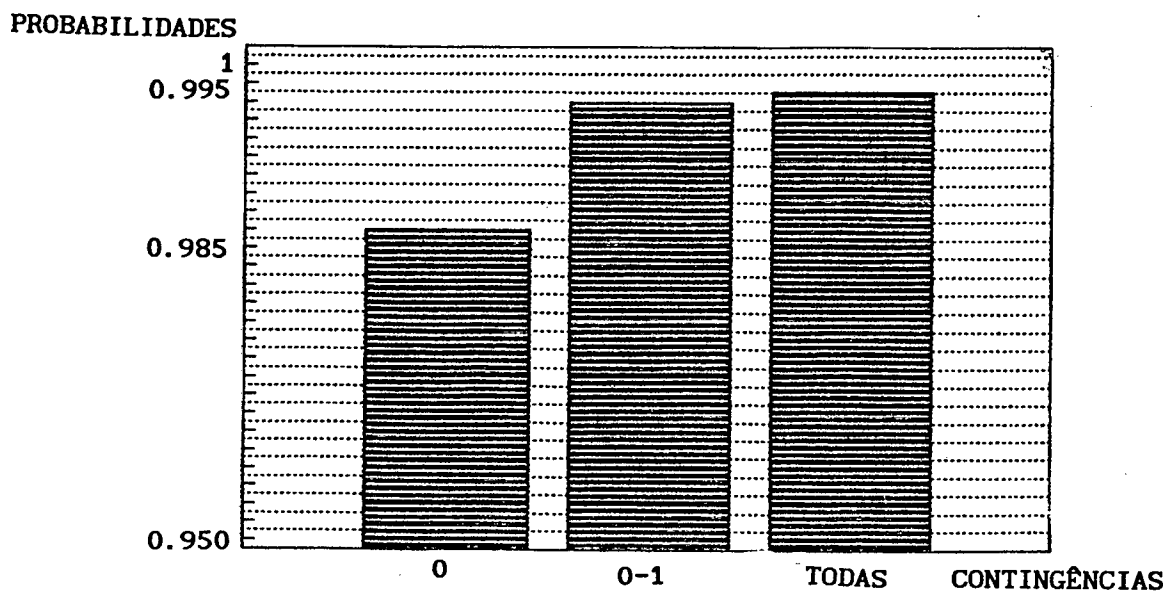


FIGURA 6.16 FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADES DE CONTINGÊNCIA DO SISTEMA RTS

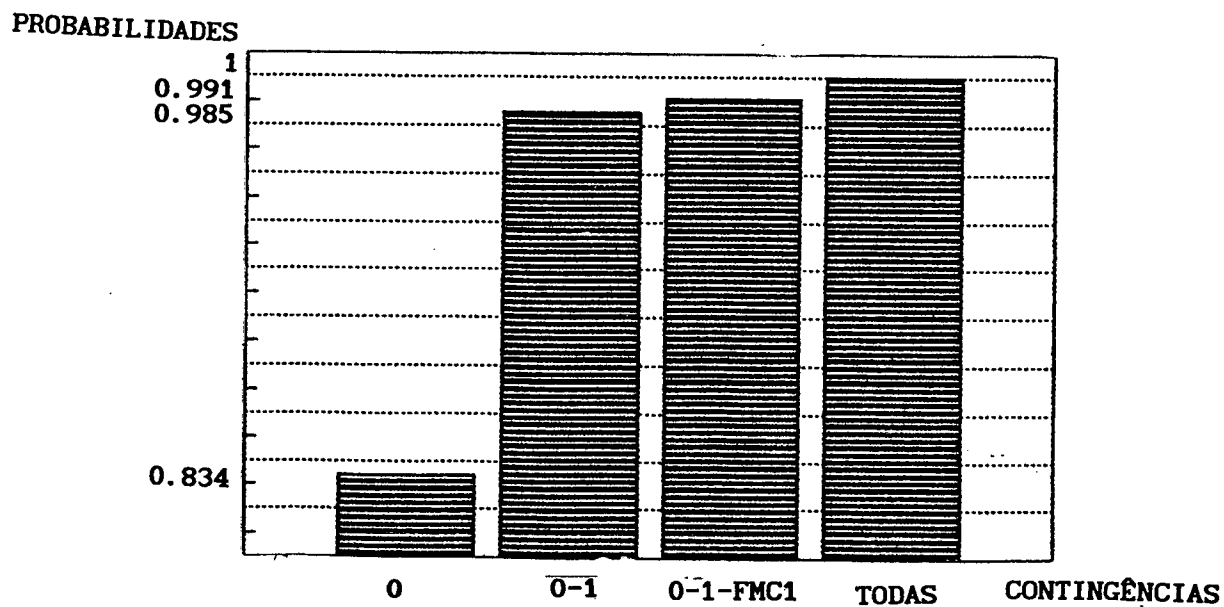


FIGURA 6.17 FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADES DE CONTINGÊNCIA DO SISTEMA SSB

## 6.5 TEMPOS DE EXECUÇÃO

O programa foi feito em Fortran 77, versão 5.1. Os tempos de execução, para o sistema RTS geral (considerando falhas de modo simples e comum, programação da manutenção), em diferentes máquinas é apresentado na tabela 6.18.

TABELA 6.18 TEMPOS DE EXECUÇÃO

COMPUTADOR	TEMPO DE CPU [S]
IBM/ 3090	125.900
SPARC/ STATION	185.707
CONVEX	207.733
PC/AT 486 (25MH)	949.210
PC/AT 386 (33MH)	840.000

## 6.6 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os principais resultados da metodologia de avaliação dos índices de confiabilidade, utilizando a técnica de simulação Monte Carlo independente. Estes valores são apresentados considerando falhas de modo simples e comum, com programações otimizadas da manutenção de unidades geradoras e no caso do sistema hidrotermoelétrico, o efeito da hidrologia.

São calculados os índices de confiabilidade global aplicando a técnica de Estratificação da Amostra, a qual é uma técnica de aceleração da convergência ou redução da variância. Também se apresentaram como dados práticos, alguns valores da variação da incerteza do estimador.

No próximo capítulo avaliaremos estes resultados e apresentaremos as principais conclusões obtidas no decorrer do trabalho, bem como sugestões para desenvolvimentos futuros.

## CAPÍTULO 7

### CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

#### 7.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia de cálculo dos índices de confiabilidade de sistemas de geração, transmissão e compostos (geração e transmissão), baseados na técnica de simulação Monte Carlo independente. A aplicação desta foi ilustrada através dos sistemas RTS [33] e SSB [60], de 24 e 134 barras, cujos dados e considerações gerais se encontram indicados nos apêndices A e B, respectivamente.

As principais contribuições e conclusões obtidas ao longo da dissertação são resumidas a seguir:

- A consideração da rede de transmissão introduz dois problemas no cálculo da confiabilidade: a modelagem dos estados com falhas de modo comum, causados pelos equipamentos de transmissão e a maior complexidade da análise de desempenho de cada estado.

Este trabalho tem por objetivo considerar os estados com falha de modo comum, mediante as equações deduzidas (3.2.16 a 3.2.21). A consideração

destes, resulta muito importante na avaliação dos índices de confiabilidade, já que seu efeito é considerável.

O número de combinações dos estados de transmissão pode ser diminuído, mediante a utilização da Cadeia de Markov Truncada.

- Para sistemas de médio porte (sistema RTS) é importante considerar o truncamento até as falhas duplas ou mais. Para os sistemas de grande porte (sistema SSB), pode-se considerar somente até as falhas simples. A variação das funções de distribuição de contingências e os índices de confiabilidade obtidos a partir destas, nos sistemas aplicados, avaliam estas considerações.

- Em sistemas com partes radiais tem que considerar-se o efeito do ilhamento, ante uma falha de transmissão. Nos sistemas malhados o redespacho de geração fornece uma solução.

- A aplicação da programação otimizada de manutenção das unidades geradoras, produz um incremento dos índices de confiabilidade e uma diminuição dos custos de operação.

- Simularam-se dois sistemas de características diferentes, de uma forma realista, tomando-se em conta todas as características gerais. Os resultados estão dentro dos limites práticos e estes fornecem a avaliação da metodologia.

- Foi implementado um algoritmo de redespacho de geração e cortes de carga baseado em programação linear. O método tem maior rapidez e eficiência

computacional na aplicação dos sistemas. O fluxo linearizado DC é adequado para os sistemas teste, já que tem uma variação de 5% com respeito ao fluxo AC.

- É aplicada a técnica de Estratificação da Amostra, para acelerar a convergência dos índices de confiabilidade, com a qual reduzimos o esforço computacional.

- A dinâmica dos aproveitamentos hidroelétricos é modelada por um processo estocástico, cujas soluções são as estatísticas das variáveis de estado mês a mês. Tem-se, então a distribuição multivariada das potências disponíveis das usinas (através das alturas de queda). Os índices de confiabilidade são calculados tomando-se em conta estas variações (alturas de queda).

- Foi aplicada uma programação otimizada das unidades geradoras utilizando-se o método de programação dinâmica por aproximações sucessivas. Quando é aplicada uma programação aproximada da manutenção, a diferença na obtenção dos índices é notável e em alguns casos até melhor.

- O melhor tempo de simulação obtido foi no computador IBM /3090, sendo que as outras máquinas ficam próximas desta e a escolha dependerá muito do critério do programador.

## 7.2 DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A seguir, são listados alguns tópicos para o prosseguimento da

pesquisa:

- Implementar técnicas de aceleração da convergência do método de simulação Monte Carlo independente, como regressão generalizada, variáveis antitéticas e amostragem por importância. No caso Sequencial, implementar um programa de saídas forçadas das unidades geradoras, estatisticamente balanceadas, como sugerido em [18,31,32,51].

- Também é interessante realizar uma análise comparativa das vantagens e deficiências dos métodos de seleção de estados baseados em simulação Monte Carlo independente e sequencial, na avaliação dos índices de confiabilidade.

- Consideração da incerteza nos dados, na avaliação da confiabilidade composta, o que permitirá a obtenção, além dos índices médios de confiabilidade, de outros parâmetros dos indicadores, tais como: variância, assimetria, valores extremos, etc.

- As metodologias propostas, baseadas em simulação Monte Carlo independente, possuem uma estrutura "paralelizável". Assim, é interessante verificar o desempenho computacional deste algoritmo quando implementado num processador paralelo [49].

- Otimizar o redespacho de geração e a diminuição de carga em função do tempo.

- Testar a hipótese de coerência em todas as transições do

circuito, tanto em operação quanto fora de serviço, na análise de desempenho de um determinado estado.

- Desenvolver um algoritmo híbrido, misturando técnicas Monte Carlo / Enumeração, como o proposto por [50].

## APÊNDICE A

### SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE RTS

A metodologia foi testada para uma configuração do SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE DO IEEE (RTS) [33].

#### A.1 MODELO DE CARGA

A tabela A.1.1 apresenta os valores da CURVA DE CARGA ANUAL, em por cento do pico anual, cujo valor é 2850 MW.

TABELA A.1.1 CURVA DE CARGA ANUAL

ESTAÇÃO DO ANO	MÊS	CARGA PICO [%]	CARGA PICO [MW]
INVERNO	JANEIRO	86.85	2709.78
	FEVEREIRO	83.95	2575.687
	MARÇO	72.46	2131.08
	ABRIL	75.625	2069.10
PRIM/OUT	MAIO	86.075	2156.737
	JUNHO	87.10	2317.05
	JULHO	81.30	2482.35
	AGOSTO	75.675	2453.137
VERÃO	SETEMBRO	72.60	2155.312
	OUTUBRO	74.775	2065.11
	NOVEMBRO	90.375	2392.575
	DEZEMBRO	95.08	2475.225

A tabela A.1.2 apresenta os valores da CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA MENSAL, em por cento do pico mensal, dividida em 24 patamares e ordenada em

ordem decrescente. Consideramos a curva de duração de carga diária de uma segunda-feira como a curva de carga mensal.

TABELA A.1.2 CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA MENSAL

INVERNO [%]	PRIM/OUTO [%]	VERÃO [%]
93.	93.	93.
93.	92.07	93.
92.07	92.07	93.
89.28	91.14	92.07
89.28	89.28	92.07
89.28	89.28	90.21
88.35	88.35	89.28
88.35	86.49	89.28
88.35	85.56	88.35
88.35	85.56	86.49
87.42	83.70	86.49
86.49	83.70	85.56
84.63	83.70	85.56
79.98	81.84	80.91
77.19	79.05	80.91
68.82	74.40	70.68
67.89	66.96	66.96
62.31	65.10	59.52
58.59	60.45	59.52
58.59	58.59	55.80
55.80	57.66	53.94
55.80	55.80	53.94
54.87	54.87	52.08
54.87	53.94	52.08

Combinando as tabelas A.1.1 e A.1.2, obtemos as curvas de duração de carga mensal do sistema, considerando-se implicitamente o fator de sazonalidade.

A tabela A.1.3 apresenta dados sobre os fatores de carga nas barras do sistema elétrico de potência.

TABELA A.1.3 FATOR DE CARGA NAS BARRAS

BARRA	CARGA [MW]	FATOR DE CARGA
1	108	3.8
2	97	3.4
3	180	6.3
4	74	2.6
5	71	2.5
6	136	4.8
7	125	4.4
8	171	6.0
9	175	6.1
10	195	6.8
13	265	9.3
14	194	6.8
15	317	11.1
16	100	3.5
18	333	11.7
19	181	6.4
20	128	4.5
TOTAL	2850	100.00

Combinando a tabela A.1.3 com A.1.1 e A.1.2 obtemos as curvas de duração de carga mensal de cada barra.

## A.2 SISTEMA DE GERAÇÃO

A tabela A.2.1 apresenta dados gerais das diferentes unidades geradoras.

TABELA A.2.1 DADOS GERAIS DAS UNIDADES GERADORAS

MÊS	UNIDADE PRG. MNT.	NÚMERO DE UNID.	POT. DAS UNID. [MW]	POT. DIS PR. OT. [%]	FOR
JANEIR.	155	1	155	116.813	0.02
FEVERE.	155 76 50	1 1 1	281	111.368	0.04 0.02 0.01
MARÇO	350 197 76 12	1 1 1 1	635	100.21	0.12 0.05
ABRIL	100 76 20 12	1 1 1 1	208	101.93	0.12
MAIO	197 76 50 20 12	1 1 2 1 1	323	113.719	0.01 0.10 0.02
JUNHO	155	1	155	116.813	0.10
JULHO	100 12	1 1	112	109.789	0.04
AGOSTO	400 50	1 1	526	103.684	0.04
SETEMB.	197 155 50 20 12	1 1 1 1 1	434	101.684	0.04 0.05
OUTUBRO	400 100 50 20	1 1 1 1	532	101.93	0.12 0.01
NOVEMB.	-	-	-	116.813	-
DEZEMB.	-	-	-	119.473	-

### A.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A rede de transmissão consta de 24 barras conectadas por 38 linhas e 2 transformadores, como é mostrado na figura A.3.1 .

A tabela A.3.1 apresenta a localização das unidades geradoras do sistema teste de confiabilidade.

TABELA A.3.1 LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS

BARRA	UNID. 1 [MW]	UNID. 2 [MW]	UNID. 3 [MW]	UNID. 4 [MW]	UNID. 5 [MW]	UNID. 6 [MW]
1	20	20	76	76		
2	20	20	76	76		
7	100	100	100			
13	197	197	197			
15	12	12	12	12	12	155
16	155					
18	400					
21	400					
22	50	50	50	50	50	50
23	155	155	350			

A tabela A.3.2 apresenta as taxas de falha e reparo arbitrados, dos circuitos duplos, para considerar as falhas de modo comum, já que a referência [33] não especifica valores deste tipo de falha, apenas indica quais os circuitos.

TABELA A.3.2 TAXAS DE FALHA E REPARO DOS CIRCUITOS DUPLOS

DA BARRA	ATÉ A BARRA	NUM. DE CIRCTOS.	TAXA DE FALHA $\lambda$ [1/ano]	TAXA DE REPARO $\mu$ [1/ano]
15	21	2	0.06	1650
18	21	2	0.09	1750
19	20	2	0.07	1850
20	23	2	0.08	2000

A tabela A.3.3 apresenta os dados gerais das linhas de transmissão.

TABELA A.3.3 DADOS GERAIS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

DA BARRA	ATÉ A BARRA	TAXA DE FALHA $\lambda$ [1/ano]	TAXA DE REPARO $\mu$ [1/ano]	FOR [%]	REAT [pu]	LIM. DE POTENCIA [MVA]	TENSÃO [KV]
1	2	0.14	647.5	0.02161	1.39	90	138
1	3	0.31	976	0.03175	21.12	90	138
1	5	0.23	976	0.02356	8.75	90	138
2	4	0.29	976	0.02970	12.67	90	138
2	6	0.28	976	0.02868	19.2	90	138
3	9	0.28	976	0.02868	11.90	90	138
3	24	0.02	21.406	0.09334	8.39	200	138/220
4	9	0.26	976	0.02663	10.37	90	138
5	10	0.24	976	0.02458	8.83	90	138
6	10	0.23	350.285	0.06561	6.05	90	138
7	8	0.20	976	0.02048	6.14	90	138
8	9	0.34	976	0.03482	16.51	75	138
8	10	0.34	976	0.03482	16.51	90	138
9	11	0.02	21.406	0.09334	8.39	200	138/220
9	12	0.02	21.406	0.09334	8.39	200	138/220
10	11	0.02	21.406	0.09334	8.39	200	138/220
10	12	0.02	21.406	0.09324	8.39	200	138/220
11	13	0.30	876.363	0.03422	4.76	200	230
11	14	0.39	876.363	0.04448	4.18	250	230
12	13	0.30	876.363	0.03422	4.76	250	230
12	23	0.32	876.363	0.03650	9.66	250	230
13	23	0.29	876.363	0.03308	8.65	250	230
14	16	0.28	876.363	0.03194	3.89	250	230
15	16	0.23	876.363	0.02623	1.73	250	230
15	21	0.31	876.363	0.03536	4.90	250	230
15	21	0.31	876.363	0.03536	4.90	250	230
15	24	0.31	876.363	0.03536	5.19	250	230
16	17	0.25	876.363	0.02851	2.59	250	230
16	19	0.24	876.363	0.02738	2.31	250	230
17	18	0.22	876.363	0.02509	1.44	250	230
17	22	0.34	876.363	0.03878	10.54	250	230
18	21	0.25	876.363	0.02851	2.59	250	230
18	21	0.25	876.363	0.02851	2.59	250	230
19	20	0.38	876.363	0.04334	3.93	250	230
19	20	0.28	876.363	0.03194	3.93	250	230
20	23	0.24	876.363	0.02737	2.16	250	230
20	23	0.24	876.363	0.02737	2.16	250	230
21	22	0.25	876.363	0.02851	6.78	250	230

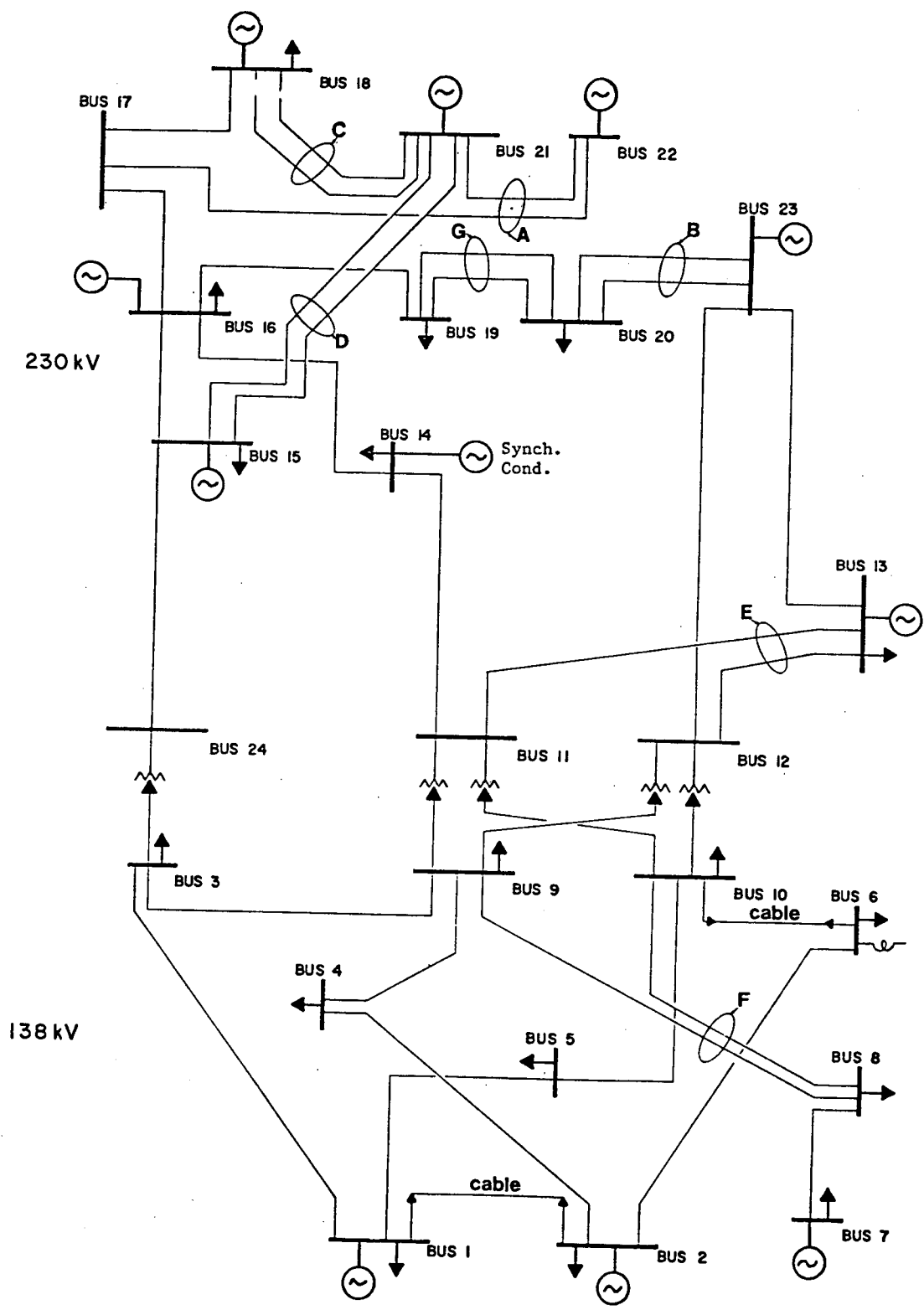


FIGURA A.3.1 REDE DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA IEEE (RTS)

## APÊNDICE B

### SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE SSB

A metodologia foi testada para a configuração do SISTEMA SUL BRASILEIRO (SSB) [27,53,60] Como o sistema tem um número considerável de dados, nos limitaremos a resumir os mais importantes.

#### B.1 MODELO DE CARGA

A tabela B.1.1 apresenta os valores da CURVA DE CARGA ANUAL, em por cento do pico anual, cujo valor é 5600 MW (todos os valores de potência expressados em por cento referem-se a este valor).

TABELA B.1.1 CURVA DE CARGA ANUAL

ESTAÇÃO DO ANO	MÊS	CARGA PICO [%]	CARGA PICO [MW]
VERÃO	DEZEMBRO	96.74	5418.00
	JANEIRO	93.29	5225.00
	FEVEREIRO	95.21	5332.00
OUTONO	MARÇO	99.50	5572.00
	ABRIL	98.86	5536.00
	MAIO	99.21	5556.00
INVERNO	JUNHO	100.00	5600.00
	JULHO	98.88	5538.00
	AGOSTO	97.39	5454.00
PRIMAVERA	SETEMBRO	97.68	5470.00
	OUTUBRO	97.59	5465.00
	NOVEMBRO	96.73	5417.00

A tabela B.1.2 apresenta os valores da CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA MENSAL, em por cento do pico mensal, dividida em 24 patamares e disposta em ordem decrescente. Consideramos a curva de duração de carga diária de uma quarta-feira como a curva de carga mensal.

TABELA B.1.2 CURVA DE DURAÇÃO DE CARGA MENSAL

VERÃO [%]	OUTONO [%]	INVERNO [%]	PRIMAVE. [%]
100.00	100.00	100.00	100.00
96.60	97.60	96.30	93.70
94.70	93.30	89.20	88.20
93.80	88.30	86.30	85.50
93.00	86.70	83.50	83.70
92.10	85.20	82.00	82.50
91.30	84.00	80.60	81.40
90.70	82.70	79.50	80.60
89.70	81.70	78.60	79.80
88.80	80.50	77.80	78.80
87.50	79.70	76.80	77.90
85.30	78.80	75.70	76.90
83.20	77.30	74.50	75.50
81.90	75.50	73.10	73.90
80.60	73.50	71.16	70.50
79.20	70.30	66.40	68.10
77.40	66.90	64.30	65.10
73.50	64.50	62.60	59.20
70.70	60.40	57.00	57.60
68.88	58.10	55.30	56.00
67.20	56.90	53.70	55.00
65.70	55.90	52.90	54.20
64.40	54.80	52.20	53.30
62.80	53.00	50.90	51.80

Combinando as tabelas B.1.1 e B.1.2, obtemos as curvas de duração de carga mensal do sistema, considerando-se implicitamente o fator de sazonalidade.

No sistema são consideradas 89 barras de carga, o que implica ter como dados, 89 curvas de carga. Os fatores de carga nas barras deste sistema são variados.

## B.2 SISTEMA DE GERAÇÃO

As tabelas B.2.1 e B.2.2 apresentam os dados gerais das usinas térmicas e hidroelétricas.

TABELA B.2.1 DADOS GERAIS DAS USINAS HIDROELÉTRICAS

USINA HIDREL.	NUM. DE UNIDA.	POT. UNITARIA [MW]	QUEDA [m]	DISPONIBL.
FOZ DE AREIA	4	419.00	135.00	0.98
SALTO SANTIAGO	4	333.00	102.00	0.98
SALTO OSÓRIO	6	175.00	68.40	0.98
PASSO REAL	2	70.00	32.00	0.97
JACUI	6	30.00	93.50	0.97
ITAÚBA	4	125.00	88.70	0.98
CAPIV. -CAHOEIRA	4	62.50	714.00	0.97
PASSO FUNDO	2	110.00	247.00	0.98

TABELA B.2.2 DADOS GERAIS DAS USINAS TÉRMICAS

USINA TÉMICA.	NUM. DE UNIDA.	POT. UNITÁRIA (MW)	COMBUSTIV.	DISPONI.
PRES. MÉDICI A	2	63.00	CARVÃO	0.96
PRES. MÉDICI B	2	160.00	CARVÃO	0.97
FIGUEIRA	2	10.00	CARVÃO	0.94
J. LACERDA A	2	50.00	CARVÃO	0.95
J. LACERDA B	2	66.00	CARVÃO	0.96
J. LACERDA C	2	125.00	CARVÃO	0.97
CHARQUEADAS	4	15.00	CARVÃO	0.93
ALEGRETE	2	33.00	ÓLEO COMB.	0.95

A tabela B.2.3 apresenta dados da manutenção otimizada por o método de programação dinâmica por aproximações sucessivas, para as diferentes unidades geradoras.

TABELA B.2.3 PROGRAMAÇÃO OTIMIZADA DAS UNIDADES GERADORAS

MÊS DE MANUTEN.	UNIDADE [MW]	NÚMERO DE UNID.	POT. EM MANT. [MW]	POT. EM MANUT. [%]
JANEIRO	419 63 30 15	1 1 1 1	527	105.26
FEVERE.	333 125 62.5	1 1 1	520	105.39
MARÇO	62.5	1	62.5	113.56
ABRIL	50 33 15 10	1 1 1 1	108	112.75
MAIO	70 62.5 30 10	1 1 1 1	164	111.75
JUNHO	110 30	1 1	140	112.17
JULHO	125	1	125	112.44
AGOSTO	155 30	2 1	280	109.67
SETEMB.	66 62.5 15	1 1 1	143.5	112.11
OUTUBRO	110 70 66 10	1 1 1 1	256	110.10
NOVEMB.	175 160 30	1 1 1	365	108.16
DEZEMB.	160 125 62.5	1 1 1	472.5	106.24

### B.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A rede de transmissão consta de 134 barras, conectadas por 189 linhas (sistema de 69, 138, 230 e 525 KV.), que se encontram na referência [61]. Como os dados são consideráveis, nos permitiremos mencioná-los pela referência indicada.

As tabelas B.3.1 e B.3.2 apresentam algumas taxas de falha e reparo arbitradas, mais utilizadas neste sistema.

TABELA B.3.1 EXEMPLOS DE TAXAS DE FALHA E REPARO DOS CIRCUITOS SIMPLES

TAXA DE FALHA $\lambda$ [1/ano]	TAXA DE REPARO $\mu$ [1/ano]
0.15	400
0.25	510
0.30	600
0.40	700

TABELA B.3.2 EXEMPLOS DE TAXAS DE FALHA E REPARO DE MODO COMUM

NUM. DE CIRCUITOS.	TAXA DE FALHA $\lambda$ [1/ano]	TAXA DE REPARO $\mu$ [1/ano]
2	0.01	1500
3	0.02	2000
3	0.08	3000

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CUNHA, S. H. F. Confiabilidade no planejamento do sistema brasileiro. Rio de Janeiro: UFRJ, Novembro 1984. 190p. (Tese Doutorado).
- [2] FONTOURA FILHO, R. N. Comparação de programas computacionais para cálculo de confiabilidade global de sistemas de energia elétrica. Rio de Janeiro: UFRJ, Dezembro de 1985. 155p (Tese Mestrado).
- [3] CAMARGO, C. C. B. Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1981. 206p.
- [4] BILLINTON, R. N. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation. IEEE Trans. on PAS., Vol. PAS-91, No. 2, March/April, 1972, p. 649-660.
- [5] BIBLIOGRAPHY ON APPLICATION OF PROBABILITY METHODS IN POWER SYSTEM RELIABILITY EVALUATION (1971-1978). IEEE Trans. on PAS., Vol. PAS-97, No. 6, Nov/Dec, 1978, p. 2235-2242.
- [6] ALLAN, R. N.; BILLINTON, N.; LEE, S. H. Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1977-1982). IEEE Trans. on PAS., Vol. PAS-103, No. 2, February, 1984, p. 275-282.
- [7] BILLINTON, R.; EL-KADY, M. A.; LEITE DA SILVA, A. M.; SCHILLING, M. TH.

- Bibliography on composite system reliability (1964-1988).  
IEEE Trans. on PAS., Vol.4, No.3, August, 1989 , p.1122-1132.
- [8] FELDMAN NETO,B. et alii. Confiabilidade de sistemas eletroenergéticos: bibliografía disponível no Brasil (1969-1985). Rio de Janeiro: ELETROBRAS 1985. 32p.
- [9] BILLINTON,R.; EL-KADY,M.A.; LEITE DA SILVA,A.M.; SCHILLING,M.TH. Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988).  
IEEE Trans. on PAS., Vol.5, No.1, February , 1990, p.1-11.
- [10] ALLAN, R.N.; BILLINTON, R.N.; SHAHIDEHPOUR, S.M.; SINGH, C. Bibliography on the application of probability methods in power systems reliability evaluation (1982-1987). IEEE Trans. on PAS., Vol.3, No.4, November, 1988, p.1555-1564.
- [11] COELHO, J.; LEITE DA SILVA, A.M.; PAZO BLANCO, F.A.F. Discrete convolution in generating capacity reliability evaluation - LOLE calculations and uncertainty aspects. IEEE Trans.on PS. Vol.4, No4, 1989, December, p.1616-1624.
- [12] SHULTZ, R.D.; SMITH, R.A.; SWEET, T.M. Cumulant method equivalent load curve calculation performance for small generation systems.  
IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-102, No.5, May, 1983, p.1302-1307.
- [13] MAZUMDAR, M.; YIM, C.K. Reliability computations for interconnected generating systems via large deviations approximation. IEEE Trans. on PS.,

Vol.4, No.1, February, 1989, p.1-8.

- [14] LEE, Y.B.; OUTHRED, H.R.; SUTANTO, D. Probabilistic power system production cost and reliability calculation by the Z-Transform Method. IEEE Trans. on Energy Conversion. Vol.4, No.4, December, p.559-567, 1989.
- [15] LEE, Y.B.; OUTHRED, H.R.; SUTANTO, D.; TIAN, W.D. Cumulant based probabilistic power system simulation using Laguerre Polynomials. IEEE Trans. on PAS. Vol.4, No.4, December, 1989, p.567-574.
- [16] NOFERI, P.L.; PARIS, L.; SALVADERI, L. Monte Carlo Methods for power system reliability evaluations in transmission and generation planning. Proceedings 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium. Washington DC, 1975, p.449-459.
- [17] SALVADERI, L. Monte Carlo Simulation techniques. IEEE Tutorial Course Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission System., IEEE Special Publication 90EH0311-1-PWR. Feb, 1990, p.36-43.
- [18] CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Composite generation and transmission reliability evaluation in large hydroelectric systems. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS 104, No.10, October, 1985, p.2657-2663.
- [19] ALLAN, R.N.; BILLINTON, R. Reliability concepts of composite power systems. IEEE Tutorial Course Reliability Assessment of Composite Generation and transmission system, IEEE Special Publication

90EHO311-1-PWR, Fev, 1990, p.5-8.

- [20] ATKINSON, C.P.; PACITTI, T. Programação e Métodos Computacionais. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1977. 665p.
- [21] HAMMERSLEY, J.M.; HANDSCOMB, D.C. Monte Carlo Methods. London: Methuen & Co LTD. 1967, 178p.
- [22] KOLHAS, J. Monte Carlo Simulation in Operations Research. Operations Research, - Computer Science, Social Science, No. 63., Springer-Verlag 1972, 162p.
- [23] SHERIDER, YU. A. Method of Statistical Testing. Netherlands: Elsevier Publishing Company, 1964, 303 P.
- [24] NOFERI, P.L.; PARIS, P. Quantitative evaluation of power system reliability studies. IEEE Trans. on PAS., Vol-PAS-91, No.2, Mar/Apr, p.611-618, 1972.
- [25] MELO, A. C. G. DE Avaliação de índices de frequência e duração no cálculo da confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão de grande porte. Rio de Janeiro: PUC-RJ, Outubro de 1990, 108p. (Tese Doutorado).
- [26] AMARAL, M.A.; COELHO, I.R.; NASCIMENTO,P.R Modelo de intercâmbio e de análise a subsistemas (MIDAS). Florianópolis: ELETROSUL Grupo de Operação de Sistemas Elétricos, 1985. 6p.

- [27] ELETROBRAS. Relatório de caracterização do mercado de energia elétrica: curvas de carga e sazonalidade. Rio de Janeiro: ELETROBRAS-GCPSE, Setembro de 1989, 219p.
- [28] COUTO DE OLIVEIRA, G. Metodologia de expansão da capacidade de ponta em sistemas interligados de geração hidrotermoelétrica. Rio de Janeiro: UFRJ, Dezembro de 1987, 110p. (Tese Doutorado)
- [29] ZÚRN, H. H. Aspectos sobre manutenibilidade. CURSO GEMAN 89, PUC-RJ, Dezembro de 1989, 115p.
- [30] BILLINTON, R.; BOLLINGER, K.E. Transmission system reliability evaluation using Markov Processes. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-87, No.2, February, 1968, p.538-547.
- [31] CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F. A technique for reducing computational effort in Monte Carlo based composite reliability evaluation. IEEE Trans. on PAS. Vol.4, No.4, October, p.1309-1315, 1989.
- [32] CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Monte Carlo based composite reliability evaluation-modeling aspects and computational Results. IEEE Tutorial Course Reliability Assessment\_of composite Generation and Transmission System. IEEE Special publication 90EHO311-1-PWR, Feb, 1990, p.44-50.
- [33] IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM. IEEE Trans. on PAS., Vol. PAS-98, No.6, Nov/Dec, p.2047-2054, 1979.

- [34] COUTO DE OLIVEIRA, G. Simulação de sistemas de potência por técnicas de Monte Carlo. Relatório da CEPEL DPST 7748., Outubro de 1989, 8p.
- [35] ARIENTI, V.L.; CUNHA, S.H.F.; MELO, A.C.G.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V. Composite generation/transmission reliability of Brazilian Southern/Southeastern system. Second International Probabilistic Methods Applied to Electrical Power System., Oakland-USA, Setembro de 1988, 14p.
- [36] CUNHA, S.H.F.; GOMES, F.B.M.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F. Reliability evaluation in hydrothermal generating systems. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-101, No.12, December, p.4665-4673, 1982.
- [37] MARINHO, J.L.; STOTT, B. Linear programming for power-system network security applications. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-98, No.3, May/June, 1979, p.837-848.
- [38] HOBSON, E.; STOTT, B. Power systems security control calculations using linear programming, Part I. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-97, No.5, Set/Out, 1978, p.1713-1720.
- [39] HOBSON, E.; STOTT, B. Power systems security control calculations using linear programming, Part II. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-97, No.5, Set/Out, 1978, p.1721-1731.
- [40] ELGERD, O.I. Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica. EUA: McGraw-Hill, 1986, 604p.

- [41] HADLEY, G. Programação linear. Rio de Janeiro: Guanabara Dois 1982, 460p.
- [42] LUENBERGER, D.C. Introduction to linear and nonlinear programming. USA: Addison-Wesley. Publishing Company 1973, 356p.
- [43] MOROZOWSKI FILHO, M. Matrizes esparsas em redes de potência. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, 1981, 172p.
- [44] MONTICELLI, A. Fluxo de carga en redes de energia elétrica. São Paulo: Editora Edgard Blucher 1983, 164 p.
- [45] PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. Application of sensibility analysis of of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. IEEE Trans. on PAS., Vol.PAS-104, No.2, February, p.381-389, 1985.
- [46] FLANNERY, B.P.; PRESS, W.H.; TEUTOLSKY, S.A.; VETTERLING, W.T. Numerical Recipes: The art of scientific computing. Cambridge University Press: Library of congress cataloging in publication 1987, 818p.
- [47] CUNHA, S.H.F.; LEITE DA SILVA, A.M.; MELO, A.C.G.; PEREIRA, M.V.F., PINTO, L.M.V.G. Avaliação de índices de frequência e duração no cálculo da confiabilidade composta de sistemas de geração e transmissão. VIII Congresso Brasileiro de Automática. UFPA, Belém - Pará, setembro, 1990, p.691-699.
- [48] ABDEL-GAWAD, N.M.K.; ALLAN, R.N.; BILLINTON, R. The IEEE reliability test

- system - extensions to and evaluation of the generating system. IEEE Trans. on PS., Vol. PWR-1, No. 4, November, 1986, p.1-7.
- [49] PEREIRA, M.V.F.; PINTO, H.J.C.P.; TEIXEIRA, M.J.; TERRY, L.A. Ambiente para desenvolvimento de programas paralelos fracamente acoplados. VII Congresso Brasileiro de Automática. São José dos Campos - São Paulo, p.328-333, 1988.
- [50] MELO, A.C.G.; MOROZOWSKI, M.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F. A hybrid algorithm for Monte Carlo/Enumeration based composite reliability evaluation. Rio de Janeiro: CEPEL, s.d. (6p).
- [51] DAY, J.T.; HARPUR, A.; LE, K.D.; SCULLY, A.; MALONE, M.J.; MOUSSEAU, T.E. Using a semi-guided Monte Carlo Method for faster simulation of forced outages of generating units. IEEE, s.n. p.91-97, 1991.
- [52] SURECK, A. M. A., Modelo de pré-despacho horário de geração. Florianópolis: UFSC, Maio de 1982. 127p (Tese de Mestrado).
- [53] ELETROSUL. Levantamento da potências disponíveis das usinas hidrelétricas existentes na região Sul. Florianópolis: DEPARTAMENTO DE OPERAÇÃO DO SISTEMA - DOS, DPOC, setembro de 1991, 44p.
- [54] Manual de metodologia confiabilidade de geração hidrotermoelétrica (CONFGER). Rio de Janeiro: CEPEL, 1982, 98p.

- [55] SOUSA D.G.C Programação da manutenção de unidades geradoras com considerações de aspectos energéticos e uma extensão a sistemas interligados. Florianópolis : UFSC, agosto de 1986, 126p. (Tese Mestrado)
- [56] PEREIRA M.V.F.; PINTO L.M.V.G A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal system. IEEE Trans on PAS, VOL. PAS-101, No. 10, october, 1982.
- [57] ZÚRN H.H. Generator maintenance scheduling computer program documentation . Canada: University of Waterloo, March 1976. 175p. (Tese Doutorado).
- [58] ZÚRN H.H., QUINTANA V.H. Generator maintenance scheduling via successive approximation dynamic programming. IEEE Trans on PAS, VOL. PAS-94, March-april, 1975, p 665- 671.
- [59] CHRISTIAANSE W.R, PALMER A.H., A technique for the automated scheduling of the maintenance of generation facilities. IEEE Trans on PAS, VOL. PAS-91, No.1 , Jan.-Feb., 1972, p 137-144.
- [60] ENTRADA DE DADOS DO SISTEMA SUL PARA O PROGRAMA BIGPOWER, Florianópolis: CELESC , Julho, 1990, 92p.
- [61] DOPAZO J.F.; Merril H.J. Otimal generator maintenance scheduling using integer programmig. IEEE Trans on PAS, VOL. PAS-94, No. 5, Sep.-Oct., 1975, p 1537-1545.

- [62] BILLINTON R.; SHEIKHI F.A. EL Generating unit maintenance scheduling for single and two interconnected systems. IEEE Trans on PAS, VOL. PAS-103, No 5, May, 1984.
- [63] MANUAL DO USUARIO DO PROGRAMA BIG POWERMOD. Florianópolis: LABSPOT, sd, 114p.
- [64] PEREIRA M.V.F.; PINTO L.M.V.G. Construção da região das capacidades viáveis de um sistema elétrico. VIII Congresso Brasileiro de Automática Belém-Pará, setembro, 1990, p.709-714.