

CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO
DO SISTEMA ELETRICO BRASILEIRO

SERGIO HENRIQUE FERREIRA DA CUNHA

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE
PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS (D.Sc.) EM ENGENHARIA DE SISTEMAS
E COMPUTAÇÃO.

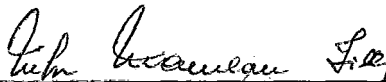
Aprovada por:



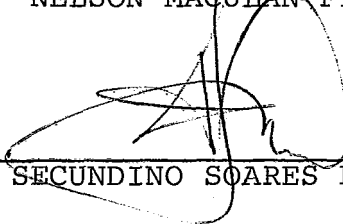
CLOVIS CAESAR GONZAGA
(Presidente)



JERSON KELMAN



NELSON MACULAN FILHO



SECUNDINO SOARES FILHO



RENATO DE AQUINO FARIA NUNES

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO DE 1984

CUNHA, SERGIO HENRIQUE FERREIRA DA

Confiabilidade no planejamento do sistema elétrico brasileiro (Rio de Janeiro) 1984.

viii, 190 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Engenharia de Sistemas e Computação, 1984)

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Assunto: Modelos matemáticos para avaliação da confiabilidade do sistema de geração brasileiro

I. COPPE/UFRJ

II. Título(série)

AGRADECIMENTOS

À direção do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) pelo apoio e todo o suporte material necessário à realização deste trabalho.

Ao professor Clovis C. Gonzaga pelo incentivo e orientação ao meu programa de doutorado.

Aos colegas e amigos Mario Veiga Ferraz Pereira e Gerson Couto de Oliveira pela grande colaboração e indispensável participação no desenvolvimento da metodologia.

Aos colegas Leontina Maria V.G. Pinto, Ivana Costa Nasser e Mauro Barbosa de Oliveira pela valiosa colaboração no desenvolvimento de programas computacionais e testes de metodologia

Aos colegas Frederico B.M. Gomes, pelo grande incentivo e inúmeras discussões sobre a definição do problema e Jerson Kelman, por seu interesse e valiosas sugestões para a redação deste trabalho.

Aos colegas do Departamento de Geração da Eletrobrás, pela indispensável contribuição na definição das aplicações da metodologia e pela cooperação na implantação dos programas.

A Rosa Maria Kiwelowicz por sua paciência e eficiente trabalho de datilografia.

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

CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO
DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Sergio Henrique Ferreira da Cunha

Novembro de 1984

Orientador: Clovis Caesar Gonzaga

Programa : Engenharia de Sistemas e computação

O sistema brasileiro é predominantemente constituído por usinas hidroelétricas (mais de 85% da sua capacidade instalada), apresentando certas particularidades, tais como, a variação da sua potência disponível com o nível de armazenamento dos reservatórios, que afetam significativamente a confiabilidade do sistema.

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação de confiabilidade especialmente adequada ao planejamento da expansão do sistema de geração brasileiro. Quanto à representação dos limites na capacidade de transporte do sistema, três casos são discutidos: sistema totalmente agregado (barra Única), dois subsistemas interligados e múltiplos subsistemas interligados.

O trabalho consistiu, basicamente, da construção de um conjunto de modelos matemáticos para representar o sistema elétrico em diferentes níveis de detalhe, da escolha de índices de confiabilidade adequados ao planejamento e da aplicação de técnicas de pesquisa operacional, estatística e computação para se calcular estes índices. Exemplos e casos-teste com o sistema brasileiro são apresentados e discutidos.

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

RELIABILITY IN BRAZILIAN
POWER SYSTEM PLANNING

Sergio Henrique Ferreira da Cunha

November, 1984

Chairman : Clovis Caesar Gonzaga

Department: Computation and Systems Engineering

The brazilian system is predominantly composed of hydro electric plants (more than 85% of its installed capacity), presenting some characteristics as, for instance, the variation of its available power with the storage level of the reservoirs , which affects significantly the system reliability.

This work presents a methodology for reliability evaluation, specially adequate for the expansion planning of the brazilian generating system. With regard to modelling bounds on system transport capacity, three cases are discussed: single bus bar system, two interconnected systems and multi-area system.

The work consisted, basically, of the definition of a set of mathematical models to represent the electric system in different detail levels, the selection of adequate reliability indices for planning purposes and application of operations research, statistics and computation technics in order to evaluate these indices. Examples and case-studies with the brazilian system are presented and discussed.

Í N D I C E

I	- APRESENTAÇÃO	01
II	- O PROBLEMA DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA..	02
	II.1- DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS	02
	II.2- PARTICULARIDADES DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO..	04
	II.3- REVISÃO HISTÓRICA E PESQUISA BIBLIOGRÁFICA	07
	II.4- DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA	08
	ESTRUTURA GLOBAL DO PROBLEMA	08
	APLICAÇÕES DE CONFIABILIDADE DE GERAÇÃO	11
	APLICAÇÕES DE CONFIABILIDADE DE SUBSISTEMAS INTERLIGADOS	13
III	- CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE GERAÇÃO	15
	III.1- MODELAGEM DO PROBLEMA	16
	MODELO GLOBAL	16
	MODELO DOS COMPONENTES	17
	MODELO DA GERAÇÃO	20
	MODELO DA DEMANDA	25
	MODELO APROXIMADO DA MANUTENÇÃO PROGRAMADA	30
	III.2- ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS	35
	PROBABILIDADE DE DÉFICIT DE POTÊNCIA	36
	VALOR ESPERADO DO DÉFICIT DE POTÊNCIA	41
	PONTA GARANTIDA A UM DADO NÍVEL DE RISCO	42
	VALORES MÉDIOS ANUAIS	47
	III.3- MÉTODO DE SOLUÇÃO	48
	DESACOPLAMENTO ENTRE ENERGIA E PONTA	48
	CÁLCULO ANALÍTICO DOS ÍNDICES	53
	TAMANHO DA AMOSTRA PARA A ETAPA DE SIMULAÇÃO	59

IV- CONFIABILIDADE DE DOIS SUBSISTEMAS INTERLIGADOS	62
IV.1- MODELAGEM DO PROBLEMA	63
MODELO GLOBAL	63
MODELO DOS COMPONENTES	64
MODELO DA GERAÇÃO	65
MODELO DA DEMANDA	66
MODELO APROXIMADO DA MANUTENÇÃO PROGRAMADA	68
PROTOCOLOS DE INTERCÂMBIO	68
IV.2- ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS	69
TABELA DE PROBABILIDADE DE DÉFICIT DE POTÊNCIA (LOLP) ..	70
VALOR ESPERADO DA POTÊNCIA OFERECIDA	73
VALOR ESPERADO DA POTÊNCIA RECEBIDA	74
IV.3- MÉTODO DE SOLUÇÃO	75
A ETAPA DE SIMULAÇÃO	75
FORMULAÇÃO DO CÁLCULO DOS ÍNDICES	76
IV.4- CASO EXEMPLO	82
V - CONFIABILIDADE DE MÚLTIPLOS SUBSISTEMAS INTERLIGADOS	85
V.1- MODELAGEM DO PROBLEMA	86
MODELO GLOBAL	86
MODELO DE GERAÇÃO	89
MODOS DE FALHA DO SISTEMA	92
PROTOCOLOS DE INTERCÂMBIO	99
V.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS	102
ÍNDICES GLOBAIS	102
ÍNDICES POR SUBSISTEMA	105
ÍNDICES DE SENSIBILIDADE	107
ÍNDICES AUXILIARES	111
V.3- MÉTODO DE SOLUÇÃO	112
SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS	113
SIMULAÇÃO A SISTEMA EQUIVALENTE	116

CÁLCULO ANALÍTICO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	131
CÁLCULO ESTIMADO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	135
V.4- CASO-EXEMPLO	146
VI - CONCLUSÕES	150
APÊNDICES	
A - SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS	153
B - SIMULAÇÃO A SISTEMA EQUIVALENTE	166
C - LISTA DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DESENVOLVIDOS NO ÂMBITO DA TESE	180
REFERÊNCIAS	182

I- APRESENTAÇÃO

Este trabalho teve por objetivo desenvolver uma metodologia de avaliação de confiabilidade para o sistema elétrico brasileiro, a partir do conhecimento de suas principais características e particularidades.

Este texto representa uma síntese da pesquisa realizada ao longo de 5 anos no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e contou com o patrocínio, em grande parte, do Departamento de Geração (DEGE) da ELETROBRÁS. O DEGE desempenhou um papel fundamental tanto para a correta definição do problema quanto para a aplicação da metodologia a casos concretos do planejamento do sistema de geração brasileiro, dos quais resultaram preciosos "feed-backs".

O trabalho consistiu, basicamente, da construção de um conjunto de modelos matemáticos que representam o sistema elétrico em diferentes níveis de detalhe, da escolha de índices de confiabilidade adequados ao planejamento do sistema brasileiro e da aplicação de técnicas de pesquisa operacional, estatística e computação para se calcular o valor destes índices. Durante o trabalho, foram desenvolvidos vários programas computacionais, em versão "documentada" (ver lista no Apêndice C), a maioria dos quais já se encontra em fase experimental de utilização pela ELETROBRÁS e outras empresas do setor elétrico. Além destes, foram também escritos inúmeros programas auxiliares para testes de algoritmos, hipóteses, etc.

Este texto foi organizado procurando acompanhar a estrutura natural de decomposição do problema. No Capítulo II é feita uma descrição geral do problema de confiabilidade, sua relação com o planejamento da expansão do sistema e a estrutura de decomposição adotada. O Capítulo III apresenta a metodologia desenvolvida para análise da confiabilidade do sistema de geração agregado ("barra Única"). Os Capítulos IV e V apresentam as metodologias desenvolvidas, respectivamente, para dois subsistemas interligados e para múltiplos subsistemas interligados. Os exemplos de aplicação e casos-teste apresentados nestes capítulos, embora tenham sido montados utilizando sempre dados fornecidos pela ELETROBRÁS, servem apenas para ilustrar a metodologia, não devendo, portanto, ser encarados como resultados oficiais.

II - O PROBLEMA DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE POTÊNCIA

II.1 - DEFINIÇÕES E CONCEITOS BÁSICOS

Este trabalho tem um enfoque voltado primordialmente para o planejamento a médio e longo prazo do sistema elétrico brasileiro.

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 custo 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 .

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

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. As causas do não atendimento destes requisitos costumam ser divididas em dois grupos: causas-estáticas e causas dinâmicas . Como principais causas estáticas pode-se mencionar:

- Falta de água nas usinas hidroelétricas
- 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

Como principais causas dinâmicas pode-se mencionar:

- Falhas nos dispositivos de proteção
- Problemas de estabilidade

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

- Adequação: refere-se a confiabilidade estática do sistema
- Segurança: refere-se a confiabilidade dinâmica do sistema

Para efeito do 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 conforme será visto no item 11.4 .

Com relação aos índices de confiabilidade, o relatório do EPRI (1) sugere as seguintes definições e classificações preliminares: 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. Usando este conceito, pode-se definir um índice de confiabilidade como sendo um parâmetro estatístico deste indicador (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. Exemplo : não atendimento da demanda de ponta diária.
- indicadores de intervalo - consideram a condição do sistema durante um certo intervalo de tempo. Exemplo: energia não suprida no ano.
- Indicadores de duração - consideram os intervalos de tempo entre duas condições específicas do sistema. Exemplo: Duração (ou frequência) de uma "perda de carga" (interrupção de fornecimento).

Para o planejamento a médio e longo prazo do sistema elétrico brasileiro, considera-se como mais relevantes os indicadores de intervalo, pois além de, na maioria dos casos, possuírem um certo significado econômico, permitem a obtenção analítica de índices (dos quais o principal é o valor esperado) a partir dos dados normalmente disponíveis nesta fase dos estudos. Por esta razão, todos os índices que serão desenvolvidos neste trabalho pertencem a esta categoria.

II.2 - PARTICULARIDADES DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro possui algumas características ímpares que o diferenciam bastante dos demais grandes sistemas elétricos encontrados principalmente nos países da América do Norte e Europa, tais como:

- Sistema de geração composto predominantemente por grandes usinas hidroelétricas com capacidade de regularização plurianual.
- Sistema global composto de subsistemas relativamente independentes correspondentes as principais regiões geográficas brasileiras.
- Sistema de transmissão composto de linhas longas (com crescentes níveis de tensão) uma vez que, de um modo geral, os principais centros geradores encontram-se afastados dos principais centros consumidores.

- Está geograficamente situado em uma região de clima predominantemente tropical onde fenômenos como neve, furacões e terremotos praticamente não se verificam mas, por outro lado, fenômenos como longos períodos de seca ou grandes enchentes afetam significativamente o sistema.
- Mercado consumidor com características próprias de país em desenvolvimento, tais como, altas taxas de crescimento, perfis de consumo (fator de carga) muito diferentes de região para região, etc.

Estas características afetam fundamentalmente a "modelagem" do sistema elétrico e conseqüentemente toda metodologia necessária à obtenção de índices de confiabilidade. Tome-se, por exemplo, a primeira delas, ou seja, a predominância hidroelétrica (em 1983, 85% dos 40.100 MW instalados no Brasil eram de origem hidroelétrica). A potência disponível em uma usina hidroelétrica é função da sua altura de queda líquida, ou seja, da diferença entre o nível de armazenamento e o nível do canal de fuga que, por sua vez, dependem de vários outros fatores. Assim, a potência disponível em um sistema de geração hidroelétrica, mesmo sem considerar as falhas nos equipamentos de geração, é uma variável aleatória multidimensional que depende basicamente das vazões afluentes ao sistema e da política de operação dos reservatórios. A figura II.1 dá uma idéia da importância deste efeito: ela mostra a evolução da potência total disponível ao longo de 2.000 meses de simulação da operação do sistema de geração Sul / Sudeste planejado para 1987. Pode-se observar que a perda de potência devida exclusivamente à variação de altura de queda chega a 5.000 MW (12,5% da potência instalada de 40.000 MW). Em outras configurações esta redução de potência chega a alcançar 20% da potência instalada.

Os modelos clássicos de avaliação da confiabilidade do sistema de geração foram originalmente desenvolvidos para sistemas predominantemente termoelétricos, como pode ser verificado na seção 11.3. Nestes modelos, a variação da potência disponível com a altura de queda líquida, simplesmente, não é considerada.

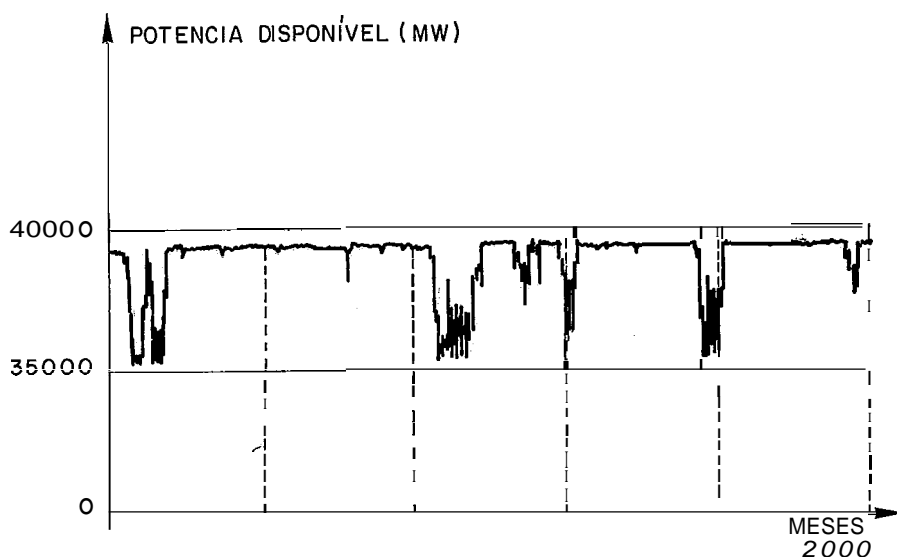


Figura 1 11 - Simulação da operação Sistema Sul/Sudeste 1987

comentários análogos poderiam ser feitos com relação à modelagem do sistema de transmissão, do mercado consumidor, bem como, da escolha de índices, etc. Estes fatos justificam o desenvolvimento de um método específico para a avaliação da confiabilidade do sistema brasileiro, bem como, ilustram a dificuldade de se adaptar uma certa metodologia de avaliação de confiabilidade a sistemas elétricos muito distintos.

Nos capítulos III, IV e V será dada uma ênfase acentuada à modelagem do sistema em questão, procurando deixar claro quais os fenômenos considerados e porque, quais as hipóteses simplificadoras assumidas e, em suma, qual a representação do sistema utilizada. Para não ser tedioso, evitou-se uma comparação exaustiva entre a modelagem proposta e outras modelagens existentes (desenvolvidas, principalmente, para os sistemas europeus e americanos), mas pode-se adiantar que em inúmeros pontos elas são muito diferentes.

II.3 - REVISÃO HISTÓRICA E PESQUISA BIBLIOGRÁFICA

Segundo ENDRENYI (2) 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 eletrônica, nuclear e aeronáutica, onde exige-se 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 tem sido feitos nas áreas de coleta e análise de dados, desenvolvimento de novos métodos e seleção de novos índices de confiabilidade.

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 (3), LYMAN (4) e SEELYE (5). 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. Isto pode ser verificado acompanhando-se os três grandes levantamentos bibliográficos publicados no IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, BILLINGTON (6), IEEE (7) e ALLAN et alii (8), respectivamente, em 1972, 1978 e 1983, onde estão relacionados os principais artigos técnicos publicados internacionalmente nesta área.

No Brasil, o desenvolvimento de aplicações de confiabilidade a sistemas de energia elétrica é bem mais recente, tendo sido o trabalho do próprio autor, CUNHA (9), um dos pioneiros na

consideração das características particulares do sistema de geração brasileiro. Este desenvolvimento, no Brasil, tem-se apresentado, basicamente, no âmbito da Universidade, através de teses de M.Sc. e D.Sc. como mostram as referências (9) a (27) e no âmbito das empresas de energia elétrica e firmas consultoras, através de artigos técnicos apresentados, a maioria, em Congressos e Simpósios realizados no país, conforme mostram as referências (28) a (58). A lista de referências (9) a (58), embora bastante ampla, não tem a pretensão de ser exaustiva e foi incluída neste trabalho a título de levantamento bibliográfico preliminar dos trabalhos nacionais realizados nesta área, uma vez que praticamente inexistem publicações deste tipo no país.

11.4 - DECOMPOSIÇÃO DO PROBLEMA

II.4.1 - Estrutura global 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 II.2 ajuda a ilustrar este enfoque.

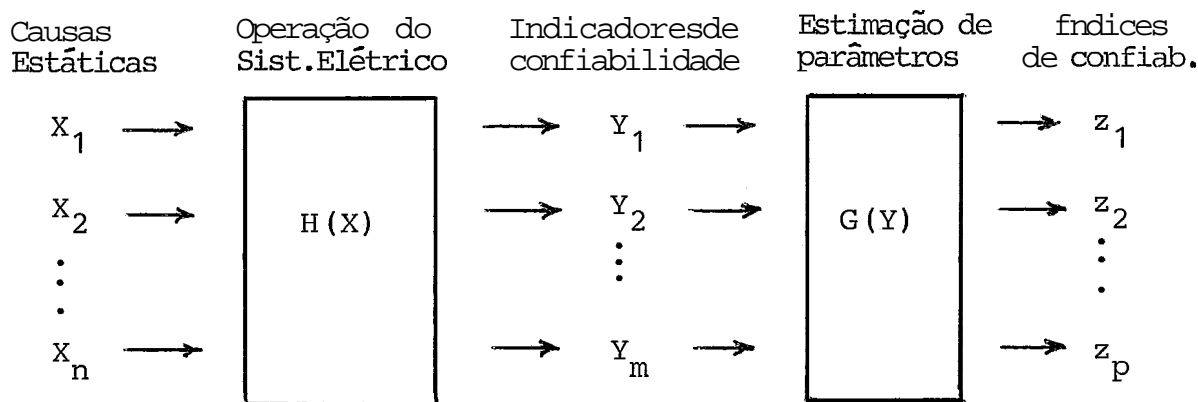


Figura 11.2- Estrutura do cálculo de índices

A operação de um sistema elétrico é um processo contínuo no tempo. A cada instante corresponde uma particular realização x das variáveis de entrada. A cada realização x o sistema elétrico "resolve" um problema de otimização de grande porte que consiste, de forma simplista, em "tentar atender à demanda da melhor forma possível". Como resultado desta operação corresponde uma particular realização de grandezas y , indicadoras da confiabilidade (ou do desempenho) do sistema. Observando-se estas grandezas durante certos intervalos de tempo, obtém-se indicadores de intervalo (ver seção 11.1). Extendendo-se o horizonte de observação, verifica-se todo o domínio de variação dos indicadores y . Com auxílio da teoria das 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 Monte-Carlo" (simulação de eventos), que será descrita em detalhes nos próximos capítulos. A utilização desta técnica exige que se cumpra as seguintes etapas:

- a) Obter as distribuições de probabilidade das variáveis aleatórias de entrada (x). Ser capaz de sortear uma amostra de possíveis "estados" do sistema a partir destas distribuições.
- b) Definir um modelo matemático 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 dos indicadores (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 sem simplificações significativas:

- Problema discreto

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

- Problema não-linear
Curvas de carga, produtividade das usinas hidroelétricas em função da queda líquida, fluxo de potência na rede
- 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.
- Problema restrito
Muitas restrições de igualdade (equações de conservação) e muitas desigualdades (limites superiores e inferiores das diversas variáveis, etc.)
- Problema estocástico
Demanda, Disponibilidade de equipamentos, Vazões Afluentes, são variáveis aleatórias multidimensionais muitas vezes apresentando correlação temporal e espacial significativas.

Conforme avaliação de DECHAMPS (59), a solução deste problema, 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.

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

- espacial, pela qual separam-se os planejamentos da geração, transmissão e distribuição.
- temporal, pelo qual separam-se os planejamentos de longo, médio e curto prazos.

No Brasil, o planejamento da expansão dos sistemas de geração e transmissão a longo e médio prazo é atribuído a Órgãos centrais (ELETROBRÁS e Subsidiárias), cabendo às empresas de energia elétrica o planejamento do sistema de distribuição e o planejamento a curto prazo. Considerando que o interesse no desenvolvimento de uma metodologia de avaliação de confiabilidade

partiu, inicialmente, da ELETROBRÁS e que é justamente nas áreas de geração e transmissão que concentra-se a maioria das particularidades do sistema elétrico brasileiro, optou-se por restringir este trabalho ao planejamento de médio a longo prazo do sistema de geração e grandes troncos de transmissão de energia elétrica. Para completar a cadeia de planejamento, que vai desde a geração até o consumidor final restariam ainda pelo menos três níveis hierárquicos:

- Confiabilidade do Sistema de Transmissão
- Confiabilidade de Subestações
- Confiabilidade do Sistema de Distribuição

Sobre estes tópicos, já existem alguns trabalhos desenvolvidos no Brasil, como, por exemplo, CORSSSEN (14), CAVALCANTE (18), GUENZI (23) e GALVÃO (24), além de uma farta bibliografia internacional (7), em muitos casos possível de ser adaptada ao sistema brasileiro, devido a maior semelhança entre os sistemas nestes níveis.

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

- Confiabilidade do Sistema de Geração
- Confiabilidade de Subsistemas Interligados

II.4.2 - Aplicações de Confiabilidade de Geração

Neste primeiro nível, considera-se que toda a geração e toda a demanda estão concentradas em uma Única barra. Isto também equivale a supor que a rede de transmissão possui uma capacidade infinita e é 100% confiável. Para se levar em conta, de forma aproximada, as perdas de potência no sistema de transmissão, convencionou-se, no Brasil, que o ponto de confronto entre a geração e a demanda ("barra Única") é o barramento de 230 kV (também chamado "barramento do mercado") ao qual todas as potências devem estar referidas.

Por se tratar de um sistema predominantemente hidroelétrico, o problema de confiabilidade do sistema de geração se subdivide em dois aspectos fundamentais:

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

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 - o que reduz sua potência unitária -, as saídas forçadas de unidades - o que reduz o número de geradores em funcionamento - bem como, 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 levará a interrupções imprevisíveis do fornecimento, em sua maioria 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, desprezando-se a influência das falhas nos geradores, através de simulações da operação do sistema para um grande número de possíveis sequências hidrológicas (Método de Monte Carlo). Nesta fase, os modelos matemáticos de representação do sistema de geração variam desde um simplificado "Modelo a Sistema Equivalente" (ver Apêndice B) até um bastante detalhado "Modelo a Usinas Individualizadas" (ver Apêndice A). O índice de

confiabilidade mais utilizado é a "probabilidade anual de déficit" (risco de haver algum déficit de energia no ano em estudo) que deverá ser sempre menor ou igual a um certo critério de planejamento (por exemplo, 2%). Este modelo não será mais aprofundado neste trabalho uma vez que envolve, praticamente, apenas os aspectos hidrológicos do problema de confiabilidade do sistema de geração.

Terminada a primeira fase de planejamento, fica definido um cronograma de entradas em operação de novas usinas hidroelétricas e/ou termoelétricas e, por conseguinte, a capacidade de estoque de energia do parque gerador. Passa-se então a segunda fase do planejamento, onde será feita uma avaliação do risco de déficit de potência, considerando-se que não há falta de água nas usinas hidroelétricas, através de um método mixto de simulação e cálculo analítico que será visto em detalhe no capítulo III. O índice de confiabilidade mais utilizado é 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).

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

II.4.3 - Aplicações de Confiabilidade de Subsistemas Interligados

Neste segundo nível, considera-se que o sistema de geração global é composto, na verdade, de subsistemas hidraulicamente independentes, porém, eletricamente interligados. No Brasil, estes subsistemas correspondem, em geral, as diferentes regiões geográficas (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste) ou às áreas de concessão das empresas geradoras que não compartilham os mesmos rios (CHESF e ELETRONORTE, FURNAS e ELETROSUL). Para cada subsistema permanecem válidos os comentários feito no item II.4.2.

Devido a importantes diferenças metodológicas, este problema se subdivide em dois casos particulares:

- Confiabilidade de dois subsistemas interligados
- Confiabilidade de múltiplos subsistemas interligados

Em ambos os casos, o objetivo principal é introduzir restrições no intercâmbio de potência (e energia) entre os subsistemas e avaliar o impacto destas restrições na confiabilidade, não apenas do sistema global, mas principalmente na confiabilidade de cada um dos subsistemas. Esta avaliação pode então sugerir alterações na repartição da margem global de reserva de geração, bem como, o aumento ou redução da capacidade de intercâmbio entre dois subsistemas. A modelagem deste problema será vista em detalhes nos Capítulos IV e V.

III - CONFIABILIDADE DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Este capítulo apresenta uma síntese completa da metodologia de avaliação da confiabilidade de um sistema de geração predominantemente hidroelétrico (adaptada ao planejamento do sistema brasileiro). Além disto, pode-se dizer que as principais contribuições nele contidas são:

- Técnica mixta de simulação/cálculo analítico para a obtenção de índices de confiabilidade, levando-se em conta a variação da potência unitária disponível nas usinas hidroelétricas (item III.1.3).
- Teste e validação da hipótese de desacoplamento energia x ponta e teste do número de séries hidrológicas necessárias na etapa de simulação (itens III.3.1 e III.3.3).
- Técnica de consideração do efeito da manutenção programada de unidades geradoras, objetivando nivelar o risco de déficit ao longo do ano (item III.1.5).
- Definição e cálculo do índice Ponta Garantida a um dado nível de risco (item III.2.3)
- Técnica de "arredondamento" da distribuição discreta de probabilidade da potência disponível, objetivando uma redução do esforço computacional do método (item III.3.2).

III.1 - MODELAGEM DO PROBLEMA

III.1.1 - Modelo Global

De acordo com as hipóteses feitas no item II.4.2, o sistema de geração é representado conforme ilustra III.1. A barra única mostrada na figura representa o barramento do mercado (por convenção, barramento de 230 kV) ao qual todas as potências de vem ser referidas (descontadas as perdas na transmissão).

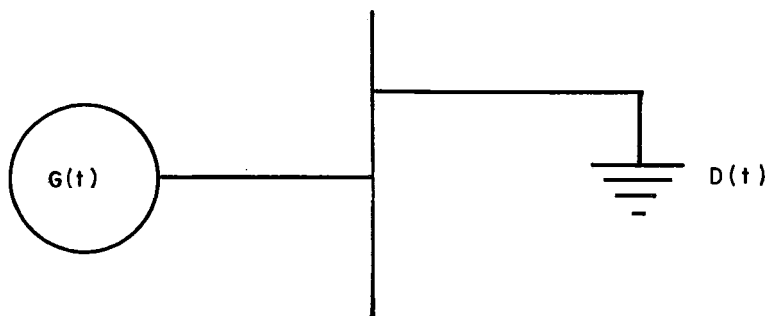


Figura III.1 - Representação do sistema de geração

O período de estudo (normalmente, 5 a 10 anos) será dividido em intervalos mensais. A escolha do mês como intervalo de tempo obedece a uma tradição do planejamento da geração de energia elétrica no Brasil, onde os fenômenos relevantes são tipicamente sazonais.

A capacidade total de geração e a demanda total são processos estocásticos que serão aqui representados por

$$G(T) = \{ G_1, G_2, \dots, G_T \} \quad (\text{III.1})$$

$$D(T) = \{ D_1, D_2, \dots, D_T \} \quad (\text{III.2})$$

onde T é o número de meses do período de estudo.

Os indicadores de confiabilidade resultam, neste capítulo, de uma relação entre estes dois processos estocásticos, observada em cada mês do período de estudo. Pode-se definir, por exemplo, a margem de reserva num certo mês como

$$R_i = G_i - D_i \quad i = 1, 2, \dots, T \quad (\text{III.3})$$

Caso seja possível obter-se a função distribuição de probabilidades da variável aleatória R_i , pode-se definir índices de confiabilidade como, por exemplo, a Probabilidade de Déficit de Potência - LOLP (maiores detalhes na seção III.2), do seguinte modo:

$$\text{LOLP}_i = P [R_i < 0] \quad i = 1, 2, \dots, T \quad (\text{III.4})$$

O resultado do modelo é, portanto, um conjunto de índices do tipo $\{ \text{LOLP}_i, i = 1, 2, \dots, T \}$ que permite avaliar a confiabilidade do sistema de geração ao longo do período de estudo.

Para se chegar à função distribuição de probabilidade (f.d.p.) de R_i é necessário construir modelos para o comportamento dos diversos elementos do sistema, conforme será visto nas próximas seções.

III.1.2 - Modelo dos Componentes

O sistema de geração é composto de um certo número de máquinas ou unidades geradoras, todas elas sujeitas à falhas com uma certa probabilidade. Estas falhas costumam ser reparáveis num prazo relativamente curto de tempo. Além disto, as unidades geradoras são submetidas, periodicamente, a uma manutenção preventiva de forma a prolongar o seu tempo de vida útil.

Dada a característica predominantemente hidroelétrica do sistema brasileiro, considera-se neste trabalho que, quando uma

máquina não está em manutenção preventiva, ela pode encontrar-se em apenas um dos seguintes estados:

1. funcionando ou disponível para funcionamento normal
2. parada, em reparo

Trata-se, portanto, de um modelo a 2 estados, onde não se leva em conta possíveis estados intermediários onde a máquina pode ainda funcionar com capacidade reduzida ("derated states"; frequentes em máquinas termoelétricas).

O comportamento ao longo do tempo de uma máquina de dois estados, quando não está em manutenção preventiva pode ser descrito como uma sucessão alternada de períodos "altos" e "baixos", conforme ilustra a figura 111.2

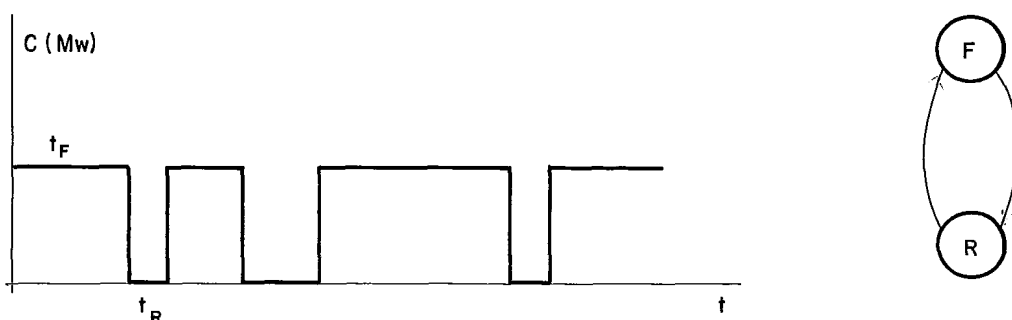


Figura III.2 - Comportamento histórico de um componente reparável e seu diagrama de estado

Define-se como Taxa de Indisponibilidade Forçada (TIF) a razão entre a soma dos tempos de reparo (t_R) sobre um longo período histórico e a soma dos tempos em funcionamento (t_F) mais os tempos em reparo (t_R) sobre o mesmo período, ou seja,

$$TIF = \frac{\text{Horas em reparo}}{\text{Horas em funcionamento} + \text{Horas em reparo}} \quad (\text{III.5})$$

Para máquinas termoelétricas, as reduções forçadas da capacidade de geração podem ser levadas em conta, de forma aproximada, através do Tempo de Parada Equivalente (t_e), definido como

$$t_e = \sum_i r_i \cdot d_i \quad (\text{III.6})$$

onde r_i é o percentual da i -ésima redução de potência e d_i é a duração, em horas, da i -ésima redução de potência. O tempo t_e pode, então, ser incluído entre as horas em reparo, no cálculo da TIF que, assim, passa a ser denominada Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF).

Observa-se, na prática, que a TEIF de uma unidade geradora não se mantém constante ao longo de toda a vida do equipamento. Na verdade, a vida de um equipamento reparável se divide em três períodos distintos conforme ilustra a figura 111.3. Esta curva é comumente denominada "curva em banheira".

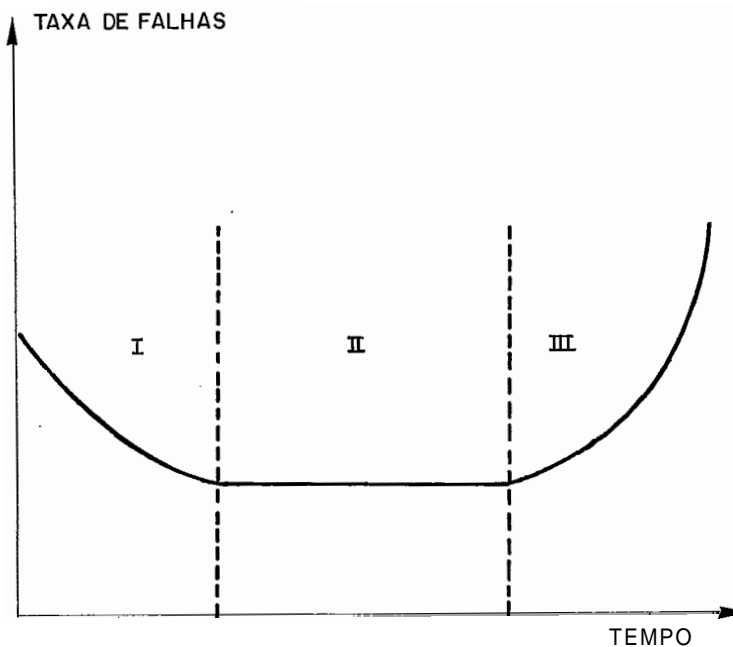


Figura 111.3 - Curva de variação da taxa de falhas com o tempo

Período I : Definido como período de "amaciamento" de uma máquina e caracterizado por uma taxa de falhas decrescente.

Período II : Período em que a taxa de falhas é aproximadamente constante; é considerada a vida Útil da máquina.

Período III : Caracterizado por uma taxa de falhas crescente devido principalmente ao desgaste .

No caso dos equipamentos de geração este último período situa-se em geral para além do horizonte de estudos uma vez que sua vida Útil é bastante prolongada (≈ 50 anos). O período de amaciamento varia de 3 a 5 anos, conforme o tipo de equipamento .

A grande vantagem de se calcular a TEIF é que, conforme mostrado em ENDRENYI (2), ela constitui uma excelente aproximação para o valor da probabilidade de falha (em regime permanente) de um componente reparável sujeito à manutenção preventiva. Como consequência, fica também automaticamente definida a probabilidade de funcionamento de uma unidade geradora como sendo igual a $(1-TEIF)$. Estes resultados serão utilizados no próximo item ,

III.1.3 - Modelo da Geração

Um sistema de geração é constituído, na verdade, por um conjunto de usinas cada qual contendo um certo número de unidades, em geral, idênticas quanto à sua potência unitária e taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF). Na prática , uma usina real pode conter mais de um grupo de unidades idênticas. Para efeito de cálculo e nomenclatura, no entanto, considera-se cada um destes grupos como uma usina diferente.

A capacidade máxima de geração de uma usina j num certo mês i (G_{ij}), pode ser expressa como

$$G_{ij} = A_{ij} \cdot C_{ij} \quad . \quad (III.7)$$

onde

= número de máquinas em funcionamento na usina j , no mês i

C_{ij} = potência unitária (capacidade máxima) das unidades da usina j , no mês i

A_{ij} é uma variável aleatória com distribuição de probabilidade Binomial (soma de n variáveis aleatórias independentes com distribuição de Bernoulli), ou seja,

$$P [A_{ij} = k] = C_n^k p^k q^{(n-k)} ; \quad k = 0, 1, 2, \dots, n \quad (\text{III.8})$$

onde

n = número de unidades disponíveis para geração na usina j , no mês i

$p = (1 - \text{TEIF}_{ij})$ = probabilidade de funcionamento das máquinas da usina j , no mês i .

$q = \text{TEIF}_{ij}$ = probabilidade de falha das máquinas da usina j , no mês i

Para se ter uma idéia da forma desta distribuição de probabilidade, considera-se, por exemplo, uma usina com 3 unidades geradoras de $\text{TEIF} = 2\%$.

$$P [A = 0] = \frac{3!}{0!(3-0)!} (.98)^0 (.02)^3 = 0.00001$$

$$P [A = 1] = \frac{3!}{1!(3-1)!} (.98)^1 (.02)^2 = 0.00118$$

$$P [A = 2] = \frac{3!}{2!(3-2)!} (.98)^2 (.02)^1 = 0.05762$$

$$P [A = 3] = \frac{3!}{3!(3-3)!} (.98)^3 (.02)^0 = \frac{0.94119}{1.00000}$$

C_{ij} pode ser considerado uma constante para usinas térmicas, hidráulicas a fio d'água e reversíveis. Neste caso, calculada a f.d.p. de A_{ij} obtem-se, facilmente, a f.d.p. de G_{ij} através da relação,

$$P [G_{ij} = k \cdot c_{ij}] = P [A_{ij} = k] , k = 0, 1, 2, \dots, n_{ij} \quad (\text{III.9})$$

No caso de usinas hidroelétricas com reservatório, C_{ij} é função da altura de queda líquida que, por sua vez, depende das vazões afluentes ao sistema e da política de operação dos reservatórios desde o início do período de estudos até o mês h . Neste caso, as potências unitárias constituem um processo estocástico multivariado, que pode ser representado do seguinte modo :

$$C(T) = \{ C_1, C_2, \dots, C_T \} \quad (\text{III.10})$$

$$C_i = \begin{pmatrix} C_{i1} \\ C_{i2} \\ \vdots \\ C_{i\tau} \end{pmatrix} = \text{vetor de potências unitárias das usinas com reservatório, no mês } i \quad (\text{III.11})$$

Para se chegar a f.d.p. de C_{ij} seria necessário conhecer a f.d.p. conjunta de C_i , cuja expressão é impossível de ser obtida analiticamente. É possível no entanto, obter-se uma amostra significativa de possíveis realizações do processo $C(T)$, com auxílio da técnica de simulação.

Neste trabalho, denomina-se série hidrológica a uma sequência de vetores contendo possíveis vazões mensais afluentes a cada usina j , para cada mês i do período de estudo. Dispõe-se, normalmente, de uma amostra de NS séries hidrológicas equiprováveis, obtidas a partir de registros históricos ou a partir de um modelo de geração de séries sintéticas, como o proposto por PEREIRA et alii (60).

Com auxílio de um Modelo de simulação a Usinas Individualizadas (MSUI), obtém-se uma realização do processo $C(T)$ para cada série hidrológica da amostra, levando-se em conta todas as características do sistema de geração (limites de armazenamento, limites de turbinamento, evaporação, restrições operativas, etc.)

Em termos resumidos, um simulador MSUI é um programa que dada uma configuração hidro-térmica estática ou dinâmica, dado um critério de operação (prioridades de enchimento e deplecionamento, prioridades de colocação das térmicas, etc) e dado uma

série hidrológica (histórica ou sintética) executa, mês a mês, a operação do sistema de forma a atender um mercado determinístico de energia (que corresponde ao valor médio da demanda de potência, expresso em MW mês) respeitando todas as limitações físicas do sistema (maiores detalhes no Apêndice A). A figura III.4 esquematiza este processo.

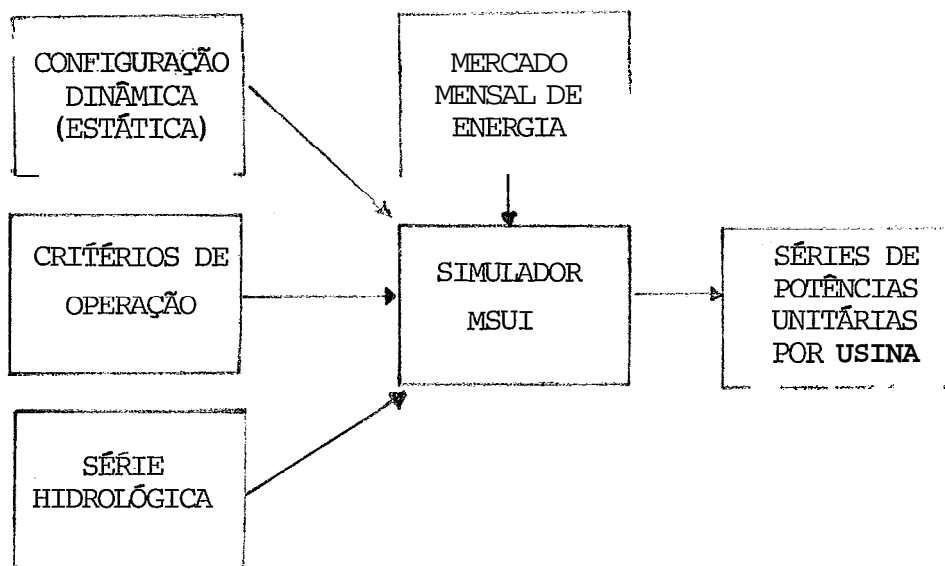


Figura III.4 - Diagrama simplificado do simulador MSUI

A vantagem deste procedimento é que, fixada uma série hidrológica m , a potência unitária C_{ij} passa a ser uma constante (c_{ij}^m). Pode-se, então, obter a f.d.p. da capacidade máxima de geração da usina j , no mês i , condicionada à ocorrência da série hidrológica m (G_{ij}^m), pela relação,

$$P [G_{ij}^m = k \cdot c_{ij}^m] = P [A_{ij} = k] ; k = 0, 1, 2, \dots, n_{ij} \quad (\text{III.12})$$

A capacidade total de geração (ou potência total disponível) do sistema é a soma das capacidades de geração de todas as usinas que o constituem. Devido às diferenças no comportamento da potência unitária, em termos computacionais, é conveniente agrupar as usinas em dois conjuntos: usinas de potência fixa (JF) e usinas de potência variável (JV). Dada uma série hidrológica m , a capacidade total de geração do sistema, no mês i , é, então,

expressa como,

$$G_i^m = \sum_{j \in JF} G_{ij} + \sum_{j \in JV} G_{ij}^m \quad (\text{III.13})$$

Pela expressão (III.13) G_i^m é uma soma de variáveis aleatórias independentes, pois, fixada uma série m , as variáveis aleatórias G_{ij} e G_{ij}^m dependem, probabilisticamente, apenas das falhas nas unidades geradoras, que são independentes entre si.

A distribuição de probabilidade da soma de duas variáveis aleatórias discretas independentes é dada pela convolução das distribuições de suas parcelas, ou seja, por exemplo, para $S = A+B$,

$$P_S(s_j) = \sum_{i=0}^{n_B} P_A(s_j - b_i) P_B(b_i) \quad , \quad j = 0, \dots, n_S \quad (\text{III.14})$$

A generalização para a soma de n variáveis aleatórias é trivial bastando somá-las recursivamente uma a uma, ou seja, convoluindo a distribuição resultante com a distribuição da próxima parcela e assim sucessivamente. A fim de reduzir o esforço computacional do método, deve-se efetuar as convoluções das f.d.p. das usinas de potência fixa separadamente das usinas de potência variável, pois para aquelas não é necessário refazer os cálculos quando se muda de série hidrológica.

Para se retirar uma usina do sistema para o qual já foi calculada a distribuição de probabilidade da potência total disponível, é conveniente usar a desconvolução, evitando a repetição desnecessária de cálculos. Por exemplo, para $A = S - B$, a desconvolução pode ser feita diretamente usando-se a expressão (III.15).

$$P_A(a_k) = \sum_{i=1}^{n_B} P_S(a_k + b_i) P_B(b_i) \quad k = 1, \dots, n_A \quad (\text{III.15})$$

Considerando que, no caso de distribuições de potência disponível, o domínio contém sempre o ponto zero ($a_0 = b_0 = s_0 = 0$), pode-se reescrever (III.14) como

$$P_S(s_j) = P_A(s_j) \cdot P_B(0) + \sum_{i=1}^{n_B} P_A(s_j - b_i) \cdot P_B(b_i) \quad j = 0, \dots, n_S$$

o que permite obter uma expressão recursiva, mais eficiente, para o cálculo de $P_A(\cdot)$, ou seja,

$$P_A(0) = P_S(0) / P_B(0) \quad (\text{III.16})$$

$$P_A(a_k) = \frac{1}{P_B(0)} [P_S(a_k) - \sum_{i=1}^k P_A(a_{k-i}) \cdot P_B(b_i)] \quad k = 1, \dots, n_A$$

Em síntese, o modelo que acaba de ser exposto permite descrever o processo estocástico $G(T)$ através de uma "família" de processos estocásticos $\{ G^m(T), m = 1, \dots, NS \}$ condicionados à ocorrência de cada uma das NS séries hidrológicas consideradas.

III.1.4 - Modelo da Demanda

A variação periódica da demanda de potência elétrica é, tradicionalmente, representada por uma curva de carga. A curva de carga é um gráfico das medidas hora a hora da demanda de potência ao longo de um certo período T , que neste cálculo é igual a um mês. Para estudos nos quais a sequência exata destas medidas não é relevante, pode-se reordenar esta curva de modo decrescente, obtendo-se a chamada monótona de cargas ou curva de permanência da carga que neste trabalho será denominada simplesmente de "curva de carga". As figuras 111.5 e 111.6 ilustram este processo para uma curva de carga diária.

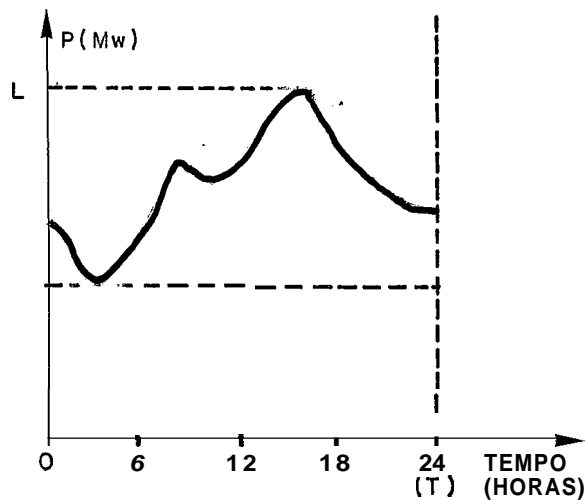


Figura III.5 - Curva de carga diária

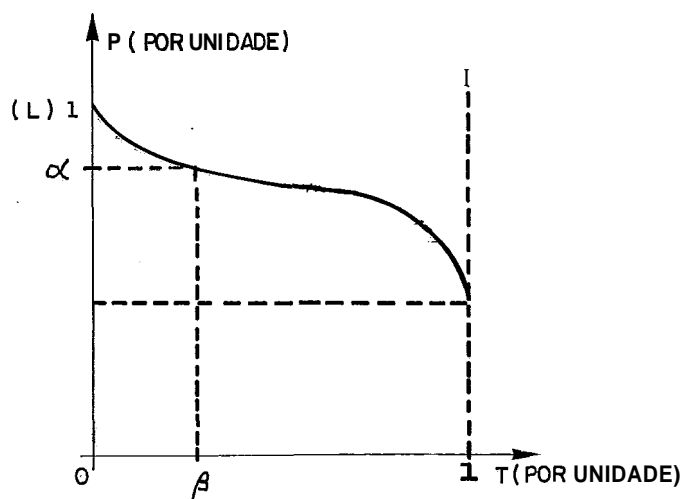


Figura 111.6 - Curva de permanência da carga

Costuma-se expressar a curva de carga em p.u. (valores per unit) tomando-se com base de potências o valor de pico (L), e como base de tempo o número de horas do período (T). Desta forma lê-se da figura III.6 que a carga é maior que αL durante uma parcela βT do tempo.

A forma desta curva depende basicamente da estrutura de consumo, ou seja, do percentual de participação das indústrias, comércio, residências, etc., e dos seus horários típicos de funcionamento, o que varia muito lentamente ao longo do tempo. Assim, numa primeira aproximação, pode-se considerar que a curva de carga (em p.u.) é a mesma para todos os meses do período de estudo. O que varia, certamente, é o valor do pico de demanda (R) do qual assume-se conhecer uma projeção determinística mensal

$$l(T) = \{ l_1, l_2, \dots, l_T \} \quad (\text{III.17})$$

A curva de carga em p.u. possui uma interpretação estatística, para um dado mês i ,

$$\beta = P [D > \alpha l_i] \quad (\text{III.18})$$

Em outras palavras, fazendo-se uma troca de eixos na curva de carga em p.u., obtém-se o gráfico da função distribuição de probabilidade complementar (f.d.c.) da demanda em p.u. (D^*), conforme ilustra a figura III.7 .

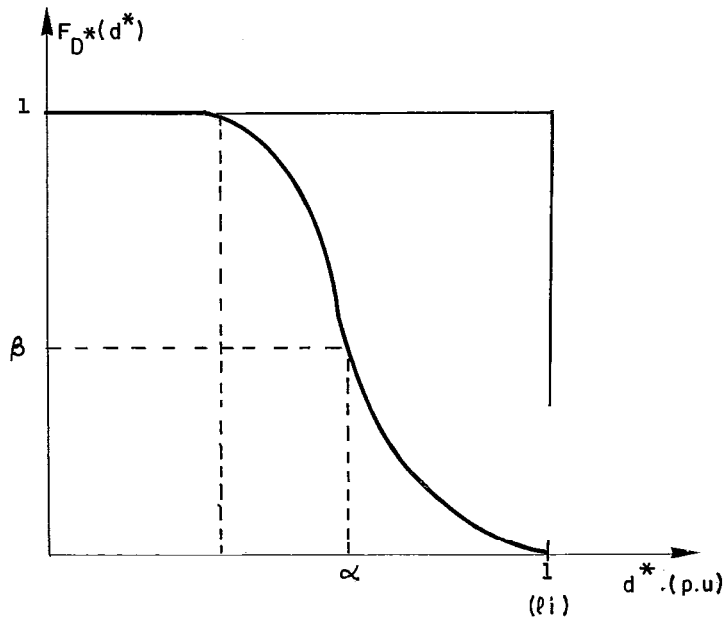


Figura III.7 - Função distrib. de probab. complementar de D^*

Com, em geral, esta função não possui uma expressão analítica simples, seria necessário fornecê-la por pontos. Neste caso, o mais conveniente é discretizá-la em ND intervalos equiprováveis obtendo-se uma distribuição de probabilidades discreta conforme ilustram as figuras III.8 e III.9. A discretização em intervalos equiprováveis simplifica o cálculo dos índices de confiabilidade conforme será visto no item III.3.2 .

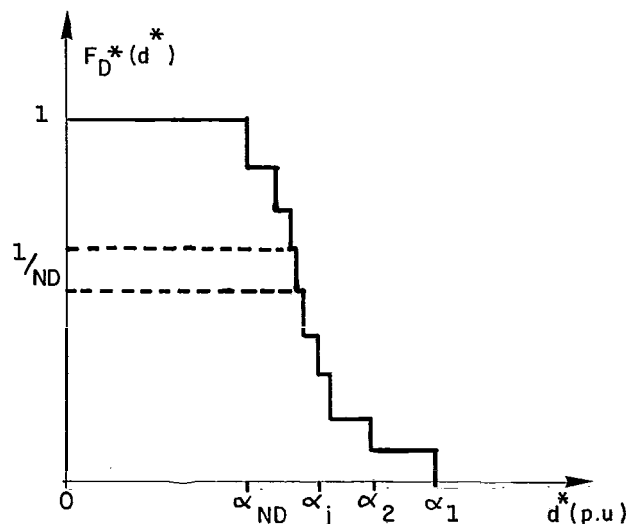


Figura III.8 - F.d.c. de D^* , discretizada em intervalos equiprováveis

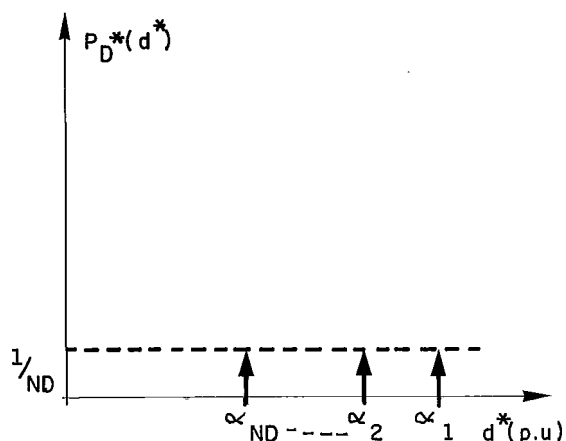


Figura 111.9 - Distribuição discreta de probabilidade da demanda

Em síntese, este procedimento permite obter para cada mês i , a distribuição de probabilidades da demanda (D_i), condicionada à projeção do valor de pico para aquele mês (R_h), ou seja

$$P [D_i = d] = \frac{1}{ND} ; d = \alpha_1 l_i, \alpha_2 l_i, \dots, \alpha_{ND} l_i \quad (\text{III.19})$$

O chamado mercado de energia no mês i corresponde, numericamente, ao valor esperado de D_i , ou seja,

$$\mu_{D_i} = E [D_i] = \left(\frac{1}{ND} \sum_{j=1}^{ND} a_j \right) \cdot l_i \quad (\text{III.20})$$

A previsão dos valores de $l(T)$ para o período de estudo é feita, em geral, com base no comportamento histórico da demanda estando, naturalmente, sujeitas a incertezas. Isto significa que os valores R_i são, na verdade, variáveis aleatórias (L_h).

Embora dificilmente os dados históricos sejam suficientes para se determinar qual a família de distribuições de probabilidade a que pertence a variável aleatória "incerteza no pico mensal da demanda", BILLINGTON (61) menciona evidências de que esta variável aleatória pode ser razoavelmente descrita por uma distribuição

normal. É suficiente portanto conhecer-se uma média μ , que pode ser o valor da própria previsão, e seu desvio-padrão (σ), que depende do método utilizado na previsão. A vantagem de se utilizar, como média, o valor da própria previsão é que, neste caso, o mercado de energia (μ_{D_i}) não se altera.

Com estas hipóteses, o procedimento para se levar em conta a incerteza na previsão da demanda consiste em calcular a LOLP condicionada a cada possível valor da projeção L_i e em seguida o seu valor médio para todo L_i .

A distribuição normal pode ser discretizada em um certo número de intervalos que depende do grau de precisão desejado. Nesta implementação utiliza-se sete intervalos equidistantes conforme mostra a Figura III.10 .

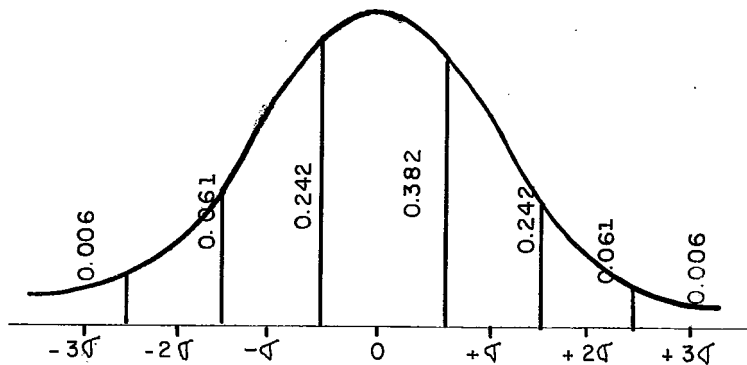


Figura III.10 - Discretização da Normal em 7 intervalos

Seja L_i a variável aleatória pico de demanda no mês i com média R_i e desvio-padrão σ em (p.u.). A distribuição de probabilidades de L_i será:

$$\begin{aligned}
P [L_i = (1 - 3\sigma) l_i] &= 0.006 \\
P [L_i = (1 - 2\sigma) l_i] &= 0.061 \\
P [L_i = (1 - \sigma) l_i] &= 0.242 \\
P [L_i = l_i] &= 0.382 \\
P [L_i = (1 + \sigma) l_i] &= 0.242 \\
P [L_i = (1 + 2\sigma) l_i] &= 0.061 \\
P [L_i = (1 + 3\sigma) l_i] &= \frac{0.006}{1.000}
\end{aligned}$$

A não consideração da incerteza na previsão da demanda passa a ser um caso particular desta distribuição para $\sigma=0$. Neste caso,

$$P [L_i = l_i] = 1.0 \quad (111.21)$$

Por não se dispor ainda de valores confiáveis de σ para o sistema brasileiro, neste trabalho, em todos os casos-exemplos apresentados, considerou-se $\sigma = 0$.

III.1.5 - Modelo Aproximado da Manutenção Programada

Um estudo rigoroso da influência do programa de manutenção do parque gerador na confiabilidade do sistema deve ser feito através de métodos tipos "com e sem": altera-se a configuração do sistema de acordo com o programa de manutenção e calcula-se índices de confiabilidade "considerando a manutenção"; compara-se, em seguida, estes índices com aqueles obtidos sem considerar a manutenção, avaliando-se as diferenças encontradas. Por outro lado, um programa adequado de manutenção, para um sistema hidrotermoelétrico, deve tentar nivelar os índices de confiabilidade mensais (pós manutenção) ao longo do ano. Isto implica, pois, num procedimento iterativo (simulação ou otimização) de altos custos computacionais.

O modelo exposto a seguir, permite uma obtenção rápida, porém de forma aproximada, de índices de confiabilidade pós-manutenção. Este modelo está baseado em um critério determinístico de rateio das parcelas de manutenção, ao longo do ano, que procura, ao mesmo tempo, minimizar o valor do risco médio anual e respeitar as demais restrições de viabilidade envolvidas na elaboração de um cronograma real de manutenção.

Os subítens seguintes descrevem os conceitos e formulações necessários para se obter uma estimativa das parcelas mensais de manutenção a serem descontadas da potência instalada no cálculo dos índices mensais de confiabilidade.

III.1.5.1 - Taxa de Indisponibilidade Programada de uma Classe de Unidades Geradoras

Neste trabalho adota-se a hipótese de que todas as unidades do parque gerador, entram em manutenção preventiva ao menos uma vez por ano. O tempo necessário para se fazer esta manutenção depende basicamente do tipo do equipamento. Adota-se, portanto, uma taxa de indisponibilidade programada (IP) para cada classe de unidades geradoras. As classes de unidades geradoras, em geral, são as mesmas utilizadas no caso das taxas equivalentes de indisponibilidade forçada (TEIF). Para cada classe, a taxa de indisponibilidade programada é dada por,

$$IP = \frac{HDP}{HP} \quad (III.22)$$

onde

HDP = Total de horas de desligamento programado

HP = Total de horas do período (no caso, 1 ano)

III.1.5.2 - Necessidade Média Mensal de Manutenção, Corrigida

A indisponibilidade média de potência efetiva devido à manutenção programada, em termos nominais, pode ser calculada como,

$$NM = \sum_{i=1}^{NC} IP_i \cdot PE_i \quad (III.23)$$

onde

NC = Número de classes de unidades geradoras

IP_i = Taxa de indisponibilidade programada da i-ésima classe

PE_i = Potência efetiva total da i-ésima classe

Ao se colocar uma unidade geradora em manutenção, é retirada do sistema uma certa potência garantida que depende do nível de risco do próprio sistema mas que é certamente menor que sua potência efetiva. Na verdade, esta potência garantida será no máximo igual ao valor de sua potência efetiva menos a sua indisponibilidade forçada média de potência.

Assim, uma medida "conservadora" da necessidade média de manutenção, em termos de potência garantida (aqui denominado manutenção corrigida) pode ser calculada como:

$$nm = \sum_{i=1}^{NC} IP_i \cdot (1 - TEIF_i) \cdot PE_i \quad (III.24)$$

onde

$TEIF_i$ = Taxa de indisponibilidade forçada da i-ésima classe

III.1.5.3 - Crítério de Rateio Uniforme

Para fazer o rateio da manutenção ao longo do ano, o critério mais simples e viável (do ponto de vista da operação) é distribuir a necessidade de manutenção uniformemente ao longo do ano, ou seja, fazer

$$m_i = nm \quad h = 1, 2, \dots, 12 \quad (III.25)$$

onde

m_i = Parcela de manutenção alocada no i-ésimo mês

nm = Necessidade média de manutenção, corrigida

Este critério apresenta como desvantagem o fato de não levar em consideração as sazonalidades da demanda e da hidrolgia, o que implica em aumentar o valor do risco médio anual.

III.1.4.5 - Crítério de Rateio Sazonal

Um outro critério ainda bastante simples seria distribuir a manutenção ao longo do ano de forma a minimizar a variação sazonal do mercado, o que, conforme mostrado em GTP(2), já conduz a um bom nivelamento do risco ao longo do ano. Esta variação sazonal do mercado pode ser medida através dos coeficientes mensais de sazonalidade $\gamma_i = M_i/M$, onde M_i é o mercado de ponta do i-ésimo mês e M é o mercado de ponta anual (maior pico do ano).

Dependendo dos coeficientes de sazonalidade (γ_i), este critério pode, no entanto, levar a uma grande concentração de manutenção nos meses de "carga baixa" e praticamente nenhuma manutenção nos meses de "carga alta" o que pode ser inviável do ponto de vista da operação. Para contornar este problema, introduz-se uma restrição empírica que impede que a parcela de manutenção máxima seja superior a 2.5 vezes a parcela de manutenção mínima.

A determinação do rateio é feita, então, do seguinte modo:

- 1) Cálculo da folga média do mercado. Representa a média das diferenças entre os mercados mensais e o mercado de ponta anual, ou seja,

$$f_m = \frac{M \cdot \sum_{i=1}^{12} (1 - \gamma_i)}{12} \quad (\text{III.26})$$

onde

M = Mercado de ponta anual

γ_i = Coeficiente de sazonalidade do i-ésimo mês

- 2) Cálculo da folga mensal de mercado. Representa a razão entre a folga de mercado no mês e a folga total de mercado ao longo do ano

$$\beta_i = \frac{(1 - \gamma_i)}{\sum_{i=1}^{12} (1 - \gamma_i)}, \quad i = 1, 2, \dots, 12 \quad (\text{III.27})$$

$$\sum_{i=1}^{12} \beta_i = 1 \quad (\text{III.28})$$

- 3) cálculo da maior folga mensal de mercado. Corresponde ao valor de β_i no mês mais "folgado" do ano

$$\beta^* = \max_{i=1, \dots, 12} \{ \beta_i \} \quad (\text{III.29})$$

- 4) Cálculo das parcelas mensais de manutenção. Como a folga de mercado pode não ser suficiente para cobrir toda a necessidade de manutenção, decompõe-se as parcelas mensais em uma soma de duas subparcelas, uma fixa e outra variável mês a mês de acordo com a folga de mercado, calculadas pelas se-

guintes relações:

$$m_i = mf + mv_i \quad i = 1, 2, \dots, 12 \quad (\text{III.30})$$

$$mf = \max \left\{ (nm - fm), \frac{\beta^* \cdot nm}{\beta + (D-1)/12} \right\} \quad (\text{III.31})$$

$$mv_i = \beta_i \cdot 12(nm - mf) \quad (\text{III.32})$$

$$D = \frac{\max \{ m_i \}}{\min \{ m_i \}} = 2.5 \quad (\text{III.33})$$

Cabe observar que caso não se queira considerar a restrição de viabilidade, o que corresponde a fazer D tender a infinito, o cálculo de mf será dado por

$$mf = \max \{ (nm - fm), 0 \} \quad (\text{III.34})$$

Este critério apresenta ainda como desvantagem o fato de não levar em conta as variações sazonais da potência disponível no sistema. Um critério que levasse em conta este efeito, garantiria um nivelamento mais perfeito do risco ao longo do ano. Este critério, no entanto, teria um custo computacional bastante elevado pois é impossível dispor-se de "coeficientes de sazonalidade da potência disponível" conhecidos "a priori" e o cálculo do rateio teria que ser feito por um processo iterativo.

Um estudo comparativo realizado em GTPE (62), mostrou, porém, que o benefício adicional deste critério com relação ao critério sazonal é pequeno (para as configurações previstas para os próximos 15 anos). Já em relação ao critério uniforme, o benefício é considerável. A tabela III.11 apresenta uma comparação destes critérios para o Sistema Sul/Sudeste 1987. Os resultados mostram que o critério sazonal conduz a uma boa redução do valor médio da LOLP (de 5.95 para 2.84 horas/mês) bem como uma grande redução da sua variação ao longo do ano. Por estes motivos, resolveu-se adotar o critério de rateio sazonal nos estudos de confiabilidade de geração.

M Ê S	CRITÉRIO UNIFORME		CRITÉRIO SAZONAL			
	m_i (MW)	LOLP (horas/mês)	m_f (MW)	m_{v_i} (MW)	m_i (MW)	LOLP (horas/mês)
JAN	4510	0.10	2879	4318	7197	1.35
FEV	4510	0.22	2879	3476	6355	1.22
MAR	4510	0.68	2879	2708	5586	1.90
ABR	4510	0.53	2879	2744	5623	1.15
MAI	4510	1.12	2879	1939	4818	1.38
JUN	4510	2.05	2879	1354	4233	1.59
JUL	4510	7.46	2879	585	3464	2.50
AGO	4510	11.47	2879	329	3208	3.31
SET	4510	11.59	2879	439	3318	4.12
OUT	4510	18.77	2879	0	2879	6.11
NOV	4510	9.81	2879	768	3647	4.96
DEZ	4510	7.65	2879	915	3793	4.47
MÉDIA	4510	5.95	2879	1631	4510	2.84

Tab. III.11 - comparação de critérios de rateio da manutenção

111.2 - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS

Embora, do ponto de vista do planejador, fosse altamente desejável o cálculo de um Único valor que quantificasse perfeitamente a confiabilidade do sistema, este índice ideal, até o presente momento, não existe. Muito pelo contrário, o relatório do EPRI (1) enumera 12 índices de confiabilidade atualmente em uso pelas concessionárias americanas, só para o sistema de geração. Esta proliferação de índices decorre, em geral, dos seguintes fatores:

- cada índice reflete melhor um determinado "aspecto" da confiabilidade do sistema (por exemplo, probabilidade, frequência, duração, amplitude dos déficits de potência)
- certos índices requerem um nível de desagregação dos dados básicos maior que outros
- o método de cálculo de certos índices é muito mais complexo que o de outros

- os limites de precisão e custo computacional exigidos no cálculo de um índice dependem da finalidade do estudo de confiabilidade

Considerando todos estes aspectos e levando em conta as características do planejamento a longo prazo do sistema elétrico brasileiro, neste trabalho, selecionou-se, para o sistema de geração, os seguintes índices de confiabilidade:

- Probabilidade de Déficit de Potência - LOLP
- Valor Esperado do Déficit de Potência (dado que ocorre) - XLNS
- Ponta garantida a um dado nível de risco - PG(LOLP)

Estes três índices serão definidos nos próximos itens.

III.2.1 - Probabilidade de Déficit de Potência = LOLP

A Probabilidade de Déficit de Potência - LOLP (do inglês, "Loss of Load Probability") é definida como a probabilidade de que, num dado instante, a demanda exceda a potência disponível no sistema. Conforme as hipóteses do item III.1, a base de tempo adotada no planejamento do sistema de geração é o mês. Assim, o índice mensal $LOLP_i$ é dado por

$$\begin{aligned} LOLP_i &= P [G_i < D_i] \\ &= P [G_i - D_i < 0] \end{aligned} \quad (III.35)$$

Tal como está definido, a LOLP é um índice adimensional. Multiplicando-se a LOLP pelo n° de horas do mês (730 horas, para um mês médio), obtem-se o valor esperado do n° de horas em que ocorre déficit de potência naquele mês. Este resultado fornece uma medida mais intuitiva do nível de risco do sistema, por exemplo,

$$\begin{aligned} LOLP &= 0,000274 \\ &= 0,2 \text{ horas/mês} \end{aligned} \quad (III.36)$$

O índice LOLP expresso em horas/mês é numericamente igual ao índice valor esperado do n° de horas de déficit no mês, o que, por vezes, tem suscitado confusões acerca de sua interpretação. Por este motivo, em BILLINGTON (61) o índice expresso em horas passa a ser denominado "Hourly Loss of Load Expectation" - HLOLE ao invés de LOLP. Neste trabalho, não será

feita esta distinção por considerar-se que ela já é suficientemente clara.

O índice LOLP nada informa quanto ao tamanho do déficit, mas, sabe-se que este déficit é, quase sempre, muito inferior ao total da demanda. Assim, a probabilidade de um particular consumidor não ter a sua carga atendida devido a um déficit de potência é certamente menor que a LOLP do sistema. Isto significa que, limitando-se a LOLP do sistema a um valor baixo, limita-se automaticamente a LOLP de cada consumidor a um valor mais baixo ainda. Daí, a importância deste índice para o planejamento do sistema de geração.

Conforme foi visto no item III.1.1, o modelo de confiabilidade da geração fornece uma sequência de índices mensais $\{ \text{LOLP}_i, i = 1, 2, \dots, T \}$. A utilização desta sequência exige um certo cuidado, devido à correlação existente entre as potências disponíveis nas usinas hidroelétricas com reservatório. A metodologia de cálculo da LOLP aqui exposta, ao utilizar um simulador a usinas individualizadas, preserva em todos os meses, de um modo implícito, a forte correlação espacial existente entre as potências disponíveis (G_{ij}) nas usinas de uma mesma bacia hidrográfica. Um certo cuidado deve ser tido, porém, ao se analisar a sequência de índices mensais de LOLP: devido à correlação serial das potências G_{ij} , os índices da LOLP em cada mês não são independentes. Assim, mesmo que as LOLP_i ao longo de um ano sejam todas "razoáveis", dado que ocorreu um mês crítico, a probabilidade dos próximos meses também serem críticos é grande.

Um outro cuidado exigido na interpretação do índice LOLP, decorre da utilização do valor esperado sobre as diversas hipóteses de séries hidrológicas. Conforme o modelo exposto na seção III.1.3, é possível obter-se a f.d.p. da capacidade total de geração do sistema, no mês i , condicionada à ocorrência de cada série hidrológica m (G_{ij}^m). Para cada série m é possível, então, definir

$$\text{LOLP}_i^m = P [G_{ij}^m < D_i] \quad (\text{III.37})$$

Assumindo-se que as NS séries hidrológicas consideradas são independentes e equiprováveis, pode-se definir, então,

$$LOLP_{\lambda} = \frac{1}{NS} \sum_{m=1}^{NS} LOLP_{\lambda}^m \quad (III.38)$$

Isto significa que, para um sistema de geração predominantemente hidroelétrico, o índice LOLP é um índice "médio" sobre as diversas hipóteses hidrológicas. Cabe verificar, então, qual a variação dos índices condicionados $LOLP_{\lambda}^m$ com as séries hidrológicas.

A partir dos valores $LOLP_{\lambda}^m$ (independentes e equiprováveis), pode-se construir uma "curva de permanência" (função distribuição de probabilidade complementar) da LOLP ao longo das séries hidrológicas. A fig. 111.12 ilustra esta curva para um sistema planejado - Sistema Sul/Sudeste 1987 - tirada de um estudo realizado por OLIVEIRA, PEREIRA E CUNHA (63).

Observe que, na Fig. 111.12, os valores da LOLP condicionada foram plotados em escala logarítmica. A figura apresenta também os valores do índice médio $LOLP_{\lambda}$ (3.4×10^{-3}) e do índice da pior série $LOLP^*$ (5.2×10^{-2}). Analisando-se esta curva, pode-se fazer as seguintes observações:

- O intervalo de variação do índice LOLP condicionado é bastante grande: o índice da pior série é mais de 15 vezes superior ao índice médio.
- A distribuição da LOLP condicionada é bastante assimétrica: a probabilidade de um índice condicionado superior ao índice médio é de apenas 16%. Em outras palavras, 84% das séries possuem uma LOLP condicionada inferior ao índice LOLP média.

Conclui-se portanto que, embora o índice $LOLP_{\lambda}$ (média) seja um índice perfeitamente consistente, pode não ser suficiente para descrever de maneira adequada a probabilidade de déficit de potência. Em certos estudos de confiabilidade é conveniente examinar-se também os índices $LOLP_{\lambda}$ condicionados a uma série "seca" e uma série "molhada", para se ter uma idéia do intervalo de variação deste índice.

Como último comentário, é importante observar que o estado de armazenamento dos reservatórios do sistema de geração brasileiro, apresenta uma significativa variação sazonal ao longo

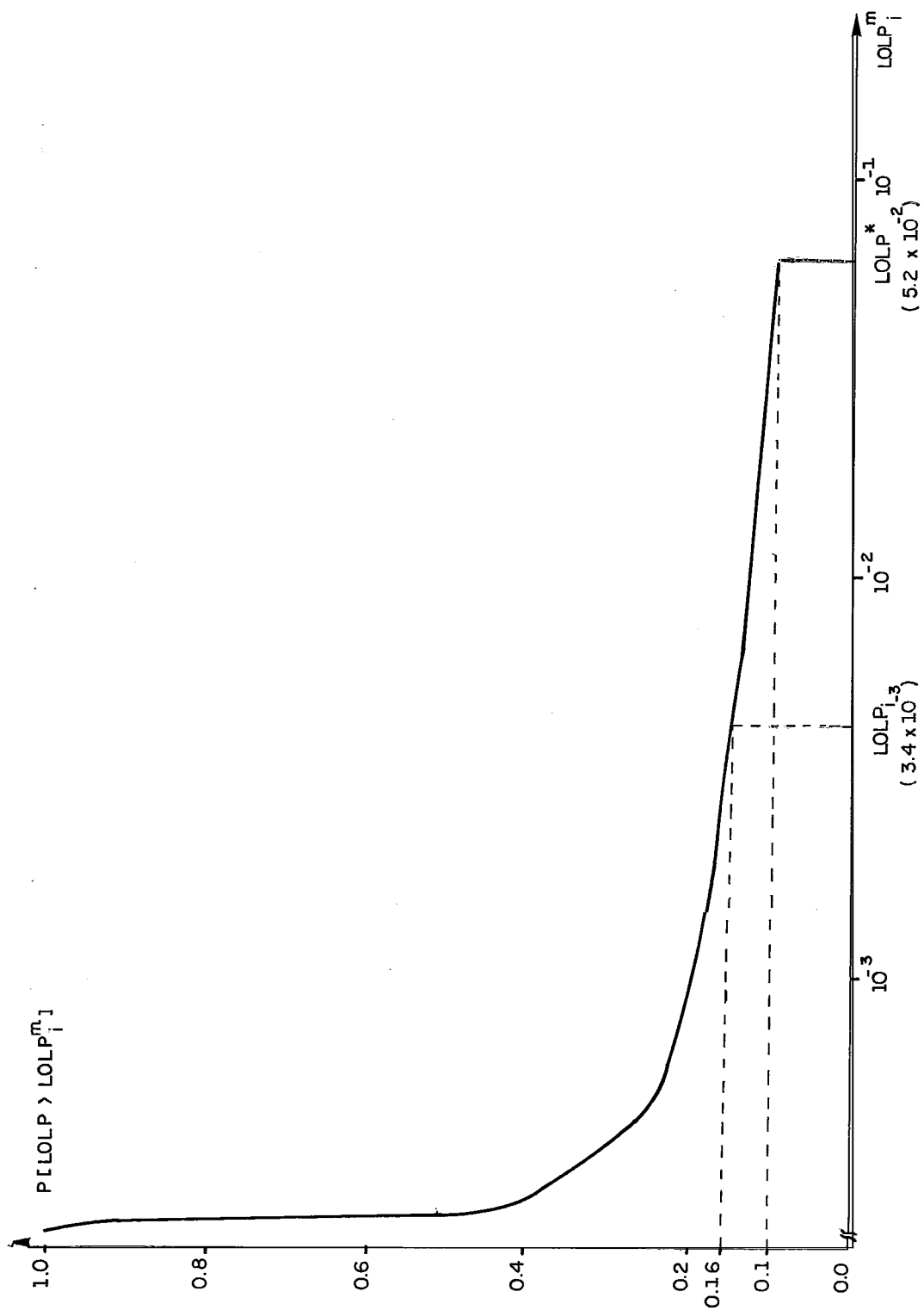


Figura III.12 - F.d.c. do índice LOLP condicionado

do ano. Isto se reflete nos índices $LOLP_{\lambda}$ mensais que apresentam uma variação simétrica a do estado de armazenamento.

A fig. III.13 apresenta um conjunto de 12 valores de $LOLP_{\lambda}$ obtidos para uma configuração do Sistema Sul/Sudeste 1987 (estudo estático, ou seja, mercado e configuração constantes). Como era de se esperar, o sistema, em média, esvazia de junho a dezembro (consequentemente, aumenta a $LOLP$) e enche de janeiro a maio (consequentemente, diminui a $LOLP$). Isto significa que o sistema tende a apresentar uma maior concentração de déficits de potência no final do ano.

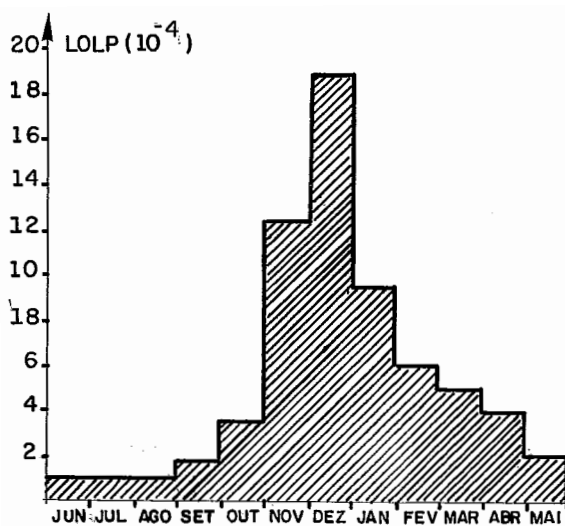


Figura III.13 - Variação mensal do índice LOLP

Este comportamento sazonal tem implicações na definição de critérios de planejamento, bem como, critérios para a operação e manutenção de um sistema de geração predominantemente hidroelétrico.

III.2.2 - Valor Esperado do Déficit de Potência - XLNS

O Valor Esperado do Déficit de Potência - XLNS (do inglês, "Conditional Expected Load Not Supplied") é definido como o valor esperado da diferença entre a demanda e a geração (déficit) dado que a geração é inferior à demanda (ocorre déficit).

$$XLNS_{\lambda} = E [D_{\lambda} - G_{\lambda} \mid G_{\lambda} < D_{\lambda}] \quad (III.39)$$

O índice $XLNS_{\lambda}$ fornece uma idéia da "profundidade" do déficit de potência (em MW) o que permite avaliar o seu impacto em termos econômicos. Multiplicando-se XLNS pelo n^o de horas do mês (730 horas, para um mês médio), obtem-se um índice (expresso em MWh) denominado Valor Esperado da Energia não Suprida Devido aos Déficits de Potência - EUE (do inglês, "Expected Unserved Energy, também denotado por EENS, "Expected Energy not Supplied"). Embora este índice possa ser até mais útil, em termos de quantificação econômica, será evitado neste contexto para não confundir com o Valor Esperado do Déficit de Energia devido à falta de água, muito mais importante em um sistema predominantemente hidroelétrico, conforme o que foi visto no item II.4.2. O índice EUE nada tem a ver com a falta de água nas usinas hidroelétricas, sendo também um índice para confiabilidade do atendimento ao mercado de potência.

Finalmente, cabe observar que os comentários sobre correlação serial, assimetria da variação ao longo das séries hidrológicas e variação sazonal ao longo do ano feitos para o índice LOLP, aplicam-se também ao índice XLNS.

III.2.3 - Ponta Garantida a um Dado Nível de Risco - PG(LOLP)

Define-se Ponta Garantida (PG_h) de um sistema de geração, no mês h , como sendo o maior valor de pico de demanda ou mercado (ℓ_j) que este sistema pode atender com um dado nível de risco (valor do índice $LOLP_h$). Nesta definição está implícito uma certa curva de carga em p.u. que independe do valor ℓ_h .

Em outras palavras, a demanda de potência, no mês h , pode ser expressa como

$$D_j = D^* \cdot PG_j \quad (\text{III.40})$$

onde D^* é a variável aleatória demanda emp.u.. Pela definição de PG_j , vale a seguinte relação,

$$LOLP_j = P [G_j < D^* \cdot PG_j] \quad (\text{III.41})$$

Como a cada valor de $LOLP_h$ corresponde um valor distinto de PG_j , este índice será denotado por $PG_j(LOLP_j)$. [Por exemplo, $PG_j(1 \text{ horas/mês})$, $PG_j(5 \text{ horas/mês})$, $PG_j(0.000274)$].

O índice Ponta Garantida no mês pode ser calculado, para diversos níveis de risco pré-fixados (r_j), através de um método iterativo. Fixa-se um mercado e calcula-se o valor da LOLP até que a diferença entre a LOLP calculada e o nível de risco r_j seja menor que uma certa tolerância. O algoritmo implantado utiliza o método da biseção e converge sempre, em geral com um número pequeno de iterações pois é possível obter-se uma boa estimativa inicial.

A tabela de valores de $PG(r_j)$ possibilita uma análise da sensibilidade da LOLP em relação à projeção de mercado, bem como, uma idéia da variação da reserva e consequentemente do custo associado a um aumento ou diminuição da segurança do sistema.

A tabela III.14 mostra um exemplo de cálculo do índice $PG(LOLP)$ para diversos níveis de risco. Utilizou-se para isto uma configuração Sul/Sudeste com capacidade instalada igual a 32047 MW. No mês de outubro, para um mercado de ponta igual a 25358 MW obteve-se uma $LOLP = 1134 \text{ horas/mês}$.

<u>r</u> (em .horas./ .mês)	<u>PG (r)</u> (em MW)	<u>Folga Relativa</u> <u>ao .Mercado.(MW)</u>	<u>Número de</u> <u>iterações</u>
10.000	28.320	2962	5
2.000	26.085	727	7
1.600	25.797	439	4
1.200	25.408	50	3
* 1.134	25.358	0	-
0.800	25.060	- 298	4
0.400	24.554	- 804	6
0.200	24.192	-1166	4
0.100	23.872	-1486	5

Tabela III.14- Exemplo de cálculo do índice PG(LOLP)

Analisando-se a Tabela III.14 verifica-se que, quanto maior o nível de risco, maior o valor da Ponta Garantida. Observa-se também que esta variação é não-linear e pode-se acrescentar que ela depende também do ponto no entorno do qual é feita a análise de sensibilidade. O valor da Folga Relativa ao Mercado fornece uma indicação do ajuste (acréscimo ou redução de potência) que deve ser feito na configuração para trazê-la para o nível de risco desejado.

Deve-se observar, também, que os valores de PG(r) são tanto mais confiáveis quanto mais próximos estiverem do mercado de ponta do mês, uma vez que a simulação não é refeita para o mercado de energia correspondente.

Analogamente ao que foi feito para o índice LOLP, a análise da variação do índice PG(LOLP) com as séries hidrológicas também merece uma discussão mais cuidadosa. Considere-se então a seguinte notação:

$$PG_i(r) = \text{Mercado para o qual } LOLP_i = r$$

$$PG_i^m(r) = \text{Mercado para o qual } LOLP_i^m = r$$

$$\overline{PG}_i(r) = \frac{1}{NS} \sum_{i=1}^{NS} PG_i^m(r)$$

O valor $PG_{\lambda}^m(r)$ corresponde a Ponta Garantida ao nível de risco r , no mês λ , condicionada à ocorrência da m -ésima série hidrológica. Observe que, devido às características das f.d.p envolvidas no cálculo da potência garantida, os valores de $PG_{\lambda}(r)$ e $\overline{PG}_{\lambda}(r)$ são, em geral, diferentes. A diferença no processo de avaliação destes dois índices pode ser vista, esquematicamente, como

$$\begin{aligned} LOLP_{\lambda}^m &\rightarrow LOLP_{\lambda}^h \rightarrow PG_{\lambda}(r) \\ LOLP_{\lambda}^m &\rightarrow PG_{\lambda}^m(r) \rightarrow \overline{PG}_{\lambda}(r) \end{aligned}$$

A partir dos valores de $PG_{\lambda}^m(r)$, independentes e equiprováveis com relação a m , pode-se construir uma curva de permanência (função distribuição de probabilidade complementar) da Ponta Garantida a um dado nível de risco, ao longo das séries hidrológicas. A Fig. III.15 ilustra estas curvas calculadas para 3 níveis de risco distintos. Para construí-las foi utilizado uma configuração Sul/Sudeste 1987, no mês de janeiro (maiores detalhes em OLIVEIRA et alii (63)). Analisando-se esta figura, pode-se fazer as seguintes observações:

- O acréscimo de ponta garantida, de um nível de risco para outro, se mantém aproximadamente constante ao longo de todas as séries (deslocamento paralelo das curvas).
- A distribuição da ponta garantida condicionada é bastante assimétrica (os valores médios $\overline{PG}(r)$ situam-se em torno do percentual de 80%).
- As curvas apresentam um marcado ponto de inflexão no percentil de 90%, o que corresponde às séries hidrológicas críticas (o período crítico da região Sul/Sudeste é de 4 anos, o que num histórico de 40 anos representa 10% das séries).

A última observação sugere uma interessante discussão sobre o significado do índice PG (LOLP) e sobre o próprio critério de planejamento do sistema de geração no que concerne à incerteza na hidrologia.

A ponta garantida ou ponta firme atribuída a um sistema de geração hidrotermoelétrico, depende de um critério de planejamento. Este conceito é semelhante ao de energia firme ou ener

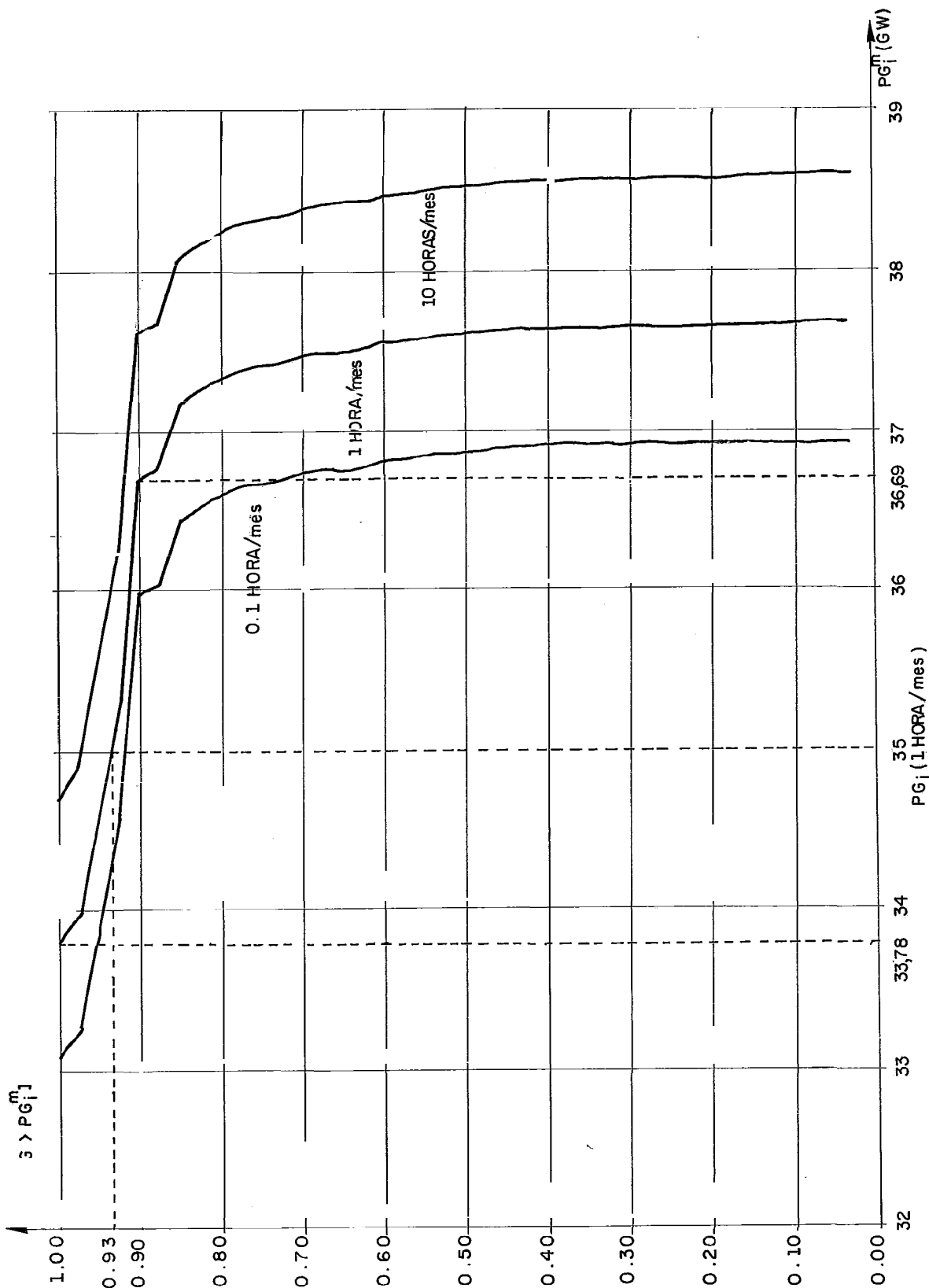


Figura III.15 - F.d.c. do índice PG(LOLP) condicionado

gia garantida de uma configuração. Considere-se então os seguintes três critérios alternativos de planejamento:

- 1) O antigo critério "determinístico", baseado na pior situação observada no histórico. Este critério corresponde, na Figura 111.15, ao percentil de 100%.
- 2) O critério probabilístico, baseado na fixação de um valor para o índice médio LOLP _{λ} . Para um nível de risco de 1 hora/mês, este critério corresponde ao percentil de 93%.
- 3) Um critério alternativo, baseado no ponto de inflexão da curva que corresponde ao percentil de 90%.

A tabela 111.16 apresenta os valores de Ponta Garantida ao risco de 1 hora/mês (devido somente às indisponibilidades forçadas e variação da demanda), associadas a cada um dos critérios mencionados.

CRITÉRIO	PERCENTIL	PG (1 hora/mês)
pior caso	100%	33.800 MW
LOLP média	93%	35.000 MW
alternativo	90%	36.700 MW

Tab. III.16 - critérios alternativos de planejamento

A tabela evidencia a severidade do critério do pior caso, pois conduz a uma Ponta Garantida 1200 MW inferior a obtida pelo critério probabilístico baseado na LOLP média. Mostra, também, que um aumento de apenas 3% no risco sobre as séries hidrológicas resultaria numa economia adicional de 1700 MW.

Este exemplo mostra que, embora o critério baseado em PG (LOLP) já represente um avanço em relação ao critério do pior caso, por ser baseado em um índice de risco médio (LOLP _{λ}), pode ainda "esconder" a influência de hidrologias extremamente desfavoráveis sobre os índices de confiabilidade de geração. Esta questão merece ainda maiores pesquisas, mas não será mais aprofundada neste trabalho.

III.2.4 - Valores Médios Anuais

A introdução do estudo aproximado da influência da manutenção programada altera a variação dos índices de confiabilidade mensais ao longo do ano. Isto sugere a criação de um "relatório anual", onde são apresentados os valores dos índices de confiabilidade, calculados com e sem considerar a influência do programa de manutenção. Sugere também que se calcule o valor médio destes índices ao longo do ano, de forma a facilitar comparações de um ano com o outro.

A tabela III.17 apresenta um exemplo deste relatório anual, extraído de um estudo estático da configuração Sul/Sudeste 1992. A tabela contém informações relativas ao cálculo do rateio mensal da manutenção e índices médios anuais que permitem avaliar o efeito desta manutenção na confiabilidade do sistema.

DESCR I Ç Ã O	V A L O R
Potência instalada	59462 MW
Mercado de ponta anual	47004 MW
Folga média do mercado	1394 MW
Necessidade média de manutenção nominal	5078 MW
Necessidade média de manutenção corrigida	4348 MW
Parcela fixa de manutenção	2954 MW
Média das parcelas variáveis	1394 MW
Mercado + Manutenção (média)	49958 MW
LOLP média anual sem manutenção	0.0515 h/m
LOLP média anual com manutenção	4.1572 h/m
Média das folgas de PG a 5 horas/mês	239 MW
Máxima diferença entre PG(5 h/m) mensais	833 MW

Tabela III.17 - Exemplo de Relatório Anual

O índice Ponta Garantida (considerando a manutenção programada) é particularmente indicado para se avaliar o efeito do programa de manutenção ao longo do ano.

Se o critério de rateio conduzisse a um perfeito nivelamento da LOLP ao longo do ano, o valor de PG considerando manutenção também seria constante ao longo do ano. Conforme mencionado no item III.1.5.4, o critério adotado não leva em conta as variações sazonais da potência disponível e por conseguinte os valores mensais de PG ainda apresentarão alguma variação. A diferença entre o valor de PG e o mercado mais a manutenção no mês é denominado folga de potência garantida neste mês (para um certo nível de risco).

Este resultado pode ser melhor visualizado através de um gráfico contendo o conjunto dos 12 valores mensais do mercado, da parcela de manutenção e da ponta garantida considerando esta manutenção. A Fig. 111.18 ilustra este gráfico para a configuração Sul/Sudeste 1992. Analisando-se esta figura verifica-se que:

- a) Para esta aplicação o critério de rateio conseguiu nivelar o valor de mercado + manutenção ao longo do ano (49958 MW).
- b) A variação dos valores mensais de PG considerando manutenção é relativamente pequena (amplitude máxima = 833 MW) confirmando que o critério de rateio conduz a um bom nivelamento de PG.
- c) O valor da folga-média de PG (5 h/m) fornece uma idéia de quanto se poderia aumentar ou diminuir o mercado para se obter um risco médio anual igual a 5 horas/mês, considerando a manutenção.

III.3 - MÉTODO DE SOLUÇÃO

Este item tem por objetivo, não apenas apresentar as técnicas utilizadas para se calcular os índices de confiabilidade, como, também, mostrar a validade das hipóteses simplificadoras adotadas para o sistema de geração brasileiro.

III.3.1 - Desacoplamento entre Energia e Ponta

De acordo com o modelo do sistema de geração visto no item III.1.3, o estado de armazenamento do sistema determina as potências unitárias das usinas com reservatório que juntamente com as indisponibilidades forçadas definem a potência disponível

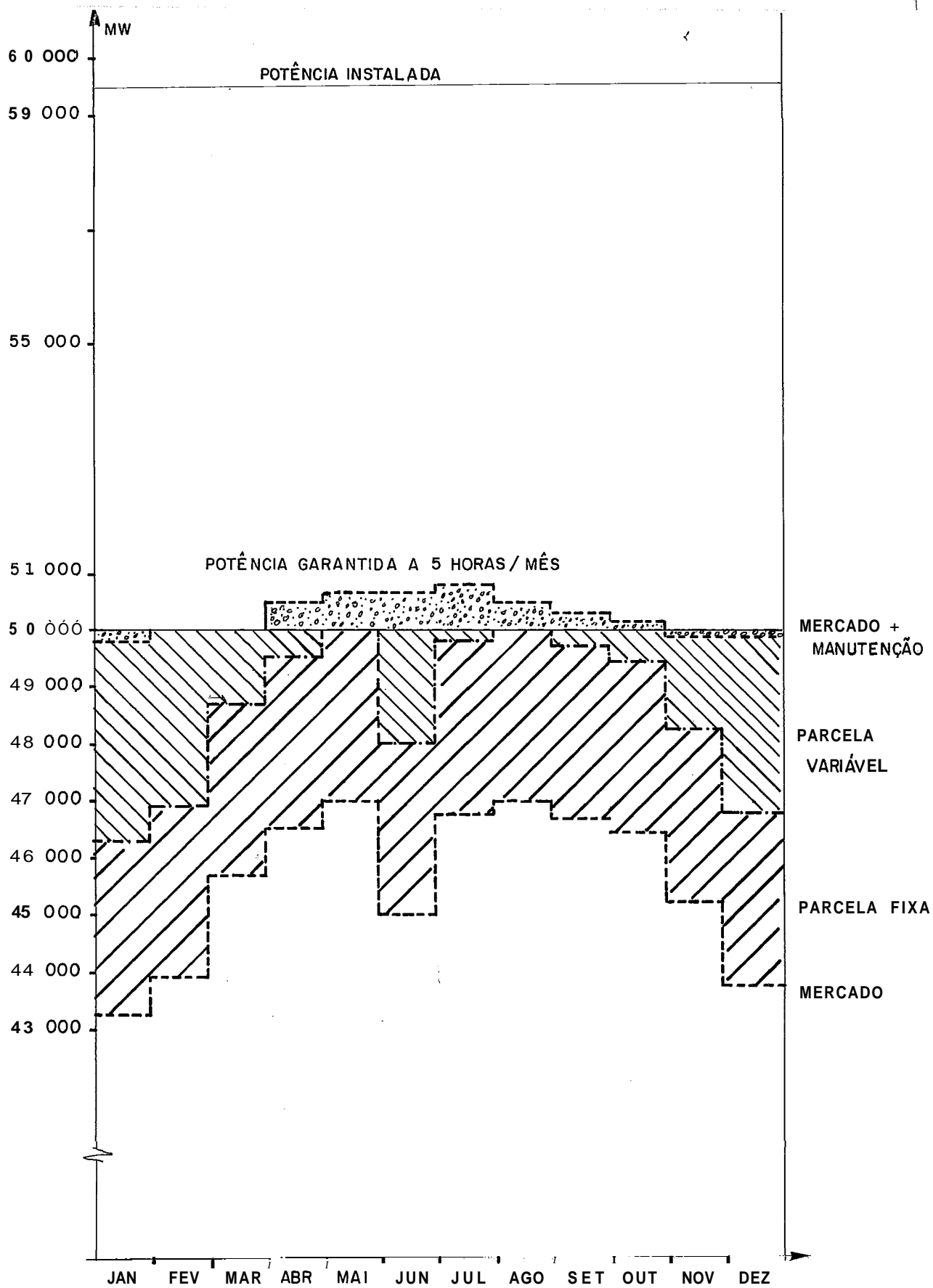


Figura III.18 - Estudo aproximado da manutenção

nestas usinas. Por outro lado, as indisponibilidades forçadas podem acarretar uma severa redução no "engolimento máximo" (máxima vazão turbinável) de uma usina hidroelétrica, o que, dependendo das regras de operação, pode limitar o esvaziamento do reservatório ou mesmo determinar o seu enchimento de forma a evitar vertimentos, o que implicaria, em suma, numa alteração do estado de armazenamento do sistema. A fig. III.19 esquematiza estas relações.

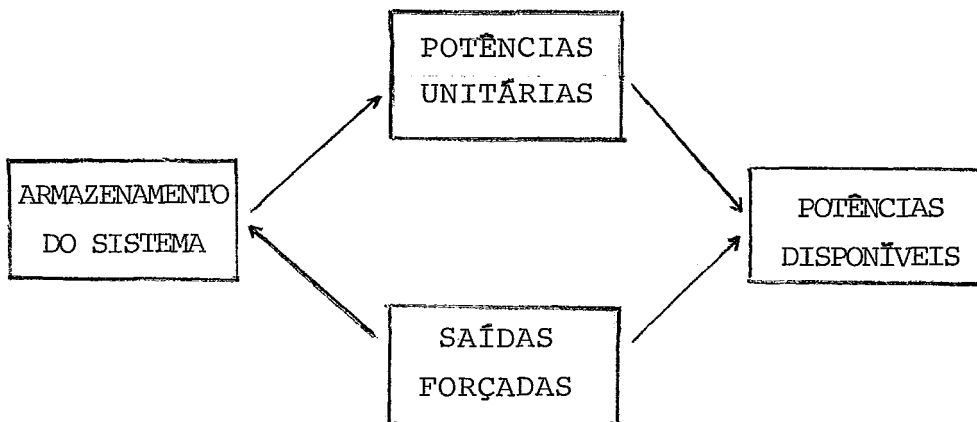


Figura 111.19 - Modelo completo do sistema de geração

Com este modelo, a Única técnica de solução possível, para se obter os índices de confiabilidade é o Método de Monte Carlo. Por este método, sorteia-se um estado para cada variável aleatória envolvida no problema (série hidrológica, saídas forçadas e demanda), simula-se a operação do sistema para este estado e observa-se o valor dos indicadores de confiabilidade. Repete-se o procedimento para um grande número de estados até se obter a convergência da estimativa dos índices de confiabilidade. O problema deste método é que o custo de uma simulação da operação do sistema a usinas individualizadas não é pequeno e o método de Monte Carlo torna-se computacionalmente inviável muito antes de se obter a convergência dos índices.

A técnica de solução proposta neste trabalho supera esta dificuldade com uma pequena alteração no modelo, baseada na seguinte hipótese simplificadora:

"As saídas forçadas das unidades geradoras não afetam significativamente a produção de energia de um grande sistema hidrelétrico".

Com base nesta hipótese, despreza-se a dependência entre o estado de armazenamento do sistema e a capacidade máxima de geração das usinas. Isto permite desacoplar o efeito da operação para atender o mercado de energia, do efeito das saídas forçadas de unidades geradoras. A Fig. III.20 esquematiza as relações neste novo modelo

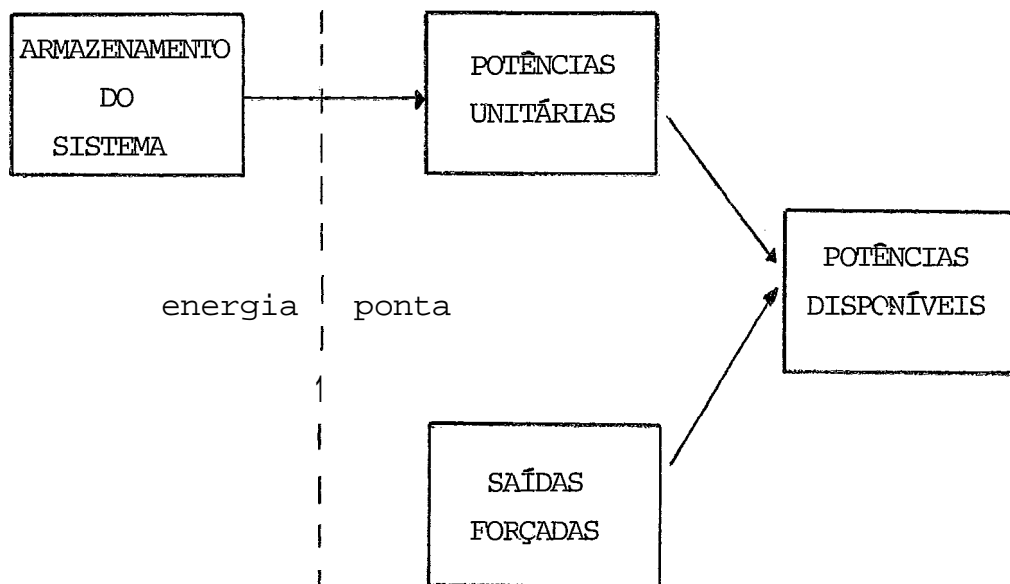


Figura III.20 - Modelo desacoplado do sistema de geração

Com este modelo, os índices de confiabilidade podem ser estimados através de uma técnica mista de simulação (Monte Carlo) e cálculo analítico, conforme o esquema abaixo:

- a) Simula-se a operação do sistema, sem considerar saídas forçadas, ao longo de uma dada série hidrológica, obtendo-se, para cada mês, as potências unitárias de cada usina do sistema.

- b) Calcula-se analiticamente os índices de confiabilidade condi
cionados à ocorrência desta série hidrológica.
- c) Repete-se os passos a e b para um conjunto de séries hidroló
gicas equiprováveis. Os índices finais de confiabilidade são
estimados como a média dos índices condicionados.

Este procedimento possui a vantagem de exigir um número
muito menor de simulações que o método de Monte Carlo puro, con
forme será visto na seção III.3.3 .

Cabe agora verificar, até que ponto a hipótese de desaco
plamento é verdadeira para o sistema de geração brasileiro. Pa
ra se testar esta hipótese, o teste adotado foi o seguinte:

- 1- Simule a operação do sistema com e sem considerar as saídas
forçadas para um longo período (12000 meses), utilizando uma
série sintética de vazões afluentes.
- 2- Calcule a potência virtual do sistema, definida como,

$$C_i = \sum_{j=1}^{NU} \bar{A}_j \cdot C_{ij} \quad (\text{III.42})$$

$$C_i^* = \sum_{j=1}^{NU} \bar{A}_j \cdot C_{ij}^* \quad (\text{III.43})$$

onde '*' indica simulação considerando saídas forçadas, NU é
o número de usinas do sistema, \bar{A}_j é o número de unidades ge-
radoras instaladas na usina j e C_{ij} (C_{ij}^*) representa a potên
tia unitária da usina j , no mês i , obtida da simulação sem
(com) saídas forçadas. A potência virtual C_i (C_i^*), correspon
de à capacidade de geração máxima possível do sistema, no mês
 i , e caracteriza o seu estado de armazenamento.

- 3- Para cada mês, utilize a amostra de valores de C_i e C_i^* para
construir a f.d.p. empírica de C e C^* . Utilize o teste de
Smirnov para duas amostras, a fim de avaliar o grau de aderên
tia entre as distribuições de C e C^* .

O teste de Smirnov para duas amostras utiliza, como medi
da, o valor da máxima diferença (em probabilidade) encontrada en
tre as duas distribuições acumuladas empíricas. A hipótese de
que C e C^* são estatisticamente indistinguíveis, isto é, possu
em a mesma f.d.a., não pode ser rejeitada (com intervalo de con

de confiança de 95%) se

$$\text{MAXDIF} < W_{95} = 1.358 \left(\frac{(n_1 + n_2)}{(n_1 \cdot n_2)} \right)^{0,5} \quad (\text{III.44})$$

onde MAXDIF é a máxima diferença entre as f.d.a., n_1 e n_2 são o número de pontos em cada amostra [maiores detalhes podem ser encontrados em BRADLEY (64)].

Este teste foi aplicado à configuração Sul/Sudeste 1987. A aderência, entre as f.d.a. de C e C* obtidos, foi tão grande que, quando plotados, não se pôde distinguir visualmente os dois gráficos. Esta aderência é confirmada pela Tab. III.21 que apresenta os resultados do teste de Smirnov para os 12 meses (o valor limite para comparação é, neste caso, com $n_1 = n_2 = 1000$, $W_{95} = 0,061$).

<u>MÊS</u>	<u>MAXDIF</u>	<u>MÊS</u>	<u>MAXDIF</u>
JAN	0.021	JUL	0.021
FEV	0.025	AGO	0.021
MAR	0.019	SET	0.022
ABR	0.014	OUT	0.020
MAI	0.009	NOV	0.019
JUN	0.011	DEZ	0.027

Tab. III.21 - Teste de Smirnov para duas amostras

Este resultado permite concluir que a hipótese de desacomplamento energia x ponta é adequada ao sistema de geração brasileiro.

III.3.2 - Cálculo Analítico dos Índices

De acordo com o modelo exposto na seção III.1, fixada uma série hidrológica e obtidas as potências unitárias das máquinas (através da etapa de simulação), o problema de cálculo dos índices de confiabilidade se reduz, praticamente, ao cálculo da f.d.p. da soma de n variáveis aleatórias discretas, independentes entre si, cujas f.d.p. ou são conhecidas analiticamente ou

podem ser dadas por pontos. Do ponto de vista teórico, não existe nenhum problema para se efetuar este cálculo, uma vez que a f.d.p. da soma será dada pela convolução das f.d.p. das parcelas. Na prática, para sistemas reais, o valor de n costuma ser grande (da ordem de centenas) e como o número de multiplicações da operação convolução cresce com 2^n , o custo computacional desta convolução pode se tornar proibitivo (vale lembrar que esta etapa de cálculo analítico será repetida para cada hipótese de série hidrológica). Existem, no entanto, várias técnicas, capazes de fornecer uma boa aproximação para o valor do índice LOLP (e conseqüentemente, para os demais índices) de forma muito eficiente, superando este problema do custo computacional. Estas técnicas dividem em dois grupos: técnicas discretas e técnicas contínuas.

As técnicas discretas partem das f.d.p. discretas das parcelas e obtêm a f.d.p. discreta da soma. Entre estas técnicas, merecem ser citadas:

- a) método de convolução direta com arredondamento nas potências, que será utilizada neste trabalho e descrita com maior detalhe
- b) método da transformada rápida discreta de Fourier, proposta por ALLAN et alli (65)

As técnicas contínuas, partem, em geral, dos momentos das parcelas para obter uma aproximação contínua da f.d.p. da soma (beneficiando-se, em geral, do teorema do limite central). Entre estas técnicas pode-se citar:

- c) método dos cumulantes, baseado em expansões em série de Gram-Charlier, proposto por STREMEL et alli (66)
- d) método do grande desvio ("large deviation procedure") que representa uma melhoria da técnica c, proposta por MAZUMDAR et al (67)
- e) método de ajuste de distribuição Pearsoniana (a mais utilizada é a Tipo I ou distribuição Beta). Uma descrição deste método pode ser encontrada em ELDERTON et al (68).

Em geral, as técnicas contínuas *c*, *d* e *e* são muito mais rápidas que as técnicas discretas, mas existem limitações à sua utilização. Um estudo comparativo realizado por CUNHA et alii (69), mostra que estas técnicas fornecem resultados pouco precisos, nos seguintes casos:

- a) Sistemas de geração de porte médio ou pequeno (menos que 50 unidades), como por exemplo o Sistema da Região Sul ou das Regiões Norte/Nordeste. Para sistemas deste porte as hipóteses do teorema do limite central ainda não se aplicam.
- b) Sistemas muito confiáveis (LOLP da ordem de 10^{-4}). As técnicas contínuas têm mais dificuldade de fazer um bom ajuste na "cauda" da f.d.p.
- c) Sistemas com máquinas de potência unitária muito heterogênea (máquinas de 10 a 700 MW). Isto acentua muito o caráter discreto da f.d.p., prejudicando as aproximações contínuas.

As técnicas contínuas encontram-se ainda em fase de desenvolvimento e prometem, a curto prazo, melhorar a sua performance. Nos grandes sistemas termoelétricos, elas já começam a ser aplicadas com sucesso, principalmente nos modelos que estimam o "custo esperado de produção". No caso do sistema brasileiro, é, talvez, conveniente aguardar-se um pouco, seja pelo próprio crescimento do sistema, seja pelo aprimoramento destas técnicas.

Optou-se, portanto, pela utilização de técnicas discretas, tendo sido escolhida a técnica *a*, que conforme o estudo já mencionado acima (69) apresenta um desempenho computacional melhor que o da técnica *b*,

O método de convolução direta com arredondamento nas potências, foi proposto originalmente por BILLINGTON (61) e aperfeiçoado neste trabalho, conforme será visto a seguir.

De acordo com o modelo da geração (seção III.1.3), a capacidade total de geração do sistema é dada pela expressão 111.13. As f.d.p. de capacidade de geração de cada usina são calculadas pelas expressões (III.9) e (111.12). O processo de convolução, dado pela expressão (111.14) é executado recursivamente, acrescentando-se uma usina de cada vez.

A f.d.p. da capacidade total de geração calculada deste modo será, em geral, dada por um número muito grande de pontos (combinações diferentes de potência) e a intervalos completamente irregulares. Tal distribuição não é de fácil manipulação computacional. O que se deseja é obter uma distribuição de probabilidade, dada a intervalos regulares por um número de pontos proporcional à potência máxima disponível no sistema.

Isto pode ser feito mediante a introdução de uma grade discreta ("grid") em cujos pontos se concentra as probabilidades dos pontos vizinhos segundo um critério de arredondamento. A escolha da largura do grid dependerá da precisão desejada e dos recursos computacionais disponíveis.

Considere-se, por exemplo, um sistema constituído por uma unidade de 80 MW, duas unidades de 30 MW e uma unidade de 25 MW, todas com $\lambda = 0.2$. O domínio S conterá as seguintes potências disponíveis:

$$S = \{ 0, 25, 30, 55, 60, 80, 105, 110, 135, 140, 165 \}$$

Introduzindo-se um grid de 50 MW, reduz-se o domínio para,

$$S = \{ 0, 50, 100, 150, 200 \}$$

O critério de arredondamento para transformar $P_S(.) \rightarrow P_{S'}(.)$ deve ser tal que preserve todas as propriedades de uma distribuição de probabilidade e mantenha, o mais possível, a forma da distribuição original.

O critério adotado consiste em repartir a probabilidade $P_S(s)$, de um ponto s fora do grid, proporcionalmente à distância a seus vizinhos no grid, \underline{s} e \bar{s} e em seguida acumular estas duas parcelas sobre os respectivos pontos do grid, ou seja,

$$P_{S'}(\underline{s}) = P_{S'}(\underline{s}) + \alpha \cdot P_S(s) \quad (\text{III.45})$$

$$P_{S'}(\bar{s}) = P_{S'}(\bar{s}) + (1 - \alpha) P_S(s) \quad (\text{III.46})$$

$$\alpha = \frac{\bar{s} - s}{\bar{s} - \underline{s}}, \quad (\text{III.47})$$

Na Fig. III.22 pode-se observar o efeito deste processo de arredondamento sobre a f.d.a. da capacidade total de geração deste exemplo simples.

A distribuição $P_S(.)$ é usualmente armazenada sob a forma de uma tabela. Para se melhorar a precisão e facilitar a convergência de métodos iterativos (como o utilizado para calcular o índice Ponta Garantida) é conveniente, ainda, utilizar uma interpolação linear para se obter as probabilidades associadas a pontos intermediários da tabela. A fim de preservar as propriedades de uma f.d.a., esta interpolação deve ser feita pelo centro dos intervalos da grade. Esta nova função está denotada na Fig. III.22 por $F_{S''}(.)$.

Controlando-se o intervalo de discretização da grade, bem como introduzindo-se uma tolerância para desprezar valores $P_S(s)$ muito pequenos, consegue-se controlar o esforço computacional deste método.

Os aperfeiçoamentos feitos neste método, em relação ao original, foram os seguintes:

- utilização da distribuição binomial para grupos de unidades idênticas. Isto permite que o arredondamento seja feito após combinar as potências destas máquinas e não antes, o que melhora significativamente a precisão.
- Utilizar a interpolação linear pelo centro da grade, o que permite utilizar uma "largura" de grade maior, para um mesmo nível de precisão.

Obtidos a f.d.a. da Potência total disponível ($F_{S''}^m$) para uma dada série hidrológica \underline{m} , os valores equiprováveis da demanda ($a_j R_i$) e a parcela de manutenção programada (m_i), para um dado mês i , o cálculo do índice LOLP condicionado é imediato:

$$LOLP_i^m = P [G_i^m < D_i + m_i] \quad (III.48)$$

$$= \sum_{j=1}^{ND} P [G_i^m < \alpha_j l_i + m_i] \cdot P [D_i = \alpha_j l_i] \quad (III.49)$$

$$= \frac{1}{ND} \sum_{j=1}^{ND} F_{S''}^m (\alpha_j l_i + m_i) \quad (III.50)$$

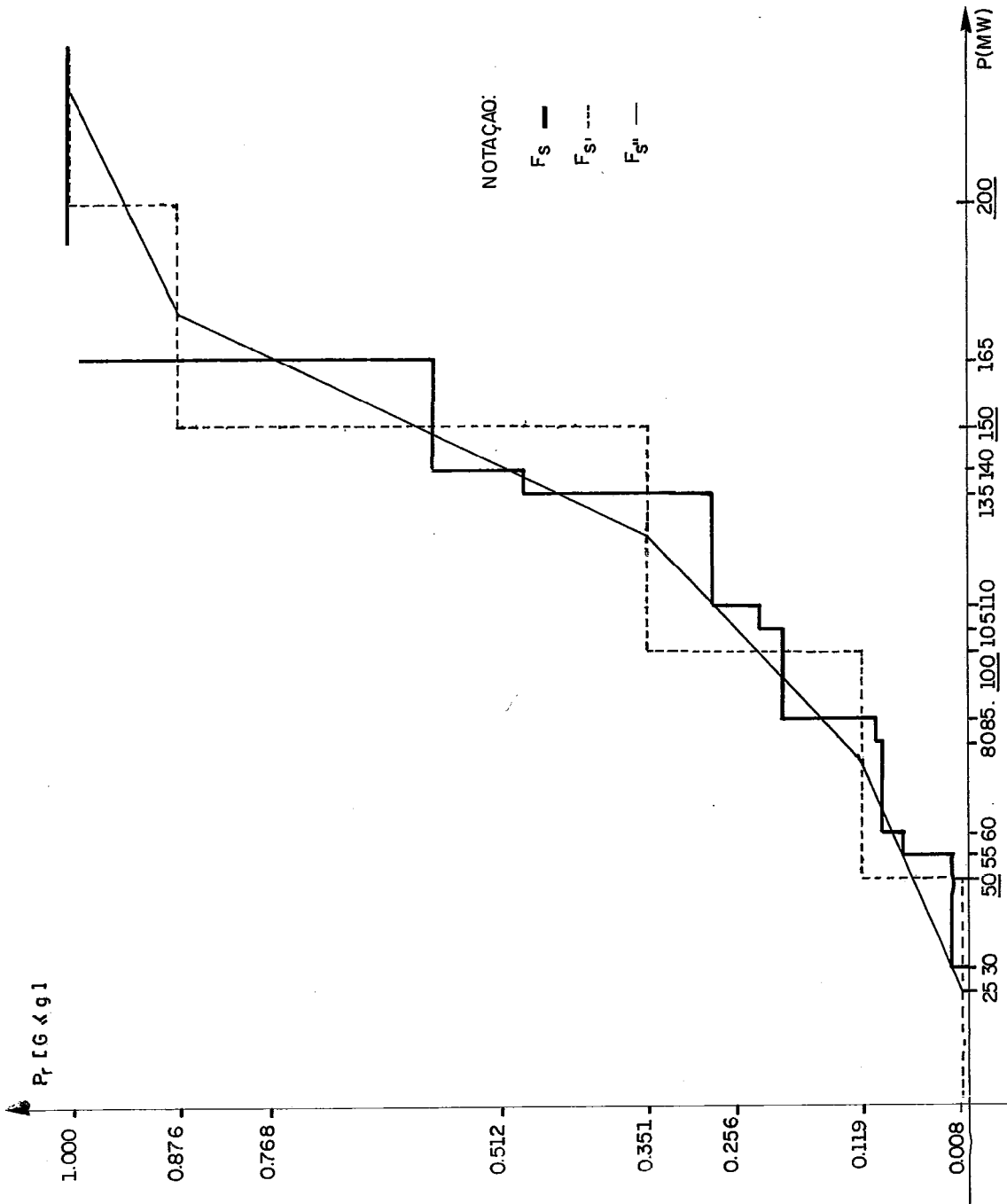


Figura III.22 - Técnica de arredondamento da f.d.a.

O índice LOLP mensal é então calculado como,

$$LOLP_i = \frac{1}{NS} \sum_{m=1}^{NS} LOLP_i^m \quad (III.51)$$

Obtem-se em seguida o Valor Esperado do Déficit de Potência do seguinte modo:

$$XLNS_i = E [D_i - G_i ; G_i < D_i] / LOLP_i \quad (III.52)$$

$$E[D_i - G_i ; G_i < D_i] = \frac{1}{NS \cdot ND} \sum_{m=1}^{NS} \sum_{j=1}^{ND} \sum_{k=1}^{k_j} (d_j - g_k) \cdot P[G_i^m = g_k] \quad (III.53)$$

onde

$d_j = a_i R_i + m_i$, representa o j -ésimo patamar de demanda no mês i , acrescido da parcela de manutenção programada.

$g_k = g_i^m + k \cdot \Delta g$, representa o k -ésimo patamar de geração (arredondada), no mês i , para a série hidrológica m .

$k_j =$ maior índice k tal que $g_k < d_j$.

Por Último, utiliza-se um algoritmo iterativo (método da bissecção) para estimar o Índice Ponta Garantida para um ou mais níveis de risco pré-fixados, conforme as definições do item III.2.3 .

III.3.3 - Tamanho da amostra para a etapa de simulação

O esforço computacional deste método depende fortemente do número de séries hidrológicas necessárias para se estimar com precisão os índices de confiabilidade. Para se testar qual o menor tamanho de amostra necessária, no caso do sistema brasileiro, utilizou-se uma configuração estática Sul/Sudeste 1987 para fazer o seguinte estudo comparativo: utilizando uma longa série sintética de vazões gerada pelo modelo DESAG (60), calculou-se o valor do índice LOLP para diferentes tamanhos da amostra (número de séries hidrológicas que equivale, também, ao número de

anos de uma simulação estática). Os testes revelaram que amostras de apenas 40 anos (que corresponde ao comprimento do registro histórico de vazões disponível até o presente momento) ainda conduziam a valores de LOLP perfeitamente aceitáveis.

A Fig. 111.23 apresenta duas comparações das f.d.a. da potência virtual do sistema (definida no item III.3.1) obtidas da simulação com uma série sintética (1000 anos) e com a série histórica (40 anos) para os meses de abril e dezembro que correspondem, respectivamente, ao fim do período chuvoso e ao fim do período seco.

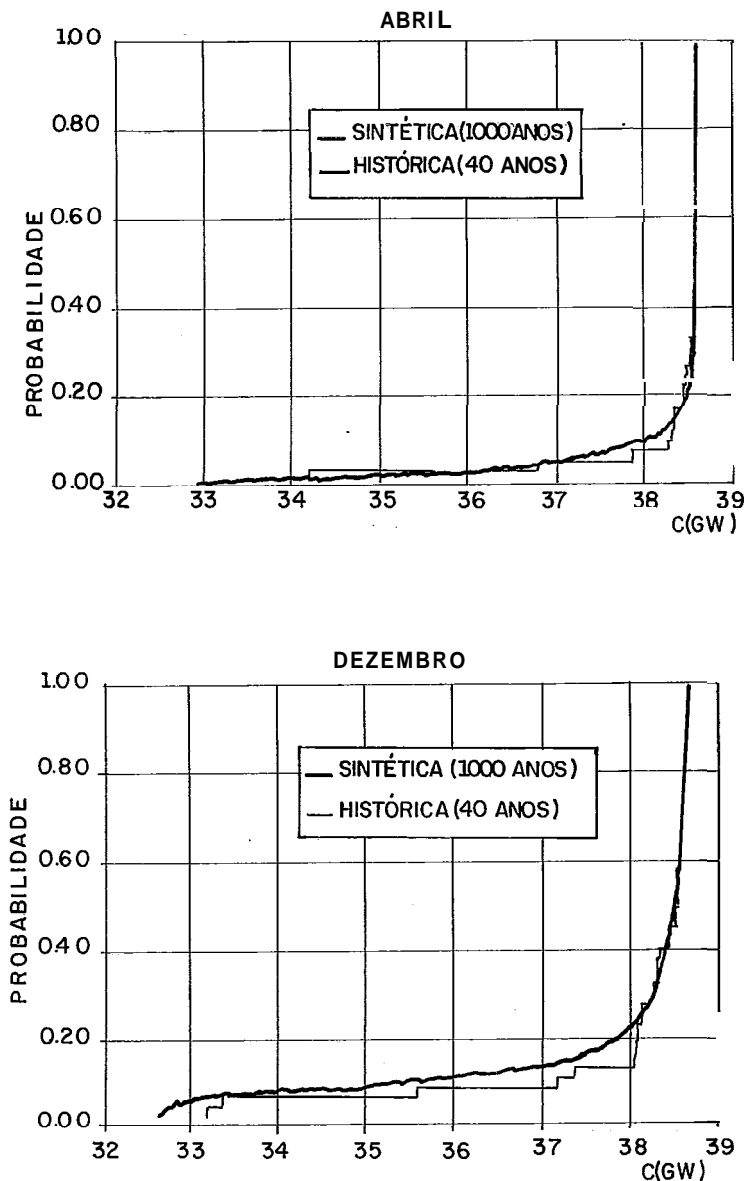


Figura III.23 - comparação das f.d.a. da potência virtual

Analisando-se estas figuras pode-se observar que a ade
rência entre as duas distribuições (histórica e sintética) é
bastante aceitável sendo melhor nos meses chuvosos (quando os re
servatórios estão mais cheios e, conseqüentemente, a variação
da potência virtual é menor), que nos meses secos. Esta diferen
ça é mais uma ilustração do comportamento sazonal do sistema bra
sileiro.

Este resultado permite concluir que é dispensável a uti
lização de séries sintéticas de vazões nos estudos de confiabi-
lidade do atendimento ao mercado de potência. Isto será ainda
mais verdadeiro, dentro em breve, quando for divulgado a exten
são do arquivo de registros históricos de vazão para 50 anos
(1931 a 1980). Por este motivo, doravante, neste trabalho, quan
do se mencionar a etapa de simulação, subentende-se "simulação
usando os registros históricos de vazão".

IV - CONFIABILIDADE DE DOIS SUBSISTEMAS INTERLIGADOS

Este capítulo apresenta uma síntese completa da metodologia para avaliação da confiabilidade de dois subsistemas de geração predominantemente hidroelétricos, interligados eletricamente (caso típico: regiões Norte e Nordeste do Brasil). Além disto, pode-se dizer que as principais contribuições nele contidas são:

- o Modelo da geração e da demanda para dois subsistemas interligados (itens IV.1.3 e IV.1.4).
 - Adaptação da etapa de simulação para considerar a restrição de intercâmbio de energia (item IV.3.1).
 - Definição e interpretação da tabela de índices LOLP (item IV.2.1).
- e Técnica de formulação do cálculo analítico dos índices de confiabilidade, objetivando uma redução do esforço computacional do método (item IV.3.2).

IV.1 - MODELAGEM DO PROBLEMA

IV.1.1 - Modelo Global

De acordo com as hipóteses feitas no item III.4.3, neste problema, considera-se que o sistema global de geração é constituído por dois subsistemas hidraulicamente independentes, porém, eletricamente interligados, conforme ilustra a Figura IV.1

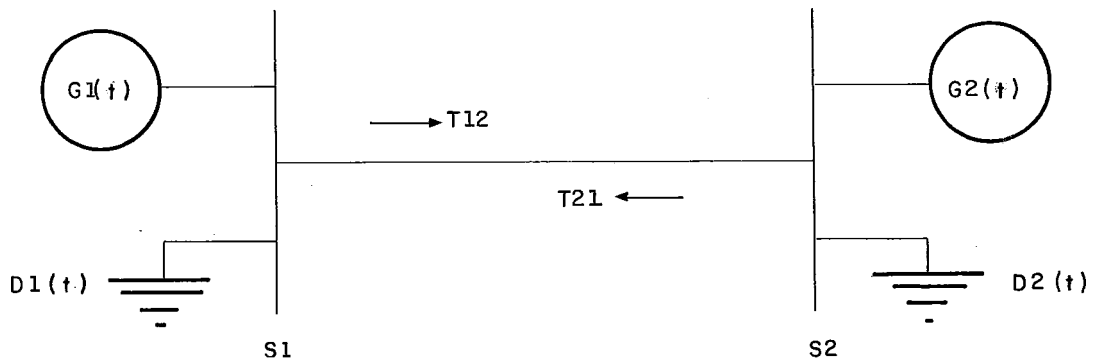


Figura IV.1 - Representação do Sistema

Cada subsistema, S1 e S2, é representando por um modelo análogo ao modelo de sistema exposto no Capítulo III. A interligação entre S1 e S2 é representada por duas variáveis aleatórias, T12 e T21, que expressam os limites máximos de transferência de potência em cada sentido da interligação. Quase todas as hipóteses e considerações feitas no Capítulo III também se aplicam a este modelo. Neste capítulo serão apresentadas apenas as hipóteses e considerações adicionais, bem como, as restrições e alterações decorrentes da extensão do modelo para dois subsistemas interligados.

O período de estudo continuará a ser dividido em intervalos mensais e, assim, o resultado deste modelo é um conjunto de índices mensais. Para facilitar a notação, nas formulações deste capítulo, o subíndice relativo ao mês será omitido, estando, porém, implícito que os cálculos se referem a um certo mês.

IV.1.2- Modelos componentes

As unidades geradoras que compõem cada um dos subsistemas seguem o modelo descrito no item III.1.2.

A interligação entre dois subsistemas é composta de uma ou mais linhas de transmissão (não, necessariamente, idênticas), sujeitas a falhas com uma certa probabilidade. Estas falhas podem ser de dois tipos principais:

- temporárias - cuja duração varia de frações de segundo a uns poucos minutos, causadas, em geral, por uma perda momentânea do isolamento atmosférico, e são eliminadas através da atuação automática dos dispositivos de proteção.
- permanentes - cuja duração varia de uma hora a alguns dias, e são eliminadas através de reparo realizado pelas equipes de manutenção.

De acordo com as premissas do item 11.1, para o estudo da confiabilidade estática, é suficiente considerar-se apenas as falhas permanentes. Estas falhas, têm como consequência, uma redução parcial ou total da capacidade de transmissão entre os dois subsistemas e sua probabilidade pode ser estimada por uma fórmula análoga à expressão 111.5.

Estudos mais detalhados da rede de transmissão entre os subsistemas mostram que, a cada estado desta rede (diversos tipos de falha permanente), está associado um par de valores, em geral, distintos de capacidade total de transmissão em cada sentido da interligação.

Assim, neste modelo, a capacidade de interligação será descrita por uma distribuição discreta de probabilidade, dada pela seguinte tabela:

<u>Prob.</u>	<u>T12</u>	<u>'T2</u>
p ₁	t _{12₁}	t _{21₁}
p ₂	t _{12₂}	t _{21₂}
·	·	·
·	·	·
·	·	·
p _n	t _{12_n}	t _{21_n}

Assume-se, portanto, que os valores da tabela acima podem ser obtidos "a priori" através de estudos de simulação do desempenho da interligação para um conjunto de contingências (falhas permanentes) selecionadas (critério de severidade ou probabilidade).

Admite-se ainda que a capacidade da interligação evolua , dinamicamente, no tempo (ampliação do n? de circuitos, alteração do nível de tensão, etc). A cada nova configuração deve corresponder uma nova distribuição discreta de probabilidade.

IV.1.3 - Modelo de Geração

Cada subsistema S1 e S2 é constituído por um conjunto de usinas cada qual contendo um certo número de unidades, em geral, idênticas quanto à sua potência unitária e taxa equivalente de indisponibilidade forçada. O método de obtenção da f.d.p. da potência total disponível em cada subsistema, condicionada à ocorrência da série hidrológica m ($G1^m$ e $G2^m$) é, portanto, análogo ao descrito no item III.1.3.

A alteração decorrente da extensão do modelo para dois subsistemas interligados ocorre na etapa de simulação da operação deste sistema.

Quando se considera o sistema integrado (S1 U S2), a geração do sistema S1, por exemplo, atende, indistintamente, a demanda de energia do sistema S1 e do sistema S2. Isto corresponde a supor que a capacidade da interligação é sempre suficiente para cobrir a necessidade de intercâmbios de energia, o que, na prática

ca, pode não ocorrer. Neste caso, a operação dos subsistemas tem que ser modificada de forma a tentar atender a demanda de cada subsistema, o que, por sua vez, pode alterar os níveis dos reservatórios e a disponibilidade de potência em cada subsistema. Assim, para considerar a restrição de intercâmbio de energia é necessário dispor de um modelo de simulação que leve em conta, implicitamente, na sua regra de operação esta restrição adicional. Para o caso mais geral, este modelo de simulação é bastante complexo. Para o caso particular de subsistemas hidraulicamente independentes, ou seja, não existe intercâmbio de água entre eles (que é o caso, nas aplicações ao sistema brasileiro), existe uma adaptação simples das regras de operação que ainda preserve a "otimalidade" da operação do sistema conjunto (otimalidade com relação, apenas, à decisão de intercâmbio de energia). Esta adaptação será descrita no item IV.3.1.

Cabe lembrar ainda, que o limite de intercâmbio de energia (em MWh) corresponde à capacidade da interligação (em MW) multiplicada pelo n° de horas mês (730 horas, para um mês médio). Considerando que, em geral, a TEIF das linhas de transmissão é da ordem de 10^{-3} (bem inferior às TEIF das unidades geradoras, da ordem de 10^{-2} a 10^{-1}) e que a duração média destas falhas permanentes é de algumas horas, pode-se desprezar o efeito das falhas da interligação no cálculo do limite de intercâmbio de energia. Este fato se incorpora, portanto, à hipótese de desacoplamento entre energia e ponta.

IV.1.4 - Modelo da Demanda

A variação periódica da demanda em cada subsistema (D1 e D2), pode ser modelada por uma distribuição discreta de probabilidade obtida conforme o exposto no item III.1.4.

O cuidado adicional, decorrente da extensão do modelo para dois subsistemas interligados, refere-se a hipótese sobre a correlação existente entre as demandas D1 e D2. A rigor, a dependência entre as demandas D1 e D2 deve ser expressa através de uma matriz de correlação. Para se calcular esta matriz é necessário conhecer, para cada patamar de demanda de um subsistema,

quais as probabilidades associadas a todos os patamares da curva de carga do outro subsistema. Devido à dificuldade de se levantar valores para essas probabilidades, bem como, ao significativo aumento do esforço computacional decorrente da utilização desta matriz no cálculo dos índices de confiabilidade, e conveniente pesquisar uma hipótese simplificadora. Duas hipóteses extremas surgem naturalmente:

- correlação nula, ou seja, as demandas D_1 e D_2 são independentes entre si.
- correlação unitária (matriz identidade), ou seja, as demandas D_1 e D_2 variam "paralelamente".

A primeira hipótese, embora muito conveniente do ponto de vista metodológico, é altamente irreal, pois, corresponde a admitir, por exemplo, a possibilidade de ocorrência simultânea da demanda de ponta em um subsistema e a demanda da madrugada no outro.

A segunda hipótese é um pouco pessimista, pois assume uma perfeita coincidência dos "picos" e "vales" das duas distribuições de demanda, quando, na realidade, costuma existir uma pequena defasagem entre as horas de pico dos dois subsistemas, fazendo com que o pico do sistema global seja inferior à soma dos picos de cada subsistema.

A solução adotada neste trabalho foi a seguinte:

- a) calcula-se, inicialmente, a curva de carga em p.u. da demanda em cada subsistema, discretizando-as em um mesmo nº de patamares equiprováveis.
- b) calcula-se a projeção de demanda em cada subsistema (l_1 e l_2), multiplicando-se a projeção de demanda global por um fator de participação. Estas projeções (l_1 e l_2) são denominadas "pontas coincidentes".
- c) calcula-se a f.d.p. da demanda em cada subsistema tomando-se como base de potências o valor da ponta coincidente, ao invés da ponta nominal.
- d) assume-se a hipótese de correlação unitária, obtendo-se assim um conjunto equiprovável de pares de demandas "simultâneas"

$$\{d1_{i}, d2_{i}, i=1,2,\dots,ND\}$$

Este procedimento tem-se mostrado satisfatório para o sistema brasileiro e permite uma formulação mais eficiente do cálculo dos índices de confiabilidade conforme será visto no item IV.3. Vale ressaltar, no entanto, que a representação de uma estrutura de correlação diversa, entre as demandas D1 e D2, não constitui nenhum obstáculo metodológico ao modelo proposto.

5 - Modelo aproximado de manutenção

A metodologia para estudo aproximado da influência de manutenção em um subsistema, exposta no capítulo III, pode ser automaticamente estendida para dois subsistemas. Neste caso supõe-se que o rateio da manutenção é feito de forma independente em cada subsistema procurando nivelar seus mercados próprios ao longo do ano. Cabe observar porém, que este critério de rateio pode não ser o melhor, uma vez que não leva em conta os limites de intercâmbio, mas, dada a sua simplicidade e como os primeiros testes realizados com este critério conduziram a um bom nivelamento das LOLPs nos dois subsistemas, este método foi adotado neste trabalho. Sugere-se, entretanto, um maior aprofundamento deste estudo a fim de se obter maior sensibilidade sobre o efeito da manutenção programada no cálculo da confiabilidade de dois subsistemas interligados.

IV.1.6 - Protocolos de Intercâmbio

O valor do intercâmbio de energia e ponta entre os dois subsistemas depende dos seguintes fatores:

- a) estado de cada subsistema
- b) capacidade da interligação
- c) protocolo de intercâmbio

Este último item define como será repartido o benefício da interligação pelos dois subsistemas. Os principais protocolos de intercâmbio existentes são os seguintes:

- a) contratos de fornecimento pré-fixados. Em geral, o valor deste fornecimento depende de parâmetros externos ao problema de confiabilidade.
- b) repartição de risco, ou seja, qualquer déficit no sistema global é repartido entre os dois subsistemas. Este critério minimiza o valor esperado do déficit global e iguala o risco nos dois subsistemas.
- c) repartição de reserva, ou seja, o atendimento da carga própria de cada subsistema tem prioridade sobre o intercâmbio. Este critério minimiza o risco em cada subsistema, individualmente, e garante que, com a interligação, o valor esperado do déficit em cada subsistema é menor ou igual ao valor esperado sem a interligação (a interligação só pode beneficiar o subsistema).

O critério a não é um critério geral e por isto não será considerado neste trabalho. Entre os critérios b e c, optou-se, neste trabalho, pelo critério c, que parece ser o mais facilmente aceito pelas empresas de energia elétrica no Brasil.

IV.2 - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS

Os estudos de confiabilidade de dois subsistemas interligados têm um enfoque mais voltado para a avaliação do impacto desta interligação sobre a confiabilidade de cada subsistema e do sistema global. Considerando este objetivo, selecionou-se o seguinte conjunto de índices de confiabilidade:

- Tabela de probabilidades de déficit de potência (LOLP), para cada sistema e para cada nível de interligação.
- Valor esperado da potência oferecida por cada subsistema.
- Valor esperado da potência recebida por cada subsistema.

IV.2.1 - Tabela de probabilidades de déficit de potência (LOLP)

Para se poder avaliar o benefício da interligação em termos de confiabilidade é necessário observar a variação do índice LOLP, de cada subsistema e do sistema global, para os seguintes níveis de interligação:

- interligação aberta (sistemas isolados)
- interligação limitada (conjunto de linhas projetado)
- interligação infinita (capacidade ilimitada e sem falhas).

A tabela IV.2 resume a nomenclatura utilizada para estes índices:

<u>INTERLIGAÇÃO</u>	<u>SISTEMA S1</u>	<u>SISTEMA S2</u>	<u>SISTEMA S1US2</u>
ABERTA	LOLP.A1	LOLP.A2	LOLP.A12
LIMITADA	LOLP.L1	LOLP.L2	LOLP.L12
INFINITA	LOLP.I1	LOLP.I2	LOLP.I12

Tabela IV.2 - Tabela de índices LOLP calculados

Para se chegar a uma definição mais formal de cada um destes 9 índices é conveniente definir as variáveis R_1 e R_2 como sendo a margem de reserva em cada subsistema, num certo mês, para uma dada hidrologia e uma dada projeção de demanda, ou seja,

$$R_1 = G_1^m - D_1 \quad (IV.1)$$

$$R_2 = G_2^m - D_2 \quad (IV.2)$$

Na Figura IV.3, o quadrilátero definido pelas restrições $\underline{R}_1 \leq R_1 \leq \overline{R}_1$ e $\underline{R}_2 \leq R_2 \leq \overline{R}_2$ representa o "espaço de estados" possíveis do sistema interligado. Os valores t_{12} e t_{21} representam um possível par de capacidades da interligação.

O quadrilátero está subdividido em 8 áreas que correspondem as 8 situações (eventos) distintos, para análise de confiabilidade, que podem ocorrer no sistema. Os valores P_1, P_2, \dots, P_8 representam as probabilidades de ocorrência de cada um destes eventos, ou seja, a soma das probabilidades de ocorrência dos estados correspondentes a cada área. A interpretação destas probabilidades é a seguinte:

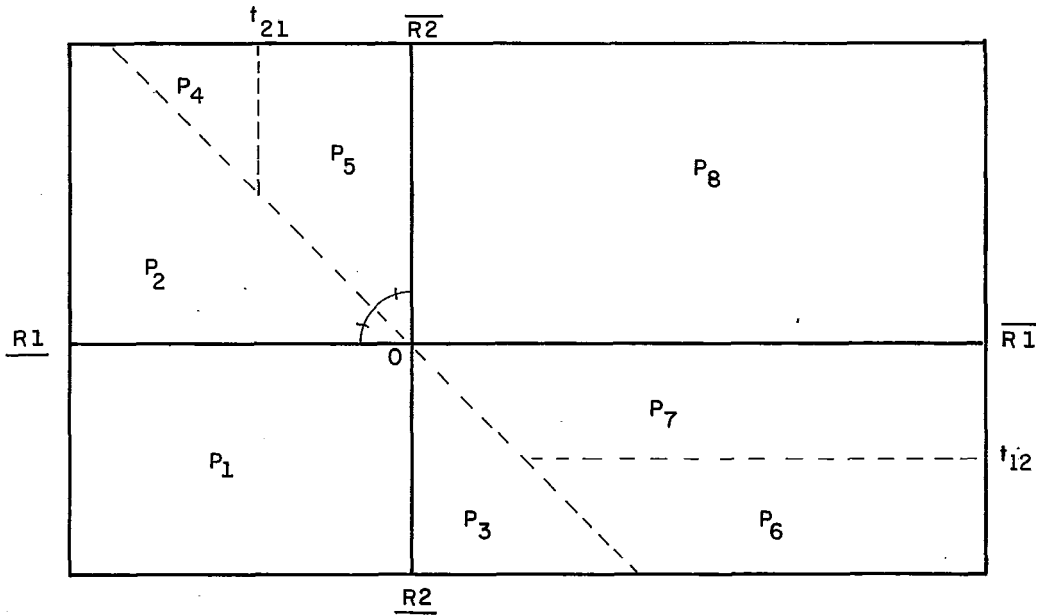


Figura IV.3 - Diagrama dos eventos possíveis para uma dada capacidade de interligação

$$P_1 = P [R1 < 0 \cap R2 < 0] \quad (IV.3)$$

= P [ambos os sistemas, S1 e S2, estão em déficit]

$$P_2 = P [R1 < 0 \cap R2 > 0 \cap -R1 > R2] \quad (IV.4)$$

= P [o déficit em S1 é maior que o excesso em S2]

$$P_3 = P [R1 > 0 \cap R2 < 0 \cap R1 < -R2] \quad (IV.5)$$

= P [o déficit em S2 é maior que o excesso em S1]

$$P_4 = P [R1 < 0 \cap R2 > 0 \cap -R1 < R2 \cap -R1 > t_{21}] \quad (IV.6)$$

= P [o déficit em S1 é menor que o excesso em S2 ,
mas é maior que a capacidade de transmissão]

$$P_5 = P [R1 < 0 \cap R2 > 0 \cap -R1 < R2 \cap -R1 < t_{21}] \quad (IV.7)$$

= P [o déficit em S1 é menor que o excesso em S2 ,
e é menor que capacidade de transmissão]

$$P_6 = P [R1 > 0 \cap R2 < 0 \cap R1 > -R2 \cap -R2 > t_{12}] \quad (IV.8)$$

= P [o déficit em S2 é menor que o excesso em S1 ,
mas é maior que a capacidade de transmissão]

$$\begin{aligned}
 P_7 &= P [R_1 > 0 \cap R_2 < 0 \cap R_1 > -R_2 \cap -R_2 < t_{12}] \quad (\text{IV.9}) \\
 &= P [\text{o déficit em S2 é menor que o excesso em S1} \\
 &\quad \text{e é menor que a capacidade de transmissão}]
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_8 &= P [R_1 > 0 \cap R_2 > 0] \quad (\text{IV.10}) \\
 &= P [\text{ambos os sistemas, S1 e S2, estão com excesso}]
 \end{aligned}$$

Cabe observar que, quando a capacidade de interligação (nos dois sentidos) tende a zero, as probabilidades dos eventos 4 e 6 tendem, respectivamente, a $P_4 + P_5$ e $P_6 + P_7$ e quando a capacidade de interligação tende a infinito, as probabilidades dos eventos 4 e 6 tendem a zero.

Pode-se definir agora, o cálculo da tabela de índices LOLP, seguido o protocolo de intercâmbio "repartição de reservas":

$$\text{LOLP.A1} = P_1 + P_2 + P_4 + P_5 \quad (\text{IV.11})$$

$$\text{LOLP.L1} = P_1 + P_2 + P_4 \quad (\text{IV.12})$$

$$\text{LOLP.I1} = P_1 + P_2 \quad (\text{IV.13})$$

$$\text{LOLP.A2} = P_1 + P_3 + P_6 + P_7 \quad (\text{IV.14})$$

$$\text{LOLP.L2} = P_1 + P_3 + P_6 \quad (\text{IV.15})$$

$$\text{LOLP.I2} = P_1 + P_3 \quad (\text{IV.16})$$

$$\text{LOLP.A12} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 \quad (\text{IV.17})$$

$$\text{LOLP.L12} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_6 \quad (\text{IV.18})$$

$$\text{LOLP.I12} = P_1 + P_2 + P_3 \quad (\text{IV.19})$$

Tomando-se o valor esperado das expressões acima, sobre todas as hipóteses hidrológicas, todas as projeções de demanda e todos os níveis de capacidade da interligação, tem-se o valor final dos índices da tabela.

Analisando-se as expressões acima e lembrando que as probabilidades P_1, P_2, \dots, P_8 são sempre maiores ou iguais a zero, pode-se concluir, teoricamente, que

$$\text{LOLP.A}^* \geq \text{LOLP.L}^* \geq \text{LOLP.I}^* \quad (\text{IV.20})$$

ou seja, o aumento da capacidade da interligação só pode beneficiar todos os sistemas. Verifica-se também que,

$$\begin{aligned} \text{LOLP.*12} &\geq \text{LOLP.*1} \\ \text{LOLP.*12} &\geq \text{LOLP.*2} \end{aligned} \quad (\text{IV.21})$$

ou seja, a LOLP do sistema global é sempre maior ou iguala LOLP de cada subsistema, qualquer que seja o nível da interligação .

O índice LOLP definido no capítulo III, corresponde, aqui, ao índice LOLP.I12 (sistema integrado com intercâmbio ilimitado). Pode-se verificar, então, que a LOLP do sistema integrado representa um limite inferior ("lower bound") para o valor da LOLP do sistema global considerando a restrição de intercâmbio, e representa também um limite superior ("upper bound") para a LOLP de cada subsistema quando a capacidade da interligação é suficientemente grande para ser considerada "infinita".

As diferenças (LOLP.L* - LOLP.A*) medem o benefício da interligação planejada, em termos de confiabilidade, para cada subsistema e para o sistema global. As diferenças (LOLP.I* - LOLP.L*) medem o quanto este benefício ainda poderia aumentar com investimentos adicionais na capacidade de intercâmbio.

Finalmente, o valor $|\text{LOLP.I1} - \text{LOLP.I2}|$ permite verificar se a reserva de geração foi bem distribuída entre os dois subsistemas ou não (existe um grande desnível na confiabilidade dos dois subsistemas).

IV.2.2 - Valor esperado da potência oferecida

Suponha que um subsistema (ou uma empresa) deseja fazer um contrato de venda de potência, na hora da ponta (pico de demanda), ao outro subsistema. Para tanto, ele precisa estimar qual a quantidade de potência que pode ser entregue ao outro subsistema, sem prejudicar o atendimento à sua carga própria e levando em conta as limitações da capacidade da interligação. Observe que este valor não leva em conta a necessidade do outro subsistema, que pode ou não comprar esta potência. Em termos formais, este valor pode ser definido como

$$POI(G1, \ell_1, T12) = \min \{ T12, \max(G1 - \ell_1, 0) \} \quad (IV.22)$$

onde

$G1$ = disponibilidade de potência no subsistema 1
(variável aleatória)

ℓ_1 = pico de demanda no subsistema 1 (assume-se conhecido)

$T12$ = disponibilidade de capacidade da interligação no
sentido $S1 \rightarrow S2$ (variável aleatória)

Tomando-se o valor esperado de $P01$ com relação a $G1$ e $T12$ tem-se o índice desejado $EP01$. Analogamente, define-se o valor esperado da potência oferecida pelo subsistema 2, $EP02$.

IV.2.3 - Valor esperado da potência recebida

Suponha agora que um sistema (ou uma empresa deseja comprar potência, na hora da ponta, do outro subsistema. Para tanto, ele precisa estimar a sua necessidade, a disponibilidade de potência no outro subsistema (sabendo-se, de antemão, que o outro só vende os seus excedentes) e as limitações de capacidade da interligação. Observe que este valor leva em conta todos os três condicionantes. Em termos formais, este valor pode ser definido como,

$$\begin{aligned} PR2(G2, \ell_2, T12, G1, \ell_1) &= \\ &= \min \{ \max(\ell_2 - G2, 0), T12, \max(G1 - \ell_1, 0) \} \\ &= \min \{ \max(\ell_2 - G2, 0), P01(G1, \ell_1, T12) \} \end{aligned} \quad (IV.23)$$

onde

$G2$ = disponibilidade de potência no subsistema 2
(variável aleatória)

$R2$ = pico de demanda no subsistema 2 (assume-se conhecido)

$P01$ = potência oferecida pelo subsistema 1, definida no
item IV.2.2 (variável aleatória)

Tomando-se o valor esperado de $PR2$ com relação a $G2$, $T12$ e $G1$ tem-se o índice desejado, $EPR2$. Analogamente, define-se o valor esperado da potência recebida pelo subsistema 1, $EPR1$.

Os índices $EPR1$ e $EPR2$ fornecem uma idéia do fluxo médio em cada sentido da interligação, lembrando, entretanto, que estes

fluxos são mutuamente exclusivos, ou seja, quando há fluxo em um sentido, não há no outro.

A diferença entre EP01 e EPR2 mede o valor esperado da sobra de potência do sistema 1 que não é absorvida pelo sistema 2, o que dá uma idéia do "desperdício" de reserva no sistema 1. Analogamente, a diferença EP02-EPR2 mede o "desperdício" de reserva no sistema 2.

IV.3 MÉTODO DE SOLUÇÃO

IV.3.1 - A etapa de simulação

A simulação da operação de dois subsistemas interligados deve considerar, implicitamente, nas suas regras de operação, a restrição de intercâmbio de energia entre os subsistemas. Em geral, isto requer um modelo de simulação bem mais complexo que o modelo de simulação para um Único sistema.

Para o caso particular de dois subsistemas hidraulicamente independentes (não existe intercâmbio de água entre eles) existe uma adaptação simples das regras de operação que garante a "otimalidade" da decisão de intercâmbio. Esta adaptação é baseada na técnica de relaxação, muito utilizada em problemas de otimização de grande porte. O algoritmo adotado foi o seguinte:

- 1) Relaxe a restrição de intercâmbio, simulando a operação do sistema integrado (S1 U S2). Assume-se, por hipótese, que esta é a melhor operação possível (dentro das limitações do modelo de simulação).
- 2) Calcule a diferença entre a geração própria e a demanda própria de cada subsistema, obtendo assim o intercâmbio implícito na operação do sistema integrado.
- 3) Se este intercâmbio implícito for menor ou igual à capacidade da interligação (convertida em unidade de energia), a operação integrada é viável e o problema está resolvido. Caso contrário, vá para o passo 4.
- 4) Fixe o intercâmbio de energia igual à capacidade máxima da interligação. Some este valor ao mercado próprio do sistema exportador e o subtraia do mercado próprio do sistema importador.

5) Refaça a simulação de cada subsistema, em separado, procurando atender a estes mercados corrigidos. Respeitando-se o limite de intercâmbio, esta é a melhor operação para o sistema global (a que mais se aproxima da operação integrada).

Este procedimento deve ser aplicado, mês a mês, ao longo do período de simulação, para cada série hidrológica.

Finalmente, considera-se ainda que as hipóteses sobre o desacoplamento energia x ponta e tamanho da amostra necessária feitas para um sistema integrado (ver itens III.3.1 e III.3.3) permanecem válidas para o caso de dois subsistemas interligados.

IV.3.2 - Formulação do cálculo dos índices

Neste item, apresenta-se as fórmulas adotadas para o cálculo analítico dos índices de confiabilidade definidos na seção IV.2. Toda a derivação das fórmulas será feita para um certo mês, uma dada hidrologia e um certo par de demandas (d_1 e d_2). Para facilitar a descrição das fórmulas será utilizada a seguinte notação:

G_1 - potência disponível no subsistema S1

G_2 - idem subsistema S2

T_{12} - capacidade da interligação no sentido S1 para S2

T_{21} - idem no sentido S2 para S1

$$f_{G_1}(g) = \Pr [G_1 = g] \quad (\text{IV.24})$$

$$f_{G_2}(g) = \Pr [G_2 = g] \quad (\text{IV.25})$$

$$F_{G_1}(g) = \Pr [G_1 \leq g] \quad (\text{IV.26})$$

$$F_{G_2}(g) = \Pr [G_2 \leq g] \quad (\text{IV.27})$$

$$f_T(t_j) = \Pr [T_{12} = t_{12j}] = \Pr [T_{21} = t_{21j}]; i=1,2,\dots \bullet \quad (\text{IV.28})$$

$$\begin{aligned} \bar{F}_T(t_j) &= \Pr [T_{12} \geq t_{12j}] = \Pr [T_{21} \geq t_{21j}] = \\ &= \sum_{k=j}^n f_T(t_k) \end{aligned} \quad (\text{IV.29})$$

A tabela de índices'LOLP definida pelas expressões(IV.10) a (IV.18) poderia ser obtida diretamente, calculando-se os valores das probabilidades P_1, P_2, \dots, P_8 . Lembrando que as v.a. G_1, G_2 e T são independentes entre si, tem-se que

$$P_k = \sum_{r_1, r_2 \in A_k} f_{G1}(d1+r_1) f_{G2}(d2+r_2) \quad k = 1, 2, 3, 8 \quad (\text{IV.30})$$

$$P_k = \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \sum_{r_1, r_2 \in A_k(t_j)} f_{G1}(d1+r_1) f_{G2}(d2+r_2) \quad k = 4, 5, 6, 7 \quad (\text{IV.31})$$

onde

$$r_1 = g1 - d1$$

$$r_2 = g2 - d2$$

A_k = k-ésima área na Figura IV.3

As expressões (IV.30) e (IV.31) embora, aparentemente, simples, apresentam um inconveniente computacional que é a dificuldade de se descrever os limites de cada região A_k . Para o caso de dois subsistemas interligados existe uma forma mais eficiente de se calcular a tabela de índices LOLP, mediante a definição das v.a. auxiliares

R_{12} = reserva (positiva) que o sistema S1 pode transferir a S2 levando em conta a capacidade de intercâmbio T_{12}

R_{21} = idem, no sentido inverso

Para um dado nível de capacidade da interligação (t_j), pode-se obter a f.d.p. condicionada destes v.a., ou seja,

$$f_{R_{12}}(r, t_j) = \Pr [R_{12} = r \mid T_{12} = t_j] \quad (\text{IV.32})$$

$$f_{R_{21}}(r, t_j) = \Pr [R_{21} = r \mid T_{21} = t_j] \quad (\text{IV.33})$$

a partir das f.d.p. de G_1 e G_2 , respectivamente. A Figura IV.4 ilustra este processo para uma hipotética f.d.p. contínua de G_1 .

Observa-se na Figura IV.4 que $f_{R_{12}}(r, t_j)$ é obtida "filtrando-se" $f_{G_1}(g)$, ou seja, concentrando-se a probabilidade das áreas α e β nos pontos extremos 0 e t_j , respectivamente. Formalmente, tem-se então

$$f_{R_{12}}(r, t_j) = \begin{cases} F_{G_1}(d1) & r = 0 \\ f_{G_1}(d1+r) & 0 < r < t_j \\ 1 - F_{G_1}(d1+t_j) & r = t_j \end{cases} \quad (\text{IV.34})$$

De forma análoga, define-se $f_{R_{21}}(r, t_j)$ substituindo-se G_1 por G_2 e d_1 por d_2 na expressão acima.

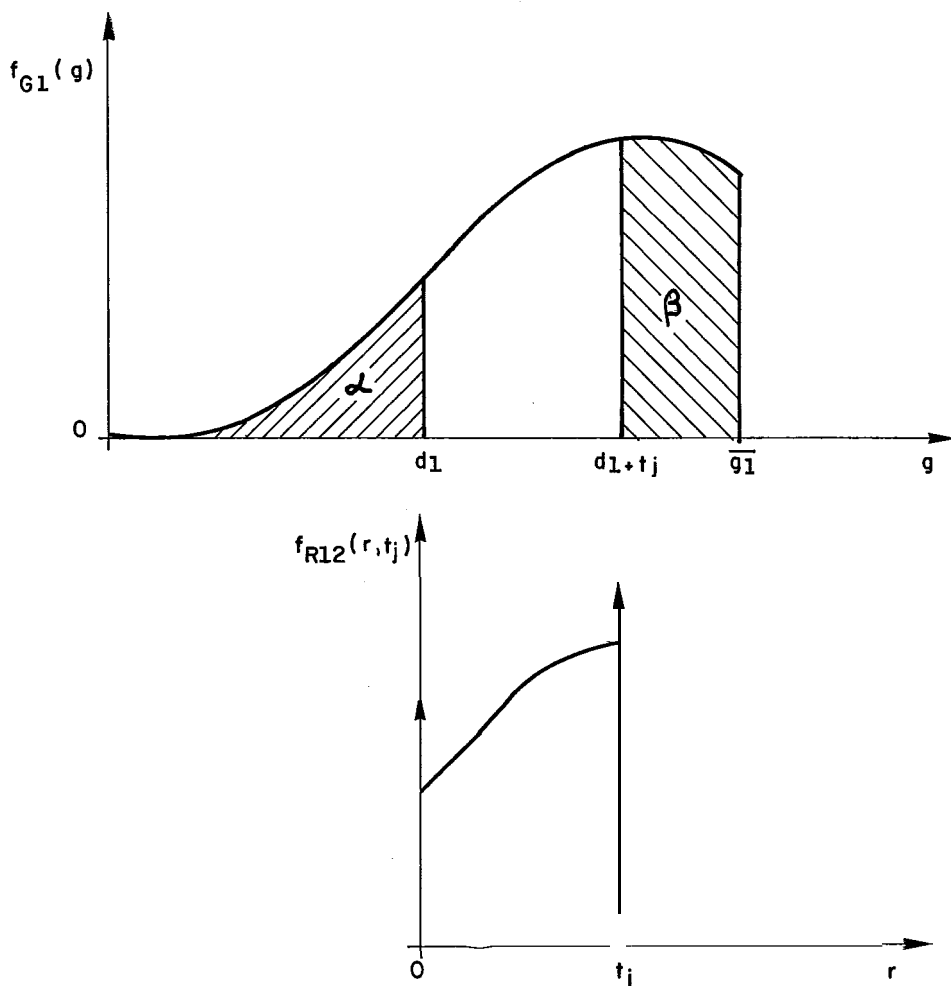


Figura IV.4 - Obtenção da f.d.p. de R12

Como a distribuição $f_{R12}(r, t_j)$ deverá ser calculada para os diversos níveis $\{t_j, j=1, 2, \dots, n\}$, é interessante observar que $f_{R12}(r, t_j)$ pode ser expressa em função de $f_{R12}(r, t_n)$. A figura IV.5 ilustra este processo.

Observa-se na Figura IV.5 que $f_{R12}(r, t_j)$ é obtida concentrando-se no ponto t_j a probabilidade da área a (inclusive no ponto t_n) de $f_{R12}(r, t_n)$. Isto permite obter de forma recursiva a sequência de funções $\{f_{R12}(r, t_j); j=n, (n-1), \dots, 1\}$ com um baixo custo computacional. Em termos formais pode-se escrever então ,

$$f_{R12}(r, t_j) = \begin{cases} f_{R12}(r, t_n) & 0 < r < t \\ \sum_{S=t_j}^{t_n} f_{R12}(r, t_n) & r = t_j \end{cases} \quad (\text{IV.35})$$

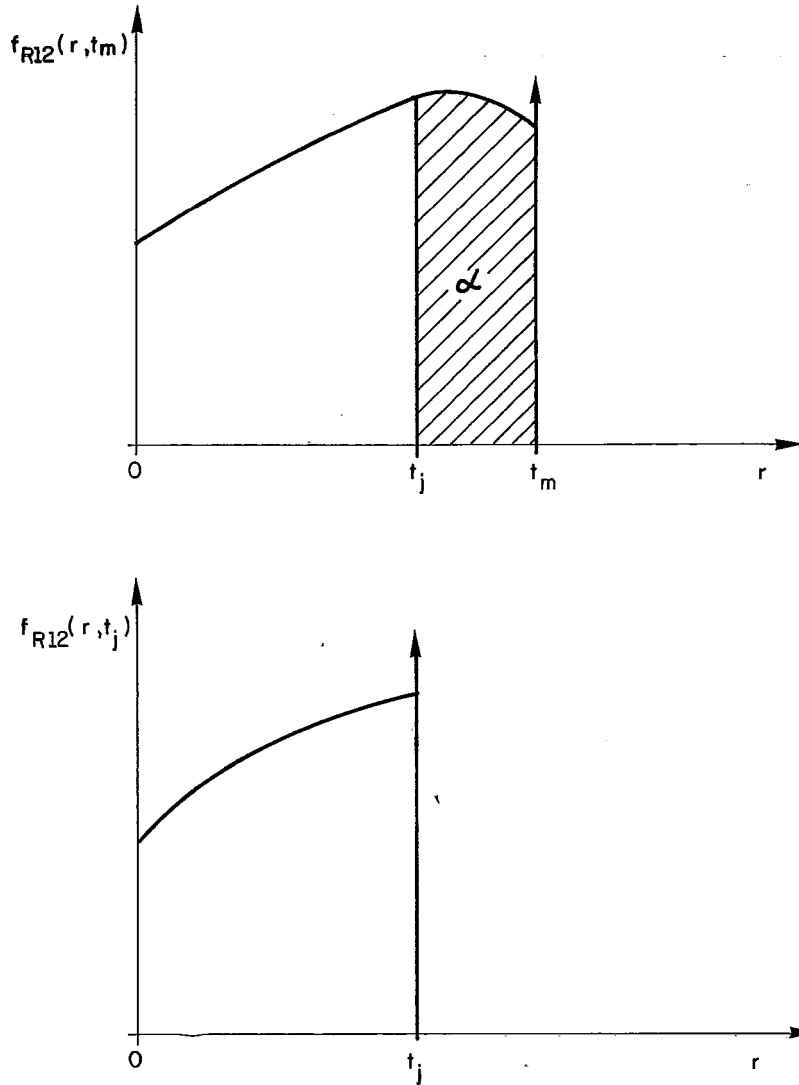


Figura IV.5 - Cálculo de $f_{R12}(r, t_j)$ a partir de $f_{R12}(r, t_m)$

O mesmo procedimento é utilizado para a função $f_{R21}(r, t_j)$. Por simplicidade, as funções $f_{R12}(r, t_n)$ e $f_{R21}(r, t_n)$ serão denotadas, daqui por diante, apenas por $f_{R12}(r)$ e $f_{R21}(r)$, respectivamente.

O índice LOLP.L1 pode ser definido como a probabilidade de todas as combinações possíveis de haver uma reserva transferível do sistema S2 ao sistema S1 igual a r e a potência disponível no sistema S1 ser menor ou igual a $d1 - r$, para todos os níveis de capacidade da linha de transmissão. Utilizando a notação definida acima, pode-se escrever então

LOLP.L1 =

$$= \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \prod_{h=0}^{j-1} F_{G1}(d1-r) \cdot f_{R21}(r, t_j) \quad (IV.36)$$

$$= \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \left[\prod_{h=0}^{t_j^-} F_{G1}(d1-r) \cdot f_{R21}(r) + f_{G1}(d1-t_j) \sum_{s=t_j}^{t_n} f_{R21}(s) \right] \quad (IV.37)$$

$$= \sum_{j=1}^n \left[\prod_{h=t_{j-1}}^{t_j^-} F_{G1}(d1-r) \cdot f_{R21}(r) \right] + \left[f_T(t_j) F_{G1}(d1-t_j) \sum_{s=t_j}^{t_n} f_{R21}(s) \right] \quad (IV.38)$$

A expressão (IV.38) conduz à forma mais eficiente de se programar o cálculo do índice LOLP.L1.

Para o caso particular da interligação aberta, só existe o primeiro nível de capacidade ($t_1=0$) com probabilidade unitária, e a expressão (IV.36) se reduz, como era de se esperar, a

$$LOLP.A1 = F_{G1}(d1) \quad (IV.39)$$

Para o caso particular de interligação com capacidade ilimitada e não sujeita a falhas, só existe um nível de capacidade ($t_1=\infty$) com probabilidade unitária e a expressão (IV.36) se reduz a

$$LOLP.I1 = \sum_{h=0}^{d1} F_{G1}(d1-r) f_{R21}(r, \infty) \quad (IV.40)$$

$$= F_{G1}(d1) \cdot F_{G2}(d2) + \sum_{h=0+}^{d1} F_{G1}(d1-r) f_{G2}(d2+r) \quad (IV.41)$$

Repetindo-se esta derivação para o sistema S2, tem-se

$$LOLP.A2 = F_{G2}(d2) \quad (IV.42)$$

$$LOLP.L2 = \sum_{j=1}^n \left[\prod_{h=t_{j-1}}^{t_j^-} F_{G2}(d2-r) f_{R12}(r) \right] + \left[f_T(t_j) F_{G2}(d2-t_j) \sum_{s=t_j}^{t_n} f_{R12}(s) \right] \quad (IV.43)$$

$$LOLP.I2 = F_{G2}(d2) \cdot F_{G1}(d1) + \sum_{h=0+}^{d2} F_{G2}(d2-r) f_{G1}(d1+r) \quad (IV.44)$$

Finalmente, os índices LOLP para o sistema conjunto S1US2 são calculados pela expressão

$$LOLP.*12 = LOLP.*1 + LOLP.*2 - (LOLP.*1)(LOLP.*2) \quad (IV.45)$$

O índice valor esperado da potência oferecida é calculado pela seguinte expressão:

$$EP01 = \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \sum_{r=0}^{t_j} r f_{R12}(r, t_j) \quad (IV.46)$$

$$= \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \left[\sum_{r=0}^{t_j} r f_{R12}(r) + t_j \sum_{s=t_j}^{t_n} f_{R12}(s) \right] \quad (IV.47)$$

$$= \sum_{j=1}^n \left[\bar{F}_T(t_j) \sum_{r=t_{j-1}}^{t_j} r f_{R12}(r) \right] + \left[f_T(t_j) t_j \sum_{s=t_j}^{t_n} f_{R12}(s) \right] \quad (IV.48)$$

onde $t_j \equiv t_{12j}$. Analogamente, substituindo-se na expressão (IV.48) f_{R12} por f_{R21} e fazendo $t_j \equiv t_{12j}$ obtem-se a expressão para EP02.

A potência recebida do subsistema S2 pelo subsistema S1 é dada pelo mínimo entre o déficit em S1 e a reserva transferível R21. Assim, existe uma potência recebida igual r quando ocorre uma das seguintes situações (mutuamente exclusivas):

- (i) S1 tem um déficit igual a r e R21 é maior que r
- (ii) S1 tem um déficit maior ou igual a r e R21 é igual a r

O valor esperado da potência recebida é dado então pela seguinte expressão

$$EPR1 = \sum_{j=1}^n f_T(t_j) \sum_{r=0}^{t_j} r \left[f_{G1}(d1-r) \bar{F}_{R21}(r, t_j) + F_{G1}(d1-r) f_{R21}(r, t_j) \right] \quad (IV.49)$$

onde

$$\bar{F}_{R21}(r, t_j) = \sum_{s=r}^{t_j} f_{R21}(s, t_j)$$

De forma análoga obtem-se a expressão de EPR2.

Finalmente, tomando-se o valor esperado sobre todas as hidrologias e todos os patamares de demanda obtem-se o valor final de todos os índices de confiabilidade (LOLP, EPO, EPR) no mês.

IV.4 - CASO_EXEMPLO

Esta metodologia foi aplicada ao sistema interligado com posto das regiões Sul e Sudeste do Brasil, evoluindo dinamicamente no período 1980 a 1985. Os dados utilizados neste estudo podem ser encontrados em OLIVEIRA et alii (37).

Os resultados obtidos para o ano de 1985 estão resumidos nas tabelas IV.6, IV.7 e IV.8 .

MÊS	P. INST. (MW)	P. MÉDIA (MW)	DEMANDA (MW)	LOLP.A1 (10 ⁻³)	LOLP.L1 (10 ⁻³)	LOLP.I1 (10 ⁻³)	MAX{T21} (MW)
JAN	6279	6159	4440	0.0033	0.0000	0.0000	2400
FEV	6279	6188	4732	0.0203	0.0011	0.0011	2400
MAR	6279	6176	4738	0.0112	0.0011	0.0011	2400
ABR	6279	6178	4990	0.1058	0.0230	0.0230	2400
MAI	6279	6182	5058	0.2825	0.1252	0.1252	2400
JUN	6279	6189	5103	0.2356	0.0690	0.0690	2400
JUL	6279	6205	5316	1.1786	0.5575	0.5575	2400
AGO	6279	6173	5316	2.6214	1.6436	1.6436	2400
SET	6279	6149	5316	4.3866	1.2923	1.2923	2400
OUT	6279	6130	5316	7.8447	2.6964	2.6964	2400
NOV	6279	6100	5316	11.2775	4.0751	4.0751	2400
DEZ	6279	6112	5316	12.8142	2.5507	2.5507	2500

TABELA IV.6 - Sistema 1 : Região Sul (1985)

MÊS	P. INST. (MW)	P. MÉDIA (MW)	DEMANDA (MW)	LOLP.A2 (10 ⁻³)	LOLP.L2 (10 ⁻³)	LOLP.I2 (10 ⁻³)	MAX{T12} (MW)
JAN	28117	26636	20666	0.0074	0.0005	0.0003	600
FEV	28117	26775	21972	0.2638	0.0671	0.0523	600
MAR	28117	26871	21997	0.3471	0.0890	0.0608	600
ABR	28943	28103	23127	0.8512	0.3975	0.3871	600
MAI	28943	28121	23428	1.8592	1.0619	1.0255	600
JUN	29743	28977	23629	1.2419	0.6622	0.6573	600
JUL	29743	28871	24583	3.4803	2.4408	2.2764	600
AGO	29743	28776	24583	4.0296	3.0247	2.7647	600
SET	30523	29385	24583	2.4992	1.7652	1.7400	600
OUT	30623	29299	24583	3.6616	3.0351	3.0249	600
NOV	30623	29147	24583	4.5189	4.0775	4.0732	600
DEZ	31323	29764	24583	2.0019	1.9337	1.9337	700

TABELA IV.7 - Sistema 2 : Região Sudeste

MÊS	P. INST. (MW)	P. MÉDIA (MW)	DEMANDA (10 ⁻³)	LOLP.A12 (10 ⁻³)	LOLP.L12 (10 ⁻³)	LOLP.I12 (10 ⁻³)
JAN	34396	32795	25106	0.0107	0.0005	0.0003
FEV	34396	32963	26704	0.2841	0.0682	0.0534
MAR	34396	33047	26735	0.2841	0.0901	0.0616
APR	35222	34281	28117	0.9556	0.4203	0.4099
MAI	35222	34303	28486	2.1326	1.1836	1.1474
JUN	36022	35166	28732	1.4732	0.7301	0.7252
JUL	36022	35076	29899	4.6137	2.9710	2.8068
AGO	36022	34949	29899	6.4753	4.5455	4.2855
SET	36802	35534	29899	6.7767	3.0227	2.9975
OUT	36902	35429	29899	11.2666	5.6490	5.6389
NOV	36902	35247	29899	15.6214	8.0082	8.0041
DEZ	37602	35876	29899	14.5986	4.4403	4.4403

Tabela IV.8 - Sistema 1 U 2 - Região Sul/Sudeste (1985)

Analisando-se estes resultados é interessante observar que:

- Na Região Sul, LOLP.A1 aumenta de JULHO a DEZEMBRO embora a configuração e a carga permaneçam constantes. Isto se deve ao efeito do deplecionamento dos reservatórios que pode ser acompanhado pela evolução da potência (virtual) média.
 - O benefício máximo da interligação pode ser estimado pela diferença (LOLP.A* - LOLP.I*). Este valor é muito mais alto para a Região Sul que para a Região Sudeste. Isto se deve à grande diferença de porte dos dois sistemas: pode-se ver nas tabelas IV.6 e IV.7 que a reserva nominal (potência instalada menos a demanda de ponta) da Região Sul é inferior a 10% da demanda do Sudeste enquanto a reserva nominal do Sudeste é maior que a demanda total da Região Sul.
 - As diferenças (LOLP.L* - LOLP.I*) são pequenas, indicando que as capacidades planejadas da interligação são satisfatórias.
- e Os valores LOLP.*I2 são aproximadamente iguais a (LOLP.*1 + LOLP.*2) indicando que a probabilidade de uma falha simultânea nas regiões Sul e Sudeste é muito pequena.
- e Os valores de LOLP.L1 e LOLP.L2 são bastante próximos, o que não ocorre usualmente quando se utiliza o protocolo "partição de reserva", indicando haver um bom equilíbrio entre a distribuição da reserva e a capacidade da interligação.

Estas observações ilustram apenas algumas das conclusões que podem ser tiradas da tabela mensal de índices LOLP. Quanto aos dois outros índices, a Tabela IV.9 contém os resultados obtidas em SETEMBRO de 1985 (considerando-se apenas a hora de pico de demanda)

<u>Sistema</u>	<u>EPO (MW)</u>	<u>EPR (MW)</u>
Região Sul	528	5
Região Sudeste	2152	7

Tabela IV.9 - Índices EPO e EPR em setembro 1985

Os resultados da Tabela IV.9 mostram que existe uma oferta potencial de reservas grande e que a potência recebida média é pequena, o que indica que ambos os sistemas são bastante confiáveis.

Este estudo constitui apenas um exemplo de aplicação dos índices de confiabilidade ao planejamento do sistema de geração. Entre outras aplicações possíveis pode-se citar: comparação de alternativas de repartição da reserva entre os subsistemas, avaliação da política de operação do sistema interligado, influência da diversidade hidrológica dos subsistemas, variação do nível de risco e do intercâmbio entre "períodos secos" e "períodos molhados", etc.

V - CONFIABILIDADE DE MÚLTIPLOS SUBSISTEMAS INTERLIGADOS

Este capítulo apresenta uma discussão de diversas metodologias para avaliação de múltiplos subsistemas interligados, apontando-se vantagens e desvantagens de cada uma delas. Como, até o presente momento, as aplicações deste estudo de confiabilidade não estão ainda perfeitamente caracterizadas, não se pode chegar a uma escolha definitiva da metodologia mais adequada ao sistema brasileiro. Pode-se dizer, ainda, que as principais contribuições deste capítulo são:

- ⊙ Definição dos sub-conjuntos de estados associados a um mesmo corte mínimo (mecos) e sua interpretação como modos de falha do sistema (itens V.1.3 e V.1.4).
- ⊙ Técnica de obtenção da distribuição de probabilidade da potência disponível a partir de uma simulação a sistema equivalente (item V.3.2).
- ⊙ Adaptação de um simulador a usinas individualizadas para considerar as restrições de intercâmbio em um sistema composto por múltiplos subsistemas interligados em linha (item V.3.1).
- ⊙ Definição e interpretação de índices de sensibilidade probabilísticos (item V.2.3)
- ⊙ Técnica de aceleração da convergência do método de Monte-Carlo para estimar os índices de confiabilidade.

V.1 - MODELAGEM DO PROBLEMAV.1.1 - Modelo Global

De acordo com as hipóteses feitas no item II.4.3 , neste problema, considera-se que o sistema global de geração é constituído de múltiplos (3 ou mais) subsistemas hidraulicamente independentes, porém, eletricamente interligados.

Este sistema será representado por um grafo composto de n nós (subsistemas) e m arcos (interligações). A este grafo adiciona-se dois nós suplementares, S (nó de geração ou nó fonte) e T (nó de carga ou nó terminal) e define-se novos arcos entre os nós S e T e cada um dos subsistemas. Associa-se aos arcos, capacidades: ao arco do nó S ao nó j , a capacidade de geração G_j ; ao arco do nó j ao nó T, a demanda D_j e ao arco que interliga os nós h e j , seu limite de capacidade T_{kj} .

Obtem-se, assim, um grafo capacitado, conforme o que ilustra a Figura V.1 (para $n=3$ e $m=3$), onde as capacidades dos arcos são todas, variáveis aleatórias.

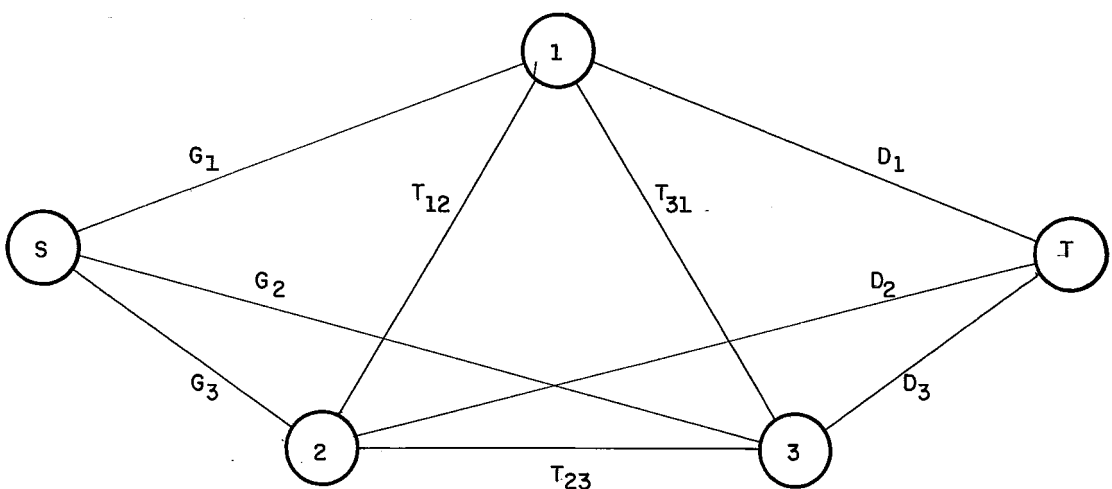


Figura V.1 - Representação do sistema de geração

As capacidades de geração de cada subsistema serão dadas por um modelo análogo ao exposto no Capítulo III (maiores detalhes no item V.1.2).

As capacidades de interligações entre dois subsistemas são descritas pelo mesmo modelo exposto no item IV.1.2. Para simplificar a notação, neste capítulo não será feita a distinção entre T_{kj} e T_{jk} embora as capacidades de transmissão em cada sentido possam ser diferentes.

O modelo da demanda segue as mesmas hipóteses feitas para dois subsistemas interligados (ver item IV.1.4). Assim, a demanda total do sistema é uma v.a. cuja f.d.p. é obtida discretizando-se a sua curva de carga mensal (em p.u.) em intervalos equiprováveis $\{d^h, k=1,2,\dots,ND\}$. A demanda em cada subsistema é obtida multiplicando-se a demanda total por um fator de participação α_{jk} de tal forma que

$$d_j^h = \alpha_{jk} \cdot d^h \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (V.1)$$

$$\sum_{j=1}^n \alpha_{jk} = 1 \quad k = 1, 2, \dots, ND \quad (V.2)$$

Um estado x do sistema é definido a partir do estado de seus componentes, ou seja, a condição hidrológica combinada com a disponibilidade de geradores (que definem os valores g_j), as capacidades de interligação (que definem os valores t_{kj}) e o nível de carga do sistema (que define os valores d_j). O estado (x) é portanto um vetor de dimensão $L = n + m + 1$, ou seja,

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_L)$$

Uma relação de ordem entre dois estados x^1 e x^2 só é definida se for válida para todas as componentes, ou seja, $x^1 \geq x^2$ se todos os componentes $x_h^1 \geq x_h^2$ e vice-versa.

Para um dado estado x do sistema, a demanda máxima que pode ser atendida corresponde ao valor do fluxo máximo de S para T no grafo representativo do sistema (Figura V.1). Assim, o problema de maximização do atendimento à demanda total (ou, equivalentemente, minimização do déficit global de potência) em múltiplos subsistemas interligados pode ser formulado como um problema de fluxo máximo (PFM).

Seja f_{kj} o fluxo entre os nós k e j e seja Ω_j o conjunto de nós diretamente ligados ao nó j . A formulação do PFM é a seguinte:

$$\text{PFM : máx } F(x) = \sum_{j \in \Omega_T} f_{jT}$$

s/a

$$\sum_{k \in \Omega_j} f_{jk} = f_{sj} - f_{jT}, \quad \forall j = 1, 2, \dots, n$$

$$-t_{kj} \leq f_{kj} \leq t_{kj},$$

$$0 \leq f_{jT} \leq d_j, \quad \forall j \in \Omega_T$$

$$0 \leq f_{sj} \leq g_j, \quad \forall j \in \Omega_S \quad (\text{V.3})$$

A função objetivo é maximizar o fluxo que chega ao nó terminal (T), o que, neste caso, significa maximizar o atendimento da carga total. O primeiro conjunto de restrições representa a primeira lei de Kirchoff: a soma algébrica dos fluxos que chegam a cada nó da rede é igual à injeção líquida de potência (geração menos carga) no nó; os demais descrevem os limites de fluxo nas interligações e os limites de capacidade de geração e de carga dos subsistemas. A segunda lei de Kirchoff (lei das malhas) não é considerada.

Um estado x do sistema é dito aceitável se o valor da solução $F(x)$ for igual a demanda total D , e inaceitável se $F(x)$ for menor que D .

O PFM, também conhecido por "modelo de transporte", possui uma importante propriedade: sejam x^1 e x^2 dois estados quaisquer do sistema e $F(x^1)$, $F(x^2)$ as respectivas soluções dos PFM associados

$$x^1 \leq x^2 \Rightarrow F(x^1) \leq F(x^2) \quad (\text{V.4})$$

Este fato permite a seguinte discussão: se um estado x^1 é aceitável, qualquer estado $x^2 > x^1$ também o é, já que o PFM associado a x^1 é mais restrito. Da mesma maneira, se x^2 é inaceitável qualquer estado $x^1 \leq x^2$ também o é, já que o PFM associado a x^1 é mais restrito. Esta propriedade é denominada coerência, sendo a base dos algoritmos de classificação, por partição do "espaço de estados", como os propostos por DOULLIEZ e JAMOULLE (70) e PANG e WOOD (71). Maiores detalhes serão vistos na seção V.3.

V.1.2 - Modelo da Geração

O modelo da geração para múltiplos subsistemas interligados seria uma extensão natural do modelo proposto para dois subsistemas interligados visto na seção IV.1.3. Surge, entretanto, uma dificuldade: um modelo de simulação a usinas individualizadas que leve em conta, implicitamente, na sua regra de operação, as restrições de intercâmbio de energia entre vários subsistemas, tem, em geral, um custo computacional muito elevado. Um exemplo de simulador capaz de tratar este problema é o "Modelo Linear de Intercâmbio entre Subsistemas (MISS)" desenvolvido por TRINKENREICH e PEREIRA (72). Para se ter uma idéia, com este modelo, o custo computacional da etapa de simulação seria mais de 20 vezes maior que o da etapa de cálculo dos índices de confiabilidade.

Tornou-se necessário, então, investigar se a etapa de simulação poderia ser simplificada. Uma alternativa razoável é o chamado modelo a sistema equivalente, proposto por TERRY et alii (74), que representa o sistema hidroelétrico como um Único reservatório de energia e vem sendo usado há muitos anos em estudos de planejamento e operação. A representação a sistema equivalente alia razoável precisão de resultados a um baixo custo computacional. Este modelo foi posteriormente estendido para tratar o caso de múltiplos subsistemas equivalentes interligados eletricamente, levando em conta as restrições de intercâmbio de energia, dando origem ao "Modelo de simulação a Subsistemas equivalentes (MSSSE)", ELETROBRÁS (75). Com este modelo o custo computacional da etapa de simulação para múltiplos subsistemas, fica inferior ao custo computacional da etapa de simulação, para um Único sistema, a usinas individualizadas.

Paralelamente, as empresas de energia elétrica FURNAS e ELETROSUL estão desenvolvendo modelos "híbridos" de simulação a sistema equivalente (para decidir os intercâmbios e operação das térmicas) e a usinas individualizadas (para decidir a geração de cada usina hidroelétrica) - que prometem, na prática, igualar o custo computacional da simulação de múltiplos subsistemas ao custo de simulação de um Único sistema integrado (à usinas individualizadas).

Para o caso de subsistemas interligados em linha é possível fazer-se ainda uma adaptação no simulador de um Único sistema integrado de forma a levar em conta as restrições de intercâmbio, conforme será visto no item V.3.1.

Sendo assim, pode-se estabelecer o seguinte:

- se for possível utilizar um modelo de simulação a usinas individualizadas (híbrido ou não) a amostra de potências disponíveis será obtida diretamente da simulação.
- caso contrário, o modelo da geração deverá ser modificado de forma a permitir a utilização de uma simulação a subsistemas equivalentes. Estas modificações serão discutidas a seguir.

O Modelo a Sistema Equivalente (MSE) foi originalmente desenvolvido com o objetivo de otimizar a geração térmica de um sistema hidrotermoelétrico. Sua metodologia constitui-se, basicamente, de um conjunto de hipóteses simplificadoras que permitem agrupar um sistema hidráulico com várias usinas e reservatórios, situados na maioria das vezes em cascata, em um Único reservatório de energia potencial. Este procedimento torna uma simulação "a sistema equivalente" muitas vezes mais rápida que uma simulação "a usinas individualizadas", viabilizando a utilização do MSE como parte de outros modelos mais abrangentes. (maiores detalhes no Apêndice B).

Por outro lado, o MSE, ao agrupar todas as usinas em um Único reservatório de energia, perde a capacidade de fornecer diretamente uma amostra das potências unitárias disponíveis (X_{ij}), necessária, em princípio, ao cálculo dos índices de confiabilidade. Além disto, as hipóteses simplificadoras necessárias à construção do MSE, tais como desprezar as variações do nível do canal de fuga e os vertimentos localizados, supor uma "operação em paralelo" dos reservatórios, etc., afetam o próprio valor da Energia Armazenada calculado pelo MSE, o que pode ter repercussões no cálculo de confiabilidade.

Por estes motivos é necessário deixar claro que toda e qualquer metodologia de cálculo de confiabilidade de sistemas hidrotermoelétricos baseada em um Modelo a Sistema Equivalente envolverá grandes aproximações no que diz respeito ao cálculo da distribuição de probabilidades da potência total disponível.

As primeiras tentativas de utilização da representação a sistema equivalente, realizados por PEREIRA, CUNHA e OLIVEIRA (76) e LUNDEQVIST (77), consistiram na obtenção de curvas "potência unitária disponível na usina x energia armazenada no sistema equivalente". Estas curvas eram obtidas a partir dos dados básicos das usinas e do conhecimento de uma regra de operação empírica traduzida em faixas de deplecionamento dos reservatórios que fosse, tanto quanto possível, compatível com as regras de operação utilizadas nos modelos de simulação a usinas individualizadas. Com estas curvas, conhecido um estado de armazenamento do sistema, ficavam determinadas as potências unitárias disponíveis em todas as usinas e o problema recaía no cálculo da LOLP a usinas individualizadas.

Após alguns testes, verificou-se que esta não é a melhor forma de se utilizar a representação a sistema equivalente e, neste trabalho, sugere-se um procedimento alternativo. A idéia básica é a seguinte:

- Existem duas situações extremas para as quais as potências unitárias de todas as usinas são conhecidas a priori (independente de simulação): sistema completamente cheio e sistema completamente vazio. Para estas duas situações pode-se calcular a priori as f.d.p. da potência disponível no sistema.
- Para os demais estados de armazenamento, a f.d.p. da potência total disponível é obtida por interpolação utilizando-se como parâmetro o valor da potência virtual (PV) do sistema.
- A potência virtual do sistema é estimada como uma função empírica, $PV(EA)$, da energia armazenada no sistema (obtida da simulação a sistema equivalente)

Este procedimento será visto, em detalhe, na seção V.3.2. O importante de se observar neste ponto é que este procedimento conduz ao seguinte modelo do sistema de geração:

- cada subsistema é composto de um certo número de usinas fixas (cuja potência unitária independe do estado de armazenamento do sistema) e de um certo número de usinas variáveis (usinas hidráulicas com reservatório).

- a função biunívoca $PV(EA)$ determina que todas as usinas variáveis enchem e esvaziam seguindo um conjunto limitado de trajetórias, implícito na particular função $PV(EA)$ escolhida.
- a variação (com a hidrologia) da potência garantida do subsistema é proporcional à variação da sua potência virtual, para todos os níveis de risco.

Com estas hipóteses sobre o sistema de geração é possível obter as f.d.p. da potência disponível em cada subsistema, condicionados à ocorrência de cada série hidrológica, utilizando um modelo de simulação a subsistemas equivalentes.

IV.1.3 - Modos de falha do sistema

Conforme mencionado no item V.1.1, um estado x do sistema é dito inaceitável, se o fluxo máximo no grafo, associado a este estado, $F(x)$, for inferior a demanda total D . Para o problema de múltiplos subsistemas interligados, existem, no entanto, muitas maneiras distintas de se ter um estado inaceitável (modos de falha). O problema de fluxo máximo (PFM) é um problema de programação linear. A análise do problema dual do PFM permite visualizar os diferentes modos de falha do sistema. Simplificadamente, um corte K entre os nós S e T do grafo é um conjunto de arcos que, ao serem retirados, divide o grafo em dois subgrafos disjuntos contendo, respectivamente, os nós S e T . A figura V.2 apresenta em tracejado alguns cortes.

Dado um estado x do sistema, a capacidade de um corte $CK(x)$ é a soma das capacidades dos arcos a ele pertencentes. Um corte entre S e T é dito corte mínimo $K^*(x)$ se sua capacidade for mínima entre todos os cortes possíveis, ou seja,

$$CK^*(x) = \min_R \{ CK^R(x) \} \quad (V.5)$$

O teorema do fluxo máximo/corte mínimo, de FORD e FULKERSON (78), assegura que a capacidade do corte mínimo $CK^*(x)$ é igual ao valor do fluxo máximo entre S e T . Consequentemente, todo arco pertencente ao corte mínimo $K^*(x)$ estará saturado (fluxo igual

a sua capacidade.

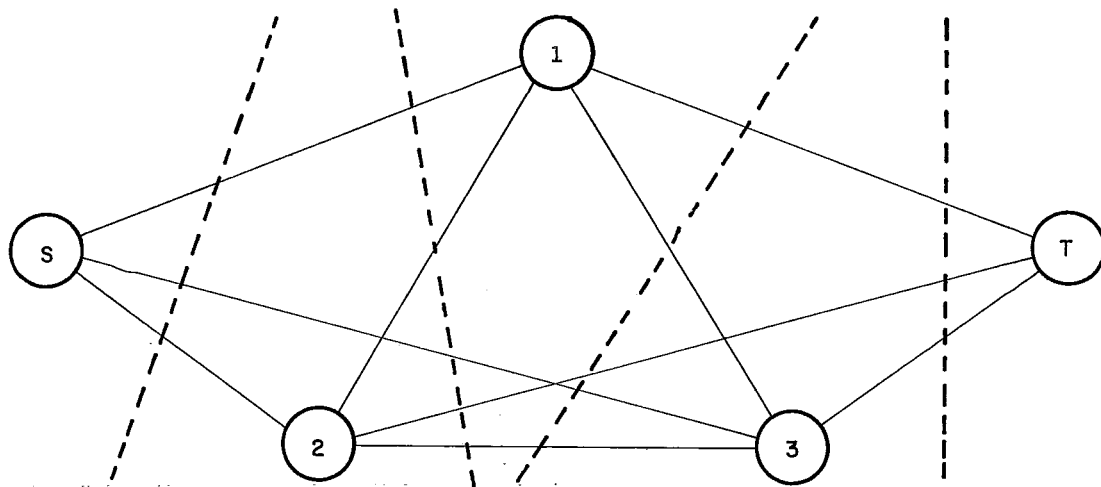


Figura V.2 - Exemplos de cortes no grafo

O corte mínimo divide o sistema em duas regiões: uma à sua esquerda (subgrafo com o nó S) e outra à sua direita (subgrafo com o nó T). O conjunto dos subsistemas que ficam à esquerda do corte mínimo é denotado por $SE(x)$; e os à direita por $SD(x)$.

Se um nó $j \in SE(x)$, seu arco de demanda (j, T) pertence ao corte mínimo e por isto está saturado (demanda atendida). Consequentemente, o conjunto $SE(x)$ é também chamado região segura.

Se o estado x é inaceitável existe um déficit no sistema de valor igual a $[D - CK^*(x)]$ que deverá ser repartido entre os nós $j \in SD(x)$. Consequentemente o conjunto $SD(x)$ é também chamado região insegura. Se um estado é aceitável o conjunto $SD(x)$ é vazio.

Em princípio, qualquer corte pode ser mínimo, dependendo do estado x ; para um sistema composto de n subsistemas existem 2^n cortes possíveis. Destes cortes, um corresponde aos estados aceitáveis (demanda global atendida) e 2^{n-1} correspondem a es-

tados inaceitáveis. Como a cada um destes cortes correspondem uma diferente divisão em regiões seguras e inseguras, diz-se que o sistema possui 2^{n-1} modos de falha distintos.

Para exemplificar, considere-se o mais simples sistema interligado ($n=2, m=1$) representado na figura V.3 .

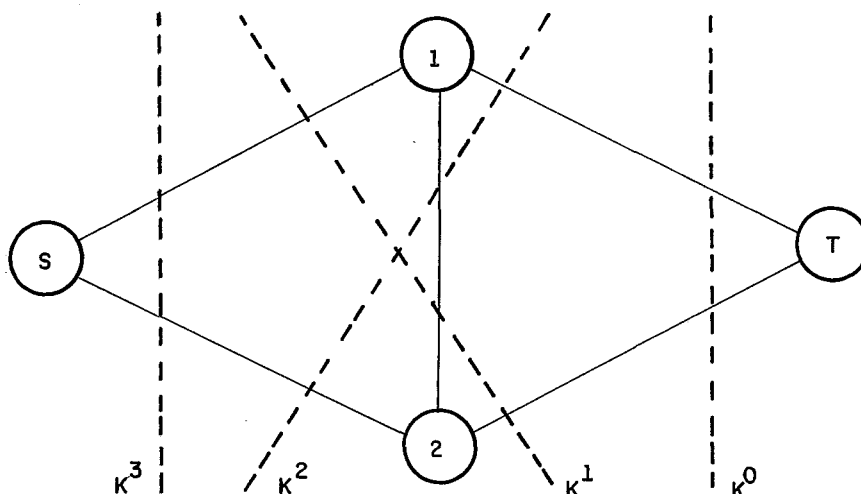


Figura V.3 - Conjunto de cortes possíveis no grafo

Os 2^n cortes entre S e T estão assinalados na figura: K^0 (correspondente a estados aceitáveis), K^1, K^2, K^3 (estados inaceitáveis).

Suponha, por exemplo, um sistema com as demandas \bar{d}_1 e \bar{d}_2 fixas, a interligação limitada entre 0 e t_{12} , e, para uma dada condição hidrológica, g_1 e g_2 variando entre 0 e os limites superiores \bar{g}_1 e \bar{g}_2 , respectivamente. O espaço de estados X é dado pelo cubo de dimensão $n+m=3$ representado na figura V.4.

As capacidades dos cortes em funções das componentes do estado $x(g_1, g_2, t_{12})$ e das demandas \bar{d}_1 e \bar{d}_2 são:

$$CK^0(x) = \bar{d}_1 + \bar{d}_2 \quad (V.6)$$

$$CK^1(x) = g_1 + t_{12} + \bar{d}_2 \quad (V.7)$$

$$CK^2(x) = g_2 + t_{12} + \bar{d}_1 \quad (V.8)$$

$$CK^3(x) = g_1 + g_2 \quad (V.9)$$

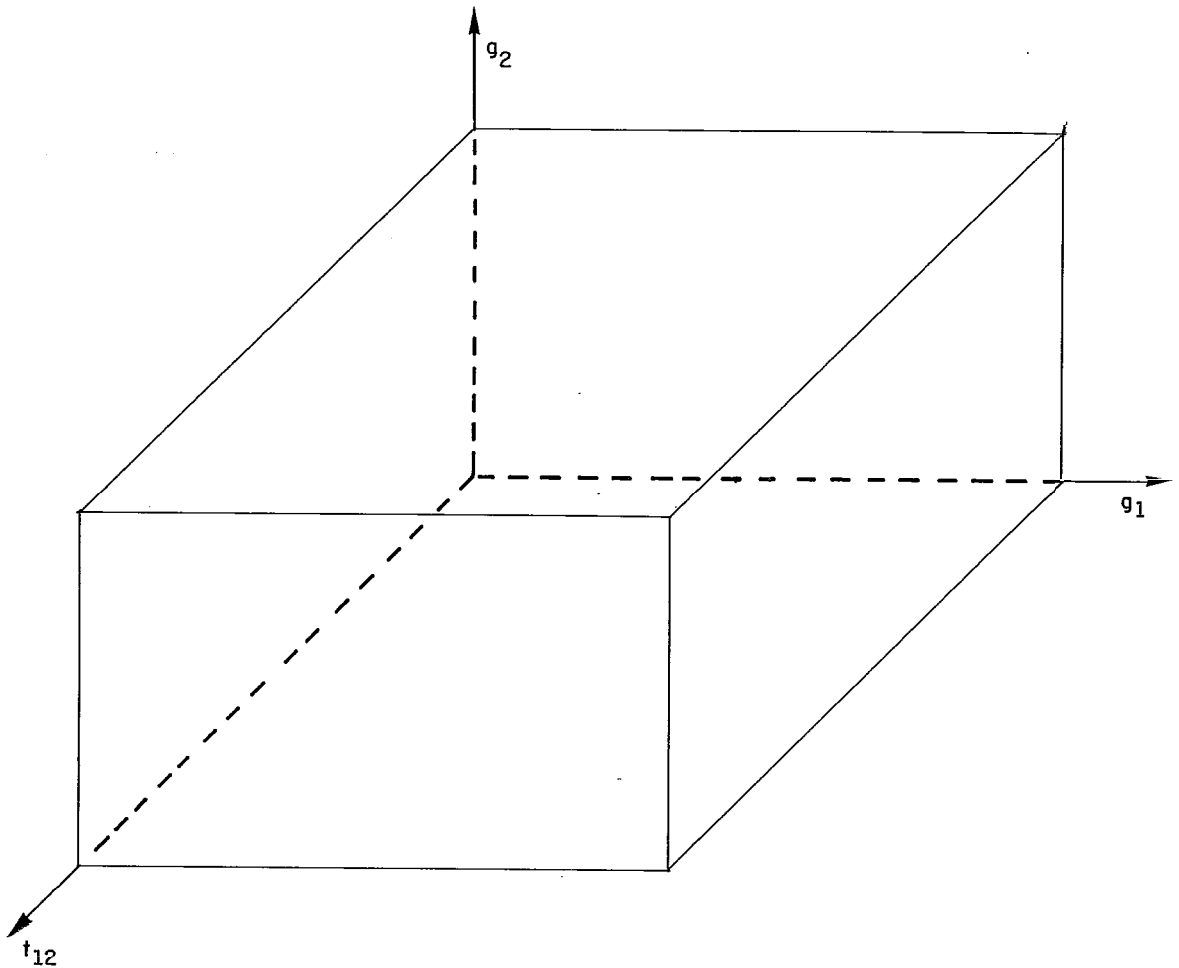


Figura V.4 - Espaço de estados do sistema

Um corte κ^ℓ será mínimo se e somente se

$$CK^R(x) \leq CK^i(x) \quad \forall i \neq \ell \quad (V.10)$$

Estas desigualdades permitem caracterizar o conjunto de estados associado a cada corte mínimo. Para se obter conjuntos mutuamente exclusivos, arbitra-se que estados pertencentes à interseção de dois ou mais conjuntos serão contados apenas no conjunto correspondente ao corte "mais à direita" (este critério pressupõe a existência de uma relação de ordem entre os nós, de T para S). Inversamente, este critério serve para se arbitrar qual é o corte mínimo quando ocorre degeneração, ou seja, existem dois ou mais cortes de capacidade mínima associados a um certo estado x. Para este exemplo, tem-se os seguintes conjuntos:

a) Estados aceitáveis - associados ao corte K^0

$$X^0 = \left\{ x \in X \left[\begin{array}{l} CK^0(x) \leq CK^1(x) : d_1 \leq g_1 + t_{12} \\ CK^0(x) \leq CK^2(x) : d_2 \leq g_2 + t_{12} \\ CK^0(x) \leq CK^3(x) : d_1 + d_2 \leq g_1 + g_2 \end{array} \right. \right\} \quad (V.11)$$

b) Estados inaceitáveis - associados ao corte K^1

$$X^1 = \left\{ x \in X \left[\begin{array}{l} CK^1(x) < CK^0(x) : d_1 > g_1 + t_{12} \\ CK^1(x) \leq CK^2(x) : d_1 - d_2 \geq g_1 - g_2 \\ CK^1(x) \leq CK^3(x) : d_2 \leq g_2 + t_{12} \end{array} \right. \right\} \quad (V.12)$$

c) Estados inaceitáveis - associados ao corte K^2

$$X^2 = \left\{ x \in X \left[\begin{array}{l} CK^2(x) < CK^0(x) : d_2 > g_2 + t_{12} \\ CK^2(x) < CK^1(x) : d_1 - d_2 < g_1 - g_2 \\ CK^2(x) \leq CK^3(x) : d_1 \leq g_1 - t_{12} \end{array} \right. \right\} \quad (V.13)$$

d) Estados inaceitáveis - associados ao corte K^3

$$X^3 = \left\{ x \in X \left[\begin{array}{l} CK^3(x) < CK^0(x) : d_1 + d_2 > g_1 + g_2 \\ CK^3(x) < CK^1(x) : d_2 > g_2 - t_{12} \\ CK^3(x) < CK^2(x) : d_1 > g_1 - t_{12} \end{array} \right. \right\} \quad (V.14)$$

Observe que os conjuntos X^0 , X^1 , X^2 e X^3 constituem uma partição para o espaço de estados X , pois,

$$X = X^0 \cup X^1 \cup X^2 \cup X^3 \quad (V.15)$$

$$X^i \cap X^j = \emptyset; i \neq j \quad (V.16)$$

A figura V.5 ilustra graficamente esta partição para um sistema de três dimensões onde, $\bar{g}_1 = 15$, $\bar{g}_2 = 9$, $t_{12} = 5$, $d_1 = 10$, $d_2 = 6$.

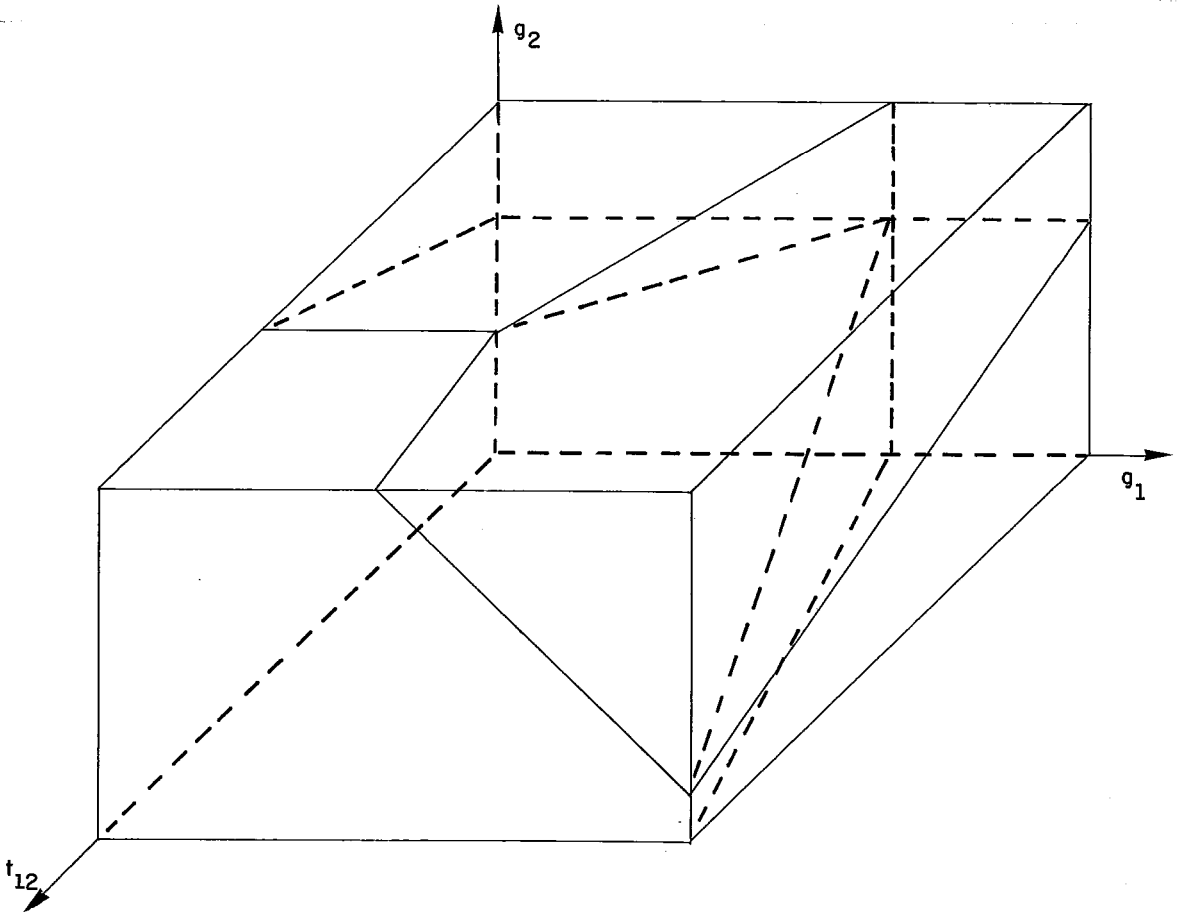


Figura V.5 - Partição do espaço de estados

Um "conjunto de estados do sistema associado a um mesmo corte mínimo" será doravante denominado por meco (mesmo corte).

Um meco tem sempre a forma de um poliedro convexo do \mathbb{R}^L , definido a partir de um sistema de desigualdades lineares. Assim, para este exemplo, existem quatro mecos distintos X^0 , X^1 , X^2 e X^3 , cuja forma pode ser melhor observada na Figura V.6 (vista explodida da Figura V.5)

A cada meco inaceitável (2^{n-1}) corresponde uma certa configuração de subsistemas inseguros (situados à direita do corte mínimo). Neste exemplo tem-se:

MECO	SUBSISTEMAS INSEGUROS
X_1	1
X_2	2
X_3	1 e 2

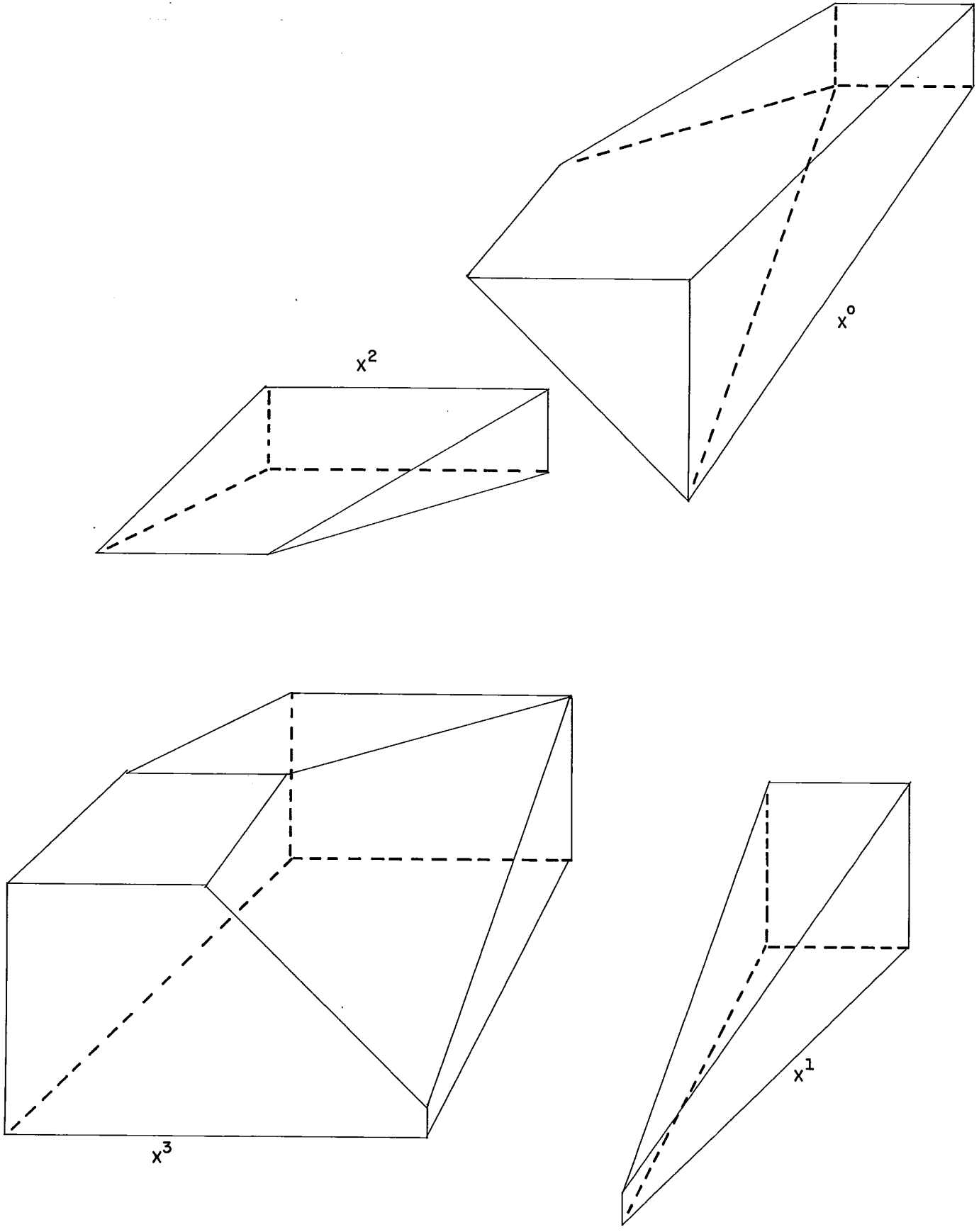


Figura V.6 - Subconjuntos de estados de mesmo corte mínimo (mecos).

Nos mecos X^1 e X^2 só há um subsistema inseguro e, portanto, é nele próprio que se concentra o déficit. No meco X^3 , para se caracterizar qual(is) o(s) subsistema(s) em déficit, é necessário definir um protocolo de repartição de déficit, conforme será visto no próximo item.

A decomposição do espaço de estados em mecos, torna possível uma perfeita caracterização dos diversos modos de falha do sistema e facilita a definição de índices de confiabilidade mais seletivos, conforme será visto na seção V.2 .

V.1.4 - Protocolos de intercâmbio

Analogamente ao que foi visto no item IV.1.6, quando existem dois ou mais subsistemas na região insegura (à direita do corte), é necessário definir qual o critério de repartição do déficit, ou seja, qual o protocolo de intercâmbio:

- i) Pelo protocolo repartição-de riscos , o déficit da região é distribuído por todos os subsistemas a ela pertencentes.
- ii) Pelo protocolo repartição de reservas, o déficit só ocorrerá nos subsistemas que não são auto-suficientes, isto é, cuja demanda é superior a sua capacidade de geração.

Há outros protocolos possíveis, como definir prioridades para atendimento de cargas, contratos pré-estabelecidos , etc . Por dependerem de definições específicas, não serão analisados neste trabalho.

Pelo primeiro protocolo, todos os subsistemas à direita do corte estão "em perda de carga". Já no segundo, estão excluídos os subsistemas à direita do corte cuja capacidade de geração seja superior à sua carga. Desta forma, para o protocolo de repartição de reservas o meco X^3 pode ser dividido em três sub-regiões, denominadas submecos:

$$X_1^3 = \{ x \in X^3 \mid g_1 \leq d_1, g_2 \leq d_2, \forall t_{12} \} \quad (V.17)$$

$$X_2^3 = \{ x \in X^3 \mid g_1 \leq d_1, g_2 > d_2, \forall t_{12} \} \quad (V.18)$$

$$X_3^3 = \{ x \in X^3 \mid g_1 > d_1, g_2 \leq d_2, \forall t_{12} \} \quad (V.19)$$

No submeco X_1^3 somente o subsistema 1 está em déficit, no submeco X_2^3 , somente o subsistema 2, e no submeco X_3^3 , ambos es tão com perda de carga. Esta subdivisão de X^3 é ilustrada graficamente nas figuras V.7 e V.8 .

Para os mecos X^1 e X^2 , em que só há um subsistema inseguro, os dois protocolos se confundem.

Cabe reparar que o déficit do sistema é o mesmo independente do protocolo adotado, já que ele é função unicamente da capacidade do corte mínimo. O protocolo define quais os subsistemas que estão em déficit. Pode-se dizer que, em termos de ca da subsistema, o protocolo repartição de reservas é preferível ao repartição de risco pois ele não aumenta o seu risco próprio ao ser interligado ao resto do sistema, enquanto que pelo protocolo repartição de risco um subsistema pode ficar em déficit ape sar de sua geração própria ser capaz de suprir sua carga pró pria.

Os protocolos analisados, embora definam quais os subsistemas que estão em déficit, não quantificam a repartição deste déficit entre eles. Para isto, é necessário explicitar ainda uma política de racionamento ou de corte de carga entre os subsistemas.

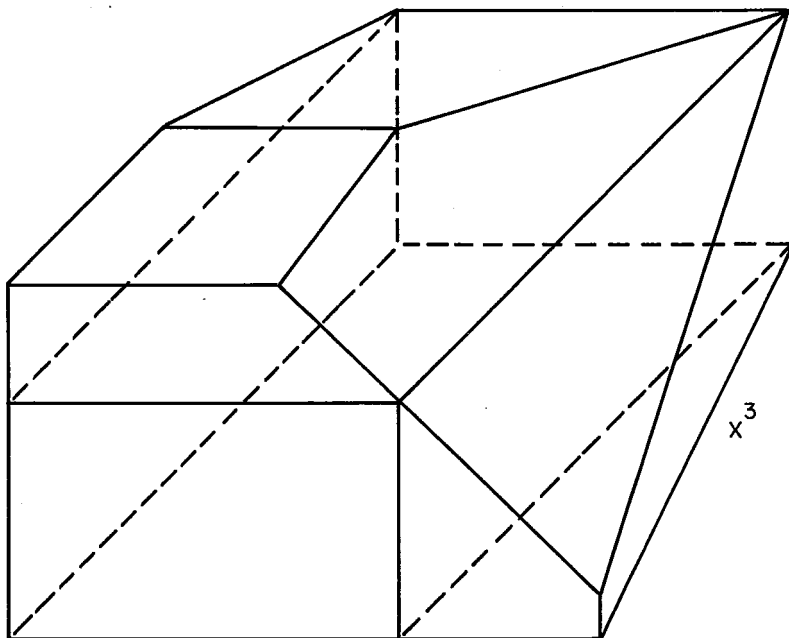


Figura V.7 - Subdivisões pelo protocolo repartição de reservas

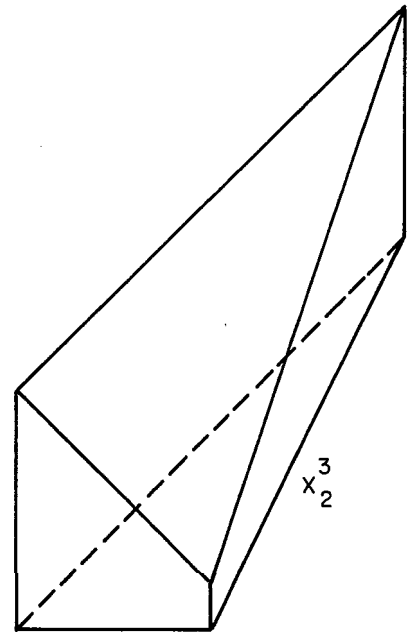
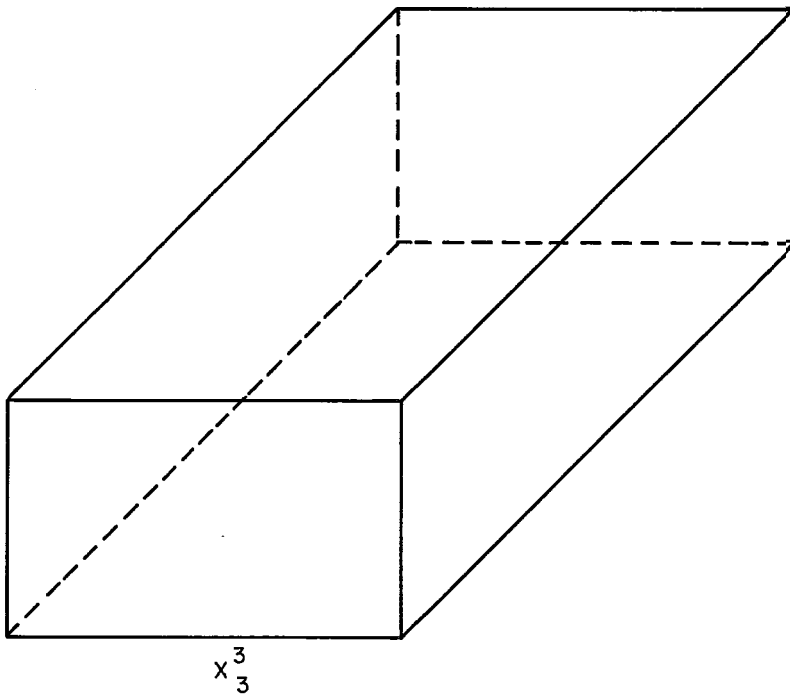
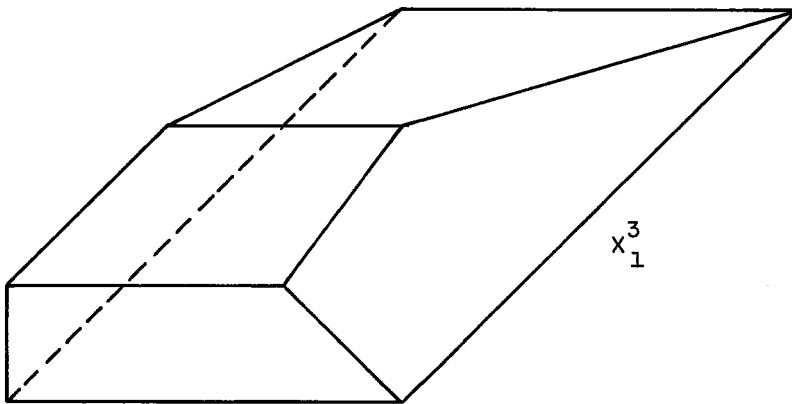


Figura V.8 - Subconjuntos de estados com a mesma repartição do déficit (submecos)

V.2 - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ESCOLHIDOS

O estudo da confiabilidade de múltiplos subsistemas interligados tem por objetivo, não apenas avaliar o desempenho global do sistema, mas também indicar onde o sistema deverá ser reforçado. Por este motivo, selecionou-se, para este problema, um conjunto de índices mais abrangente que permite analisar diversos aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema global. Estes índices podem ser agrupados em quatro categorias:

- índices globais (do sistema)
- Índices por subsistema
- índices de sensibilidade
- índices auxiliares

De um modo geral, todos os índices de confiabilidade são estimados como o valor esperado de uma função indicadora, sobre o espaço de estados, ou seja,

$$IND = \sum_{x^i \in X} IND(x^i) P(x^i) \quad (v.20)$$

onde $P(x^i)$ representa a probabilidade do i -ésimo estado x^i , que é obtida a partir da probabilidade do estado de cada componente. Nos próximos itens serão definidos e interpretados as funções indicadoras de cada índice selecionado.

V.2.1 - Índices Globais

Os índices globais de confiabilidade se referem ao sistema global constituído dos múltiplos subsistemas interligados. Estes índices refletem o desempenho do sistema como um todo e são utilizados para comparação de alternativas. Os índices globais selecionados são os seguintes:

- Probabilidade de déficit de potência no sistema (LOLP)
- Energia não suprida pelo sistema global (ENS)
- Probabilidade de déficit de potência por insuficiência da capacidade de geração (LOLPG)
- Probabilidade de déficit de potência por insuficiência de capacidade de transmissão (LOLPT)

- Energia não suprida por insuficiência de capacidade de geração (ENSG)
- Energia não suprida por insuficiência de capacidade de transmissão (ENST)

Cada um destes índices é formulado da maneira que se segue:

$$\text{LOLP}(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } \text{CK}^*(x^i) < d^i \\ 0 & ; \text{ se } \text{CK}^*(x^i) \geq d^i \end{cases} \quad (\text{V.21})$$

onde

$\text{CK}^*(x^i)$ = capacidade do corte mínimo associado ao i -ésimo estado

d^i = demanda global do sistema no i -ésimo estado

O índice LOLP expressará o número de horas no mês em que, em média, ocorrerá algum déficit de potência no sistema global. Este índice é considerado o principal índice de desempenho do sistema, pois quando seu valor for pequeno, todos os demais índices serão pequenos e pode-se dizer que o sistema é confiável.

$$\text{XLNS}(x^i) = \begin{cases} [d^i - \text{CK}^*(x^i)] / \text{LOLP} & ; \text{ se } \text{CK}^*(x^i) < d^i \\ 0 & ; \text{ se } \text{CK}^*(x^i) \geq d^i \end{cases} \quad (\text{V.22})$$

O índice XLNS expressará o valor esperado do déficit de potência (em MW), dado que ele ocorre. Frequentemente, utiliza-se, ao invés do índice XLNS, o índice

$$\text{ENS} = \text{XLNS} \cdot \text{LOLP} \cdot 730$$

O índice ENS expressa a quantidade de energia (em MWh) que deixará de ser suprida, em média, ao longo de um mês médio (730 horas). Este déficit de energia deve-se exclusivamente às restrições nas capacidades de geração ou transmissão, não estando incluído, portanto, o déficit de energia por escassez das fontes primárias (água, combustível, etc.).

Desta forma o índice ENS complementa o índice LOLP fornecendo informação sobre a "profundidade" do déficit, e permitindo uma quantificação econômica da confiabilidade.

$$\text{LOLPG}(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } g^i < d^i \\ 0 & ; \text{ se } g^i \geq d^i \end{cases} \quad (\text{V.23})$$

onde

$$g^i = \sum_{j=1}^n g_j^i = \text{capacidade total de geração do sistema no } i\text{-ésimo estado}$$

O índice LOLPG expressará a probabilidade, em horas/mês, da ocorrência de uma insuficiência global de geração independente do estado da rede.

Por construção será sempre válida a seguinte relação,

$$\text{LOLPG} \leq \text{LOLP} \quad (\text{V.24})$$

Observe que este corresponde ao índice "LOLP do sistema de geração" obtido pelo modelo do Capítulo III, onde considera-se que toda a geração e toda a carga estão concentradas em uma Única "barra" (subsistema).

$$\text{LOLPT}(x^i) = \text{LOLP}(x^i) - \text{LOLPG}(x^i) \quad (\text{V.25})$$

O índice LOLPT expressará a probabilidade, em horas/mês, de ocorrência de alguma insuficiência na capacidade de transporte das interligações, dado que não há déficit na capacidade global de geração.

Observe que, por construção, os índices LOLPT e LOLPG são mutuamente exclusivos e

$$\text{LOLPG} + \text{LOLPT} = \text{LOLP} \quad (\text{V.26})$$

Deste modo, LOLPT representa a parcela da probabilidade de déficit de potência (LOLP) que pode ser eliminada à medida em que as interligações do sistema tendem para uma interligação firme (capacidade infinita e 100% confiável).

$$\text{ENSG}(x^i) = \begin{cases} (d^i - g^i) \cdot 730 & ; \text{ se } g^i < d^i \\ 0 & ; \text{ se } g^i \geq d^i \end{cases} \quad (\text{V.27})$$

O índice ENSG expressará a parcela de energia em MWh que deixará de ser suprida, em média, durante um mês médio (730 horas), devido à insuficiência da capacidade global de geração.

Por construção, será sempre válida a seguinte relação,

$$\text{ENSG} \leq \text{ENS} \quad (\text{V. 28})$$

Observe que o valor $\text{XLNSG} = \text{ENSG} / (\text{LOLP} * 730)$ fornecerá o valor esperado do déficit (em MW), dado que ocorre, exclusivamente devido à insuficiência da capacidade global de geração (corresponde, portanto, ao índice que seria obtido com o modelo do capítulo III).

$$\text{ENST}(x^i) = \text{ENS}(x^i) - \text{ENSG}(x^i) \quad (\text{V. 29})$$

O índice ENST expressará a parcela de energia em MWH que deixará de ser suprida, em média, durante um mês médio (730 horas) devido à insuficiência na capacidade de transporte das interligações.

Observe que, por construção, os índices ENSG e ENST são complementares, ou seja,

$$\text{ENSG} + \text{ENST} = \text{ENS} \quad (\text{V. 30})$$

Desta forma, ENST representa a parcela de ENS que pode ser eliminada à medida em que as interligações do sistema tendem para uma interligação firme (capacidade "infinita" e 100% confiável).

V.2.2 - Índices por subsistema

Além de avaliar o desempenho global do sistema, o estudo de confiabilidade deve avaliar também o desempenho de cada subsistema isoladamente e o benefício de sua interligação ao sistema global. Os índices selecionados foram os seguintes:

- Probabilidade de déficit de potência de cada subsistema j isolado (LOLPSI_j)
- Probabilidade de déficit de potência de cada subsistema j interligado ao sistema (LOLPS_j)

Estes índices são formulados da maneira que se segue:

$$\text{LOLPSI}_I(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } g_j^i < d_j^i \\ 0 & ; \text{ se } g_j^i \geq d_j^i \end{cases} \quad (\text{V.31})$$

onde

g_j^i = capacidade de geração do subsistema j no i -ésimo estado do sistema

d_j^i = demanda do subsistema j no i -ésimo estado do sistema

O índice LOLPSI_j expressará a probabilidade, em horas/mês, de ocorrência de déficit de potência no sistema j , caso ele estivesse isolado do resto do sistema. Pode ser entendido também como a sua "LOLP própria de geração", ou seja, a mesma que seria fornecida pelo modelo do Cap. III para o subsistema j isolado.

$$\text{LOLPS}_j(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } j \in \text{SD}(x^i) \text{ e } g_j^i < d_j^i \\ 0 & ; \text{ se } j \in \text{SD}(x^i) \text{ e } g_j^i \geq d_j^i \\ 0 & ; \text{ se } j \in \text{SE}(x^i) \end{cases} \quad (\text{V.32})$$

O índice LOLPS_j expressará o número de horas no mês em que, em média, ocorrerá déficit de potência no subsistema j , usando como protocolo de repartição de déficits o protocolo "repartição de reservas".

Por este protocolo todos os subsistemas devem atender prioritariamente a sua carga própria e por conseguinte só podem estar em déficit se não forem auto-suficiente de geração, independente do estado da rede (para outros protocolos, ver item V.1.4).

Observe que, por construção, será sempre válida a seguinte relação,

$$\text{LOLPS}_j \leq \text{LOLPSI}_j \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (\text{V.35})$$

Isto significa que, pelo protocolo repartição de reservas a interligação só pode beneficiar o subsistema e este benefício pode ser quantificado pela diferença $\text{LOLPSI}_j - \text{LOLPS}_j$

Observe que, também por construção,

$$\text{LOLPS}_j \leq \text{LOLP} \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (\text{V.34})$$

O conjunto dos índices $LOLPS_j$ informa como se distribui o risco de déficit de potência entre os diversos subsistemas permitindo a identificação de pontos críticos.

V.2.3 - Índices de sensibilidade

Como foi visto no item V.1.1, o problema de cálculo do corte de carga mínimo para um certo estado do sistema é modelado como um problema de fluxo máximo (PFM) e, portanto, é um problema de programação linear. Os teoremas da análise de sensibilidade da programação linear permitem obter a derivada do valor ótimo da função objetivo, no caso, o fluxo máximo, com relação às restrições, no caso, capacidades máximas de geração e interligação.

Para cada estado \mathbf{x} , esta derivada também conhecida como multiplicador ou variável dual associada a uma restrição deste PFM, é dada por:

$$\pi_{kj}(\mathbf{x}) = \frac{\partial F(\mathbf{x})}{\partial c_{kj}} = \begin{cases} 1 & \text{se o arco } (k, j) \text{ pertence ao corte} \\ & \text{mínimo } K^*(\mathbf{x}) \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (V.35)$$

onde F é o valor do fluxo máximo e c_{kj} é o valor da capacidade do arco (k, j) seja ele um arco de geração, demanda ou interligação.

Este resultado pode ser facilmente entendido lembrando-se que todos os arcos que pertencem ao corte mínimo estão saturados e são eles que limitam o aumento de fluxo. Um acréscimo (suficientemente pequeno para não mudar o corte mínimo) na capacidade de qualquer um destes arcos permitirá um igual acréscimo do fluxo máximo. Por outro lado, os arcos que não pertencem ao corte mínimo, em princípio, estão "folgados" e por conseguinte, um pequeno acréscimo em suas capacidades não provocará nenhum aumento do fluxo máximo.

Visando a definição de índices de confiabilidade é conveniente redefinir os multiplicadores em termos da variação do corte de carga mínimo ou energia não suprida (por hora). Dado um certo estado \mathbf{x} , a energia não suprida é dada pela diferença en

tre a demanda global a ser atendida e o valor do fluxo máximo de S para T, ou seja,

$$\text{ENS}(\mathbf{x}) = D(\mathbf{x}) - F(\mathbf{x}) \quad (\text{V.36})$$

$$\frac{\partial \text{ENS}(\mathbf{x})}{\partial c_{kj}} = \frac{\partial [D(\mathbf{x}) - F(\mathbf{x})]}{\partial c_{kj}} = - \frac{\partial F(\mathbf{x})}{\partial c_{kj}} = - \pi_{kj}(\mathbf{x}) \quad (\text{V.37})$$

$$\therefore \pi_{kj}(\mathbf{x}) = - \frac{\partial \text{ENS}(\mathbf{x})}{\partial c_{kj}} \quad (\text{V.38})$$

A expressão (V.38) informa que o valor do multiplicador $\pi_{kj}(\mathbf{x})$ pode ser interpretado, então, como "de quanto diminui a ENS do sistema por acréscimo unitário da capacidade do arco(k,j)"

Estes resultados tornam possível a definição de índices de sensibilidade média da confiabilidade do sistema global a reforços na capacidade instalada do sistema. Estes índices são muito Úteis para fornecer indicações sobre onde o sistema deverá ser reforçado. Os índices de sensibilidade selecionados foram :

- Benefício marginal do acréscimo da capacidade de geração de cada subsistema j (r_j)
- Benefício marginal do acréscimo da capacidade de cada interligação em cada sentido (r_{jk} e π_{kj})

Estes índices são formulados da maneira que se segue

$$\pi_j(\mathbf{x}^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } j \in \text{SD}(\mathbf{x}^i) \\ 0 & ; \text{ se } j \in \text{SE}(\mathbf{x}^i) \end{cases} \quad (\text{V.39})$$

onde

$\text{SD}(\mathbf{x}^i)$ = conjunto de subsistemas que estão "à direita" do corte mínimo no i-ésimo estado

$\text{SE}(\mathbf{x}^i)$ = conjunto de subsistemas que estão "à esquerda" do corte mínimo no i-ésimo estado

O índice π_j expressará de quantos MW-mês será reduzida, em média, a energia não suprida no mês devido ao acréscimo de 1 MW firme na capacidade de geração do subsistema j.

Em outras palavras, o índice π_j traduz o benefício marginal do incremento da capacidade de geração do subsistema j em

termos da redução do déficit global, o que pode ser quantificado economicamente. Desta forma, o conjunto de índices π_j pode ser utilizado para selecionar economicamente as melhores alternativas de reforço da capacidade de geração do sistema.

Observe também que, por construção, será sempre válida a seguinte relação,

$$\text{LOLPS}_j \leq \pi_j \leq \text{LOLP} \quad j=1,2,\dots,n \quad (\text{V.40})$$

O índice π_j permite, assim, verificar o "grau de abrangência" do benefício introduzido por um acréscimo da capacidade de geração do subsistema j . Quando $\pi_j = \text{LOLPS}_j$, este benefício se concentra no subsistema j ; quando $\pi_j = \text{LOLP}$ este benefício se estende a todo o sistema. Este grau de abrangência pode então ser quantificado pela diferença $\pi_j - \text{LOLPS}_j$. A importância deste fenômeno está limitada pela diferença $\text{LOLP} - \text{LOLPS}_j$.

$$\pi_{jk}(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } j \in \text{SE}(x^i) \text{ e } k \in \text{SD}(x^i) \\ 0 & ; \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (\text{V.41})$$

$$\pi_{kj}(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } k \in \text{SE}(x^i) \text{ e } j \in \text{SD}(x^i) \\ 0 & ; \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (\text{V.42})$$

O índice $\pi_{jk}(\pi_{kj})$ expressará de quantos Mw-mês será reduzida, em média, a energia não suprida no mês, devido ao acréscimo de 1 MW firme na capacidade da interligação $j \rightarrow k$ ($k \rightarrow j$). A interligação pode ter capacidades diferentes em cada sentido.

Em outras palavras, o índice $\pi_{jk}(\pi_{kj})$ traduz o benefício marginal do incremento da capacidade da interligação $j \rightarrow k$ ($k \rightarrow j$) em termos da redução do déficit global, o que pode ser quantificada economicamente. Desta forma, o conjunto de índices π_{jk} e π_{kj} pode ser utilizada para selecionar economicamente as melhores alternativas de reforço da capacidade de interligação do sistema.

É interessante observar que como os índices de benefício marginal de geração π_j e benefício marginal de interligação π_{jk} e π_{kj} estão expressos na mesma unidade (MW-mês/MW), é possível compará-

rã-los entre si. Estes índices possibilitam portanto, a comparação de alternativas de investimento na geração com alternativas de investimento na transmissão.

É interessante observar, ainda, que os índices π_j , π_k , π_{kj} e π_{jk} guardam entre si importantes relações. Para enunciá-las, considera-se, por exemplo, a seguinte partição genérica do espaço de estados x relativa aos subsistemas j e k :

$$X^0 = \{ x \in X \mid k \in SE(x) \text{ e } j \in SE(x) \} \quad (V.43)$$

$$X^1 = \{ x \in X \mid k \in SE(x) \text{ e } j \in SD(x) \} \quad (V.44)$$

$$X^2 = \{ x \in X \mid k \in SD(x) \text{ e } j \in SE(x) \} \quad (V.45)$$

$$X^3 = \{ x \in X \mid k \in SD(x) \text{ e } j \in SD(x) \} \quad (V.46)$$

$$X = X^0 \cup X^1 \cup X^2 \cup X^3 \quad (V.47)$$

$$X^i \cap X^l = 0 \quad ; \quad i \neq l \quad (V.48)$$

De acordo com a definição (V.39) e levando-se em conta a partição (V.43)-(V.46), pode-se escrever:

$$\pi_j = \sum_{x \in X^1} P(x) + \sum_{x \in X^3} P(x) \quad (v.49)$$

De modo análogo, tem-se

$$\pi_k = \sum_{x \in X^2} P(x) + \sum_{x \in X^3} P(x) \quad (V.50)$$

De acordo com a definição (V.42) e levando-se em conta a partição (V.43)-(V.46), pode-se escrever:

$$\pi_{kj} = \sum_{x \in X^1} P(x) \quad (V.51)$$

De modo análogo, tem-se

$$\pi_{jk} = \sum_{x \in X^2} P(x) \quad (V.52)$$

As expressões (V.49) a (V.52) mostram que os índices médios de sensibilidade correspondem a "integrals" da função de probabilidade sobre regiões bem determinadas do espaço de estados X .

Considerando que probabilidades são sempre positivas ,
tem-se imediatamente que,

$$0 \leq \pi_{kj} \leq \pi_j \quad (V.53)$$

$$0 \leq \pi_{jk} \leq \pi_k \quad (v.54)$$

Subtraindo (V.49) de (V.50) e (V.51) de (V.52) tem-se ,

$$\pi_{jk} - \pi_{kj} = \pi_k - \pi_j \quad (v.55)$$

As relações (V.53) a (V.55) mostram que:

- a) O benefício marginal de uma interligação estará sempre limitado ao benefício marginal de geração do sistema onde ela chega.
- b) Os benefícios marginais de interligação são não negativos, ou seja, desprezando-se a 2ª Lei de Kirchoff , um aumento da capacidade de interligação nunca piora a confiabilidade do sistema.
- c) Se $\pi_k > \pi_j$ então $\pi_{jk} > \pi_{kj}$, ou seja, o benefício de um aumento de capacidade de interligação será sempre maior no sentido dos subsistemas mais seguros para os menos seguros.

V.2.4 - Índices auxiliares

A decomposição do conjunto de estados inaceitáveis em subconjuntos correspondentes aos diversos modos de falha do sistema (mecos) permite a definição de índices auxiliares de confiabilidade que indicam como o sistema está falhando. Os índices selecionados são:

- Probabilidade de cada modo de falha (PRK_ℓ).
- Energia não suprida devido a cada modo de falha ($ENSK_\ell$)

Estes índices são formulados da maneira que se segue

$$PRK_\ell(x^i) = \begin{cases} 1 & ; \text{ se } K^*(x^i) = K^R \\ 0 & ; \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (V.56)$$

A cada corte K^ℓ está associado um "modo de falha" do sistema global. O índice PRK_ℓ expressará qual a probabilidade (em horas/mês) de cada um dos possíveis modos de falha do sistema.

Observe que, por construção,

$$\sum_{\ell=1}^{2^n-1} PRK_\ell = LOLP \quad (V.57)$$

O conjunto de índices PRK_ℓ informa como se distribui o risco de déficit de potência pelas diversas modalidades de falha do sistema global permitindo uma identificação das "situações" (causas) mais críticas.

$$ENSK_\ell = \begin{cases} [d^i - CK^*(x^i)]/PRK_\ell & ; \text{ se } K^*(x^i) = K^\ell \\ 0 & ; \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (V.58)$$

O índice $ENSK_\ell$ expressará o valor esperado do déficit de potência, em MWh/h, devido ao modo de falha K_ℓ . Este índice permite visualizar o impacto de cada modo de falha (diretamente relacionados com as causas da falha) na confiabilidade do sistema. Observe que, por construção, será sempre válida a seguinte relação:

$$\sum_{\ell=1}^{2^n-1} PRK_\ell \cdot ENSK_\ell = (LOLP \cdot ENS) \quad (v.59)$$

V.3 - MÉTODO DE SOLUÇÃO

Conforme o que foi visto na seção V.1, a avaliação da confiabilidade de múltiplos subsistemas interligados requer uma metodologia bem mais complexa que a necessária para um ou dois subsistemas. Pode-se mostrar também que o número de estados possíveis do sistema cresce linearmente com o número de séries hidrológicas e o número de níveis de demanda considerados e exponencialmente (2^n) com o número (n) de subsistemas definidos. Torna-se, portanto, fundamental a preocupação com os custos computacionais do método de solução adotado para este problema.

No presente estágio desta pesquisa, ainda não existe uma perfeita clareza de qual a metodologia de solução mais adequada e eficiente para todas as suas possíveis aplicações. Por este motivo, optou-se por apresentar neste capítulo mais de uma técnica de solução para o mesmo problema, procurando-se apontar quais as suas vantagens e desvantagens, tendo em conta as características do sistema elétrico brasileiro. As principais alternativas metodológicas investigadas foram:

- Quanto à etapa de simulação:
 - simulação a usinas individualizadas
 - simulação a sistema equivalente
- Quanto ao processo de obtenção dos índices
 - Método analítico
 - Método de simulação (Monte Carlo)

V.3.1 - Simulação a usinas individualizadas

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

Conforme mencionado no item V.1.2, 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.

Para o caso de subsistemas hidraulicamente independentes (não existe intercâmbio de água) e eletricamente interligados em malha, existem modelos híbridos (como os desenvolvidos por FURNAS e ELETROSUL) capazes de executar esta simulação e, computacionalmente, bem mais eficiente.

Para o caso particular de subsistemas hidraulicamente independentes e eletricamente interligados em linha (que corresponde, por exemplo, ao estágio de interligação das regiões brasileiras pelos próximos anos), conforme ilustra a Fig. V.9, existe ainda uma adaptação simples das regras de operação de um modelo

de simulação para um único sistema, capaz de preservar a "otimilidade" das decisões de intercâmbio.

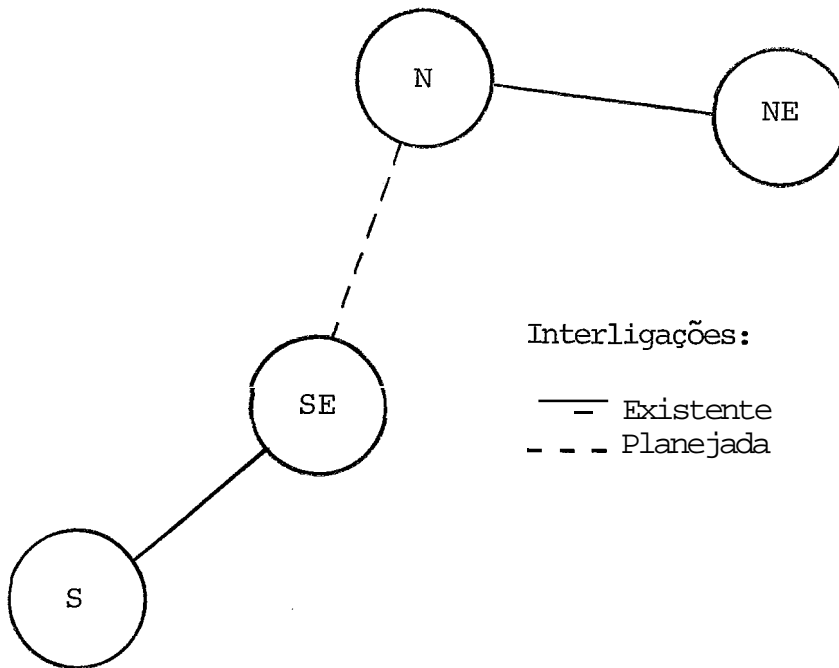


Figura V.9 - Interligações regionais no Brasil

Esta adaptação é baseada na técnica de relaxação e consiste numa extensão do algoritmo proposto no item V.3.1 para dois subsistemas interligados. Para enunciá-lo, considere a seguinte notação:

$$S(k) = \{ S_j \mid \underline{j}(k) \leq j \leq \bar{j}(k) \}$$

= conjunto de subsistemas interligados em linha, ou seja, S_j está interligado a S_{j+1} para todo $j \geq \underline{j}(k)$ e $j+1 \leq \bar{j}(k)$.

$t(j, j+1)$ = capacidade máxima da interligação

$f(j, j+1)$ = fluxo na interligação (intercâmbio entre S_j e S_{j+1})

O novo algoritmo é o seguinte:

- 1) Inicialize a "pilha de sistemas" com o sistema original
 $k \leftarrow 1$; $\underline{j}(k) \leftarrow 1$; $\bar{j}(k) \leftarrow n$

- 2) Se a pilha estiver vazia ($k=0$), fim do algoritmo. Senão, selecione o sistema que está no topo da pilha:
- $$S \equiv S(k) \quad ; \quad \underline{j} \leftarrow j(k) \quad ; \quad \bar{j} \leftarrow \bar{j}(k) \quad ; \quad k \leftarrow k-1$$
- 3) Simule a operação do sistema S integrado. Se S contém apenas 1 subsistema ($\underline{j}=\bar{j}$), vá para (2).
- 4) Calcule as diferenças entre geração própria e demanda própria de cada subsistema $S_j \in S$ e obtenha os intercâmbios implícitos $f(j, j+1)$, usando a "lei dos nós". Se todos os fluxos $f(j, j+1)$ forem menores ou iguais aos seus respectivos limites $t(j, j+1)$, vá para (2).
- 5) Selecione j^* tal que $f(j^*, j^*+1)$ é o intercâmbio mais violado. Fixe-o no limite, $f(j^*, j^*+1) = t(j^*, j^*+1)$. Some $f(j^*, j^*+1)$ ao mercado do subsistema de onde parte o fluxo e subtraia $f(j^*, j^*+1)$ do mercado do subsistema onde chega o fluxo.
- 6) Gere dois novos sistemas abrindo a interligação (j^*, j^*+1) e coloque-os na pilha:
- $$k \leftarrow k+1 \quad ; \quad \underline{j}(k) \leftarrow \underline{j} \quad ; \quad \bar{j}(k) = j^*$$
- $$k \leftarrow k+1 \quad ; \quad \underline{j}(k) \leftarrow j^*+1 \quad ; \quad \bar{j}(k) = \bar{j}$$
- vá para o passo (2).

Este procedimento deve ser aplicado, mês a mês, ao longo do período de simulação, para cada série hidrológica.

O número máximo de "sistemas" cuja operação é simulada no passo 3 deste algoritmo é $2m+1$ onde m é o número de interligações, ou, equivalentemente, $2n-1$ onde n é o número de subsistemas. Assim, para o sistema brasileiro Figura V.9 o número máximo de "ressimulações" (iterações do algoritmo) é 7. Enquanto a interligação N-SE não entrar em operação este número pode ser reduzido para 6, tratando-se os dois sistemas S-SE e N-NE separadamente. Levando-se em conta ainda, que a experiência mostrou que na maioria dos meses o algoritmo executa apenas 1 simulação (para o sistema integrado), esta técnica pode ser considerada bastante eficiente para o caso atual do sistema brasileiro.

Finalmente, vale lembrar que, dispondo-se de um simulador a usinas individualizadas, obtem-se diretamente a amostra de potências unitárias disponíveis em cada usina, necessária ao cál

culo dos índices de confiabilidade.

V.3.2 - Simulação a Sistema Equivalente

Em termos resumidos, um modelo de simulação a subsistemas equivalentes (MSSSE) é um programa que dado uma configuração de reservatórios equivalentes de energia potencial e usinas térmicas (formando subsistemas interligados) e dado um conjunto de séries 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 de vazões afluentes (maiores detalhes no Apêndice B). A Figura V.10 esquematiza este processo.

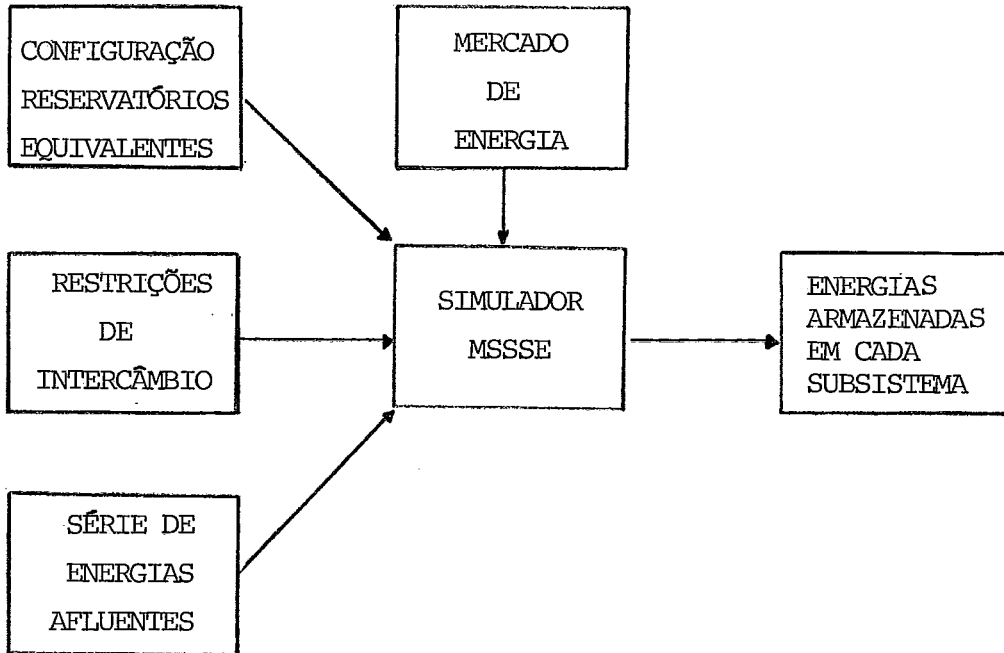


Figura V.10 - Diagrama simplificado do simulador MSSSE

Pela Figura V.10 pode-se observar que, com o modelo MSSSE, o estado do sistema, para um certo mês e para uma dada hipótese hidrológica é descrito apenas pelo valor da energia armazenada em cada subsistema. Para se chegar à f.d.p. da potência disponível a partir do valor desta energia armazenada, de acordo com o modelo proposto na seção V.1.2 é necessário:

- Calcular uma função PV(EA) para cada subsistema, de forma a relacionar a energia armazenada com a potência virtual do subsistema.
- Definir uma técnica de interpolação que permita obter o valor da f.d.p. da potência disponível condicionada a uma certa hipótese hidrológica, a partir das suas f.d.p. limites e do valor da potência virtual associada a esta hipótese hidrológica.

V.3.2.1 - Cálculo da função PV(EA)

Dado um certo estado do sistema de geração, caracterizado pelos volumes armazenados nos diversos reservatórios, pode-se definir dois índices associados a este estado:

- A Energia Armazenada (EA), que fornece uma estimativa do total de energia que poderia ser produzida (em MW. mês) pela utilização total do estoque de água dos reservatórios segundo uma certa regra operativa.
- A potência Virtual (PV), que fornece uma estimativa da capacidade máxima instantânea de geração (em MW) supondo que todos os equipamentos instalados encontram-se em funcionamento.

Para se calcular o valor de EA adota-se, em geral, a regra de operação "em paralelo", isto é, os enchimentos e deplecionamentos dos reservatórios são feitos paralelamente em volume. Segundo esta hipótese, os volumes armazenados V_i nos vários reservatórios i , podem ser escritos como:

$$V_i = \lambda V_{2i} + (1 - \lambda) V_{1i} \quad 0 \leq \lambda \leq 1 \quad (\text{V. 60})$$

onde

V_{1i} = estado inicial do i -ésimo reservatório.

V_{2i} = estado final do i -ésimo reservatório.

h = parâmetro que reflete a variação do volume de V_{1i} a V_{2i} .

A relação entre o nível (cota) de montante e o volume do reservatório é dada pelo polinômio volume x cota. Desprezando-se a variação do nível do canal de fuga (considerando-se o seu valor médio) e utilizando-se a equação (V.60) obtém-se um novo polinômio, $h(\lambda)$ que expressa a variação da altura da queda líquida com o parâmetro de deplecionamento h .

A energia armazenada no sistema entre dois estados genéricos 1 e 2 pode então ser calculada por integração, obtendo-se a seguinte expressão:

$$EA_{1-2} = \frac{9.81 \times 10^{-3}}{2.63} \sum_{j \in R} (V_{1i} - V_{2i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j \int_0^1 h_j(\lambda) d\lambda \quad (V.61)$$

onde

R = conjunto das usinas com reservatórios.

J_i = conjunto composto da usina i e de todas as usinas da cascata a justante de i .

ρ_j = rendimento global do conjunto turbina-gerador.

Observe que o conjunto J_i pode incluir usinas "a fio d'água", para as quais $h_j(\lambda)$ é constante e usinas "reservatório puro", para as quais $\rho_j = 0$. O valor $H_j = \int_0^1 h_j(h) dh$ é também conhecido por altura equivalente da j -ésima usina entre os estados 1 e 2.

Em particular, se os volumes V_{1i} e V_{2i} corresponderem respectivamente aos volumes máximos e mínimos dos reservatórios, EA_{1-2} corresponderá à energia armazenada máxima (EAMAX) do sistema e também ao valor do volume máximo do reservatório equivalente. O valor mínimo da energia armazenada (EAMIN) é, em geral, zero.

A potência virtual (PV) do sistema pode ser facilmente calculada, conhecendo-se as alturas de queda líquida $h_i(V_i)$ e desprezando-se a variação do canal de fuga de todas as usinas, pois,

$$PV = \sum_{i=1}^{NU} n_i \cdot c_i \cdot (1 - \delta_i) \quad (V.62)$$

$$c_i = \begin{cases} \overline{c}_i & ; \text{ para térmicas} \\ \text{Min}\{\overline{c}_i, 9.81 \times 10^{-3} \rho_i \cdot h_i(V_i) \cdot \overline{q}_i\} & ; \text{ parahidráulicas} \end{cases} \quad (\text{V.63})$$

$$\overline{q}_i = \begin{cases} q_i^* & ; \text{ para turbinas Kaplan} \\ q_i^* \cdot \sqrt{\frac{h_i(V_i)}{h_i^*}} & ; \text{ para turbinas Francis ou Pelton} \end{cases} \quad (\text{V.64})$$

onde

- NU= número total de usinas da configuração
 n_i= número de máquinas instaladas na usina
 c_i= potência unitária da usina (em MW)
 6_i= perda de transmissão em extra-alta tensão (em p.u.)
 \overline{c}_i = potência máxima do gerador (em MW)
 ρ_i= rendimento do conjunto turbina-gerador (em p.u.)
 h_i(V_i)=altura de queda líquida em função do volume V_i(em m)
 \overline{q}_i = vazão máxima da turbina (em m³/s)
 q_i^{*}= vazão de referência da turbina (em m³/s)
 h_i^{*}= queda líquida de referência da turbina (em m)

Das definições de EA e PV pode-se observar que dado um estado do sistema {V_i; i=1, 2, ... NR} existe apenas um valor de EA e um valor de PV associados a ele. A recíproca, entretanto, não é verdadeira: pode haver mais de um estado associado a um certo valor de EA e a um certo valor de PV.

Por outro lado, se o espaço de estados for restrito a uma particular trajetória, é possível obter-se biunivocidade da função EA(V₁, V₂, ..., V_R). Uma trajetória corresponde a uma possível evolução dos volumes dos reservatórios quando o sistema é deplecionado do estado completamente cheio para o estado completamente vazio. A figura V.11 ilustra uma trajetória para um sistema com duas usinas.

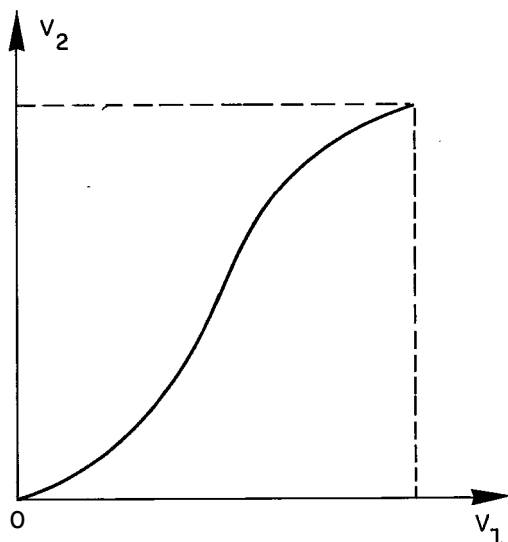


Figura V.11 - Trajetória dos volumes para duas usinas

Como a função $PV(V_1, V_2, \dots, V_R)$ também pode ser obtida para os volumes associados à trajetória, é possível determinar a função $PV(EA)$ associada à trajetória cujo gráfico é ilustrado na Figura V.12 .

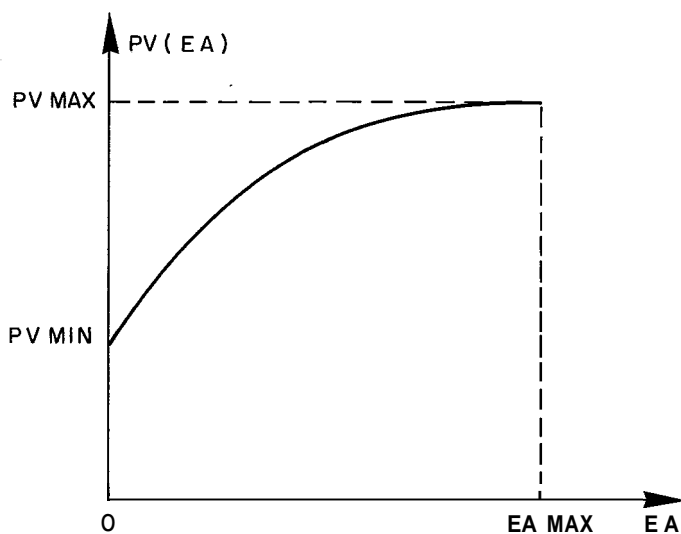


Figura V.12 - Gráfico da função $PV(EA)$

Para escolher a "trajetória" a ser adotada na construção do polinômio $PV(EA)$ foram testadas três hipóteses de operação dos reservatórios:

- I) Operação "exata": os reservatórios operam em paralelo entre faixas pré-estabelecidas. Estas faixas foram calculadas com auxílio de um modelo de simulação a usinas individualizadas e correspondem aos volumes observados para cada usina, para cada mês, ao longo dos três últimos anos do período crítico (situação em que o sistema evolui de cheio a vazio).
- II) operação "paralela": todos os reservatórios operam em paralelo (em volume) do seu máximo ao seu mínimo.
- III) Operação "curva-guia": os reservatórios operam em paralelo entre faixas pré-estabelecidas. Estas faixas correspondem, respectivamente, à curva guia superior, ao ponto médio das curvas superior e inferior e à curva guia inferior, utilizadas como metas na simulação a usinas individualizadas.

O teste foi feito empregando-se a metodologia que será exposta nos próximos itens para obter os valores finais da LOLP a sistema equivalente para cada uma destas hipóteses de operação (que determinam o polinômio $PV(EA)$) e comparando estes resultados com o valor da LOLP obtida com a metodologia tradicional (a usinas individualizadas). O teste foi executado supondo que o valor da energia armazenada condicionado a uma dada hipótese hidrológica, EA_j , fosse conhecido com exatidão e portanto fosse igual para os dois métodos. O diagrama da Figura V.13 ilustra a mecânica deste teste comparativo:

A tabela V.14 apresenta os valores mensais de LOLP, expressos em horas/mês, obtidos com o caso-exemplo (configuração Sul-Sudeste 1987).

Analisando a tabela V.14 verifica-se que os valores que mais se aproximaram dos valores reais $LOLP_0$, foram, como era de se esperar, os valores $LOLP_1$ correspondentes a hipótese I (Operação "exata"). Por outro lado, os que mais se afastaram foram os valores $LOLP_3$ correspondentes à hipótese III (operação "curva-guia") o que revela que esta hipótese operativa é excessivamente otimista se confrontada com a operação real. A hipótese II (operação "paralela") conduziu a valores $LOLP_2$ consistentes em todos os meses embora levemente pessimistas, ou seja, em termos de disponibilidade global de potência, a operação real é um pouco melhor que a operação "paralela".

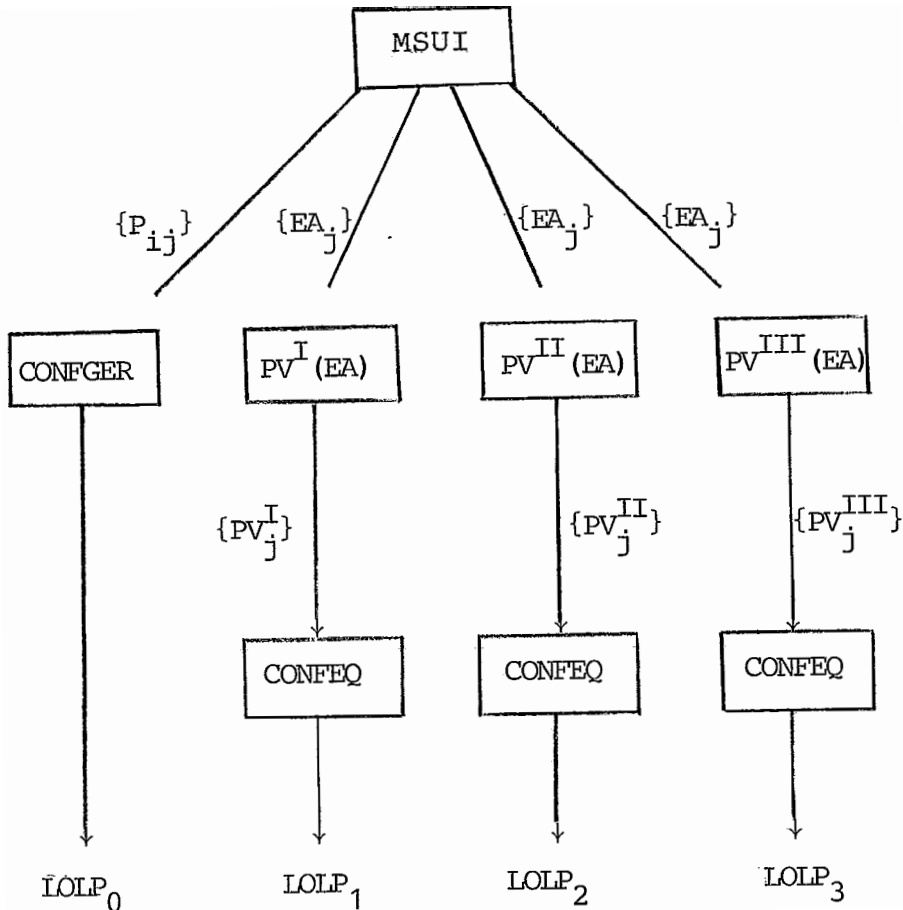


Figura V.13 - Esquema para comparar as hipóteses de operação

É interessante visualizar graficamente as diferenças entre estas três hipóteses de operação. As figuras V.15 e V.16 , apresentam gráficos de variação relativa da potência virtual, ou seja

$$PV = \frac{PV - PV_{MIN}}{PV_{MAX} - PV_{MIN}} \quad (V.65)$$

em função da energia armazenada percentual (EA), para os meses de ABRIL e NOVEMBRO. A partir destes gráficos, pode-se afirmar com relativa segurança que com relação ao grau de aproximação da operação real, a Operação I é mais exata que a Operação II , que, por sua vez, é mais exata que a Operação III.

MÊS	LOLP ₀	LOLP ₁	LOLP ₂	LOLP ₃
JAN	0.1678	0.1383	0.1846	0.0245
FEV	0.0798	0.0829	0.1078	0.0146
MAR	0.0776	0.0807	0.0951	0.0167
ABR	0.0472	0.0413	0.0667	0.0094
MAI	0.0198	0.0200	0.0443	0.0045
JUN	0.0043	0.0033	0.0176	0.0004
JUL	0.0024	0.0015	0.0126	0.0001
AGO	0.0031	0.0019	0.0157	0.0001
SET	0.0066	0.0043	0.0274	0.0001
OUT	0.0350	0.0342	0.1004	0.0022
NOV	0.2256	0.2571	0.3199	0.0372
DEZ	0.4200	0.4481	0.4147	0.0820
MÉDIA	0.0907	0.928	0.1172	0.0160

Tabela V.14 - TESTE COMPARATIVO DAS HIPÓTESES DE OPERAÇÃO

É interessante observar que num estudo anterior de PEREIRA, CUNHA E OLIVEIRA (79), este comportamento otimista da hipótese de operação III não havia sido detectado. Isto se deveu ao nível bastante elevado da demanda fornecida naquele estudo, o que levou a uma predominância dos estados de baixa energia armazenada na composição da LOLP. Como o ajuste da curva III é bastante razoável nesta região, os valores obtidos foram bastante próximos dos valores calculados pela metodologia tradicional. Este fato ilustra a importância de se comparar o ajuste da curva para todos os níveis de armazenamento.

Considerando que a Operação II representa uma hipótese muito simples de ser implementada, ao passo que a Operação I pressupõe uma prévia simulação a usinas individualizadas, adotou-se a hipótese de operação II para a construção do polinômio PV(EA).

Cabe ainda observar que esta aproximação (hipótese II) pode não ser a mais adequada para sistemas com poucas usinas. Pa

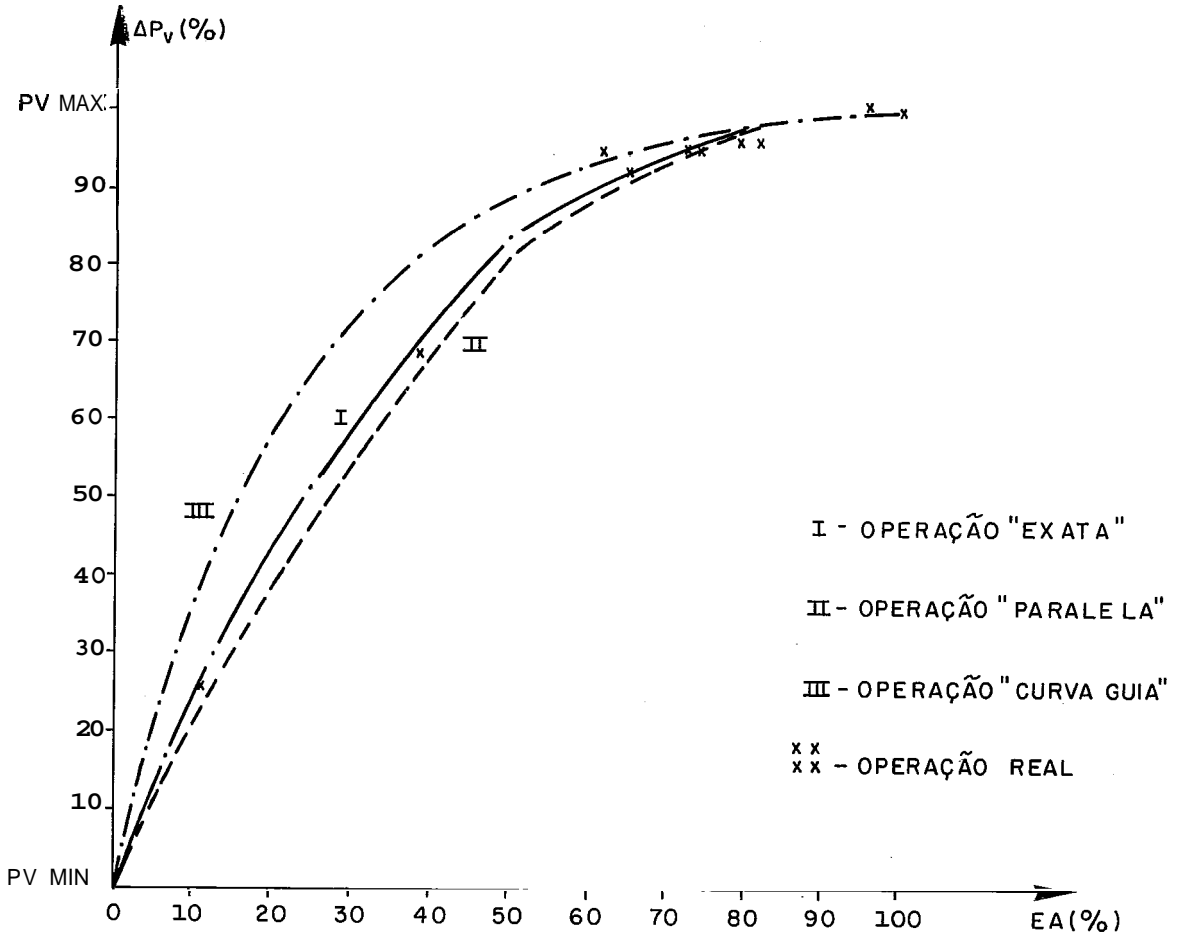


Figura V.15 - Curvas PV(EA) em abril

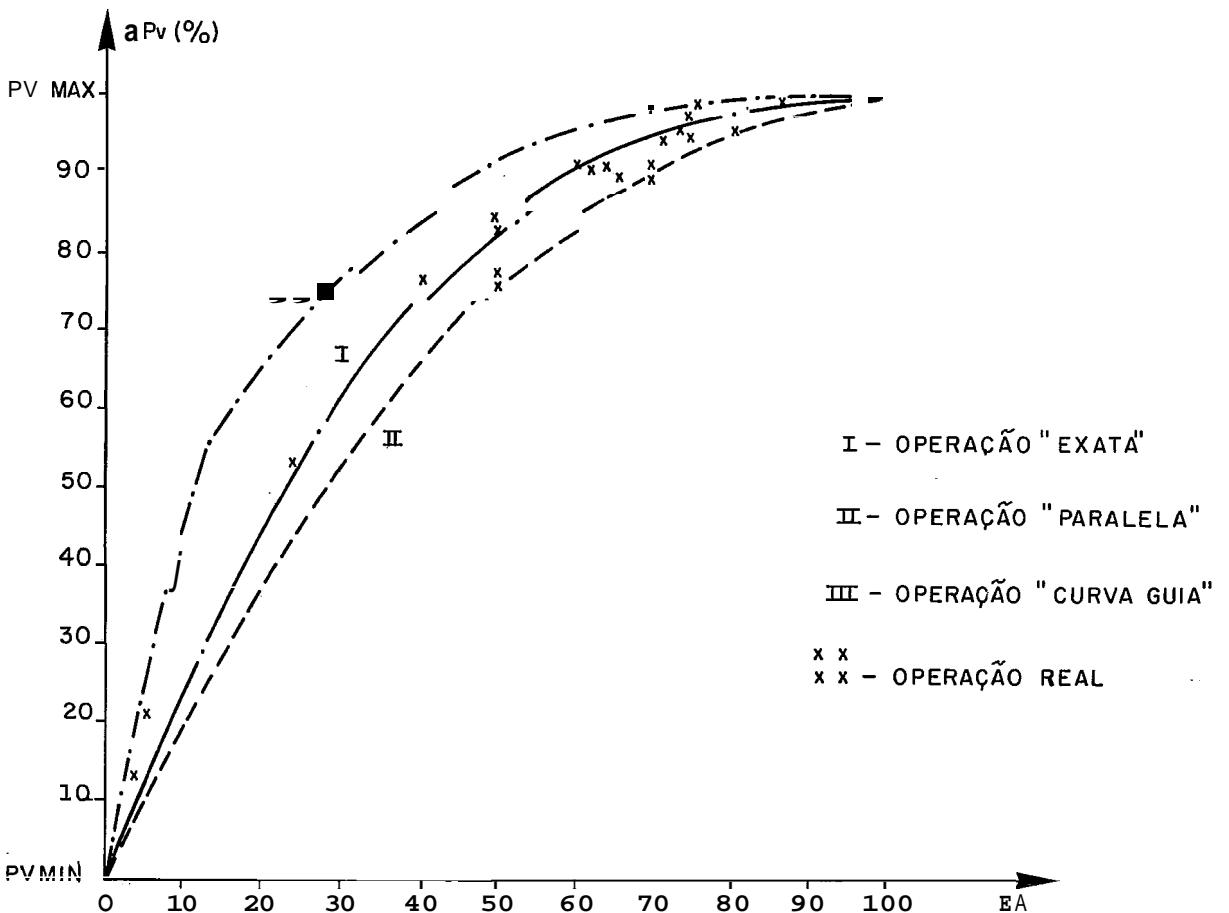


Figura V.16 - Curvas PV(EA) em novembro

ra estes sistemas, recomenda-se fazer uma análise de sensibilidade quanto ao efeito da hipótese de operação no cálculo final dos índices de confiabilidade.

V.3.2.2 - Método de Obtenção das Distribuições de Probabilidade Condicionadas da potência Disponível

Considere-se, inicialmente, um Único sistema com uma configuração puramente hidráulica, constituída por usinas com reservatório. Admite-se que sempre é possível conhecer as potências unitárias destas usinas para, pelo menos, duas situações extremas:

- Energia Armazenada Máxima, ou seja, todos os reservatórios estão cheios e as usinas fornecem a sua potência unitária máxima.
- Energia Armazenada Mínima, ou seja, todos os reservatórios estão no seu volume mínimo operativo e as usinas fornecem a sua potência unitária mínima ou potência deplecionada.

Para estas duas situações, dadas as TEIF do equipamento, é possível calcular a distribuição de probabilidades acumulada da potência total disponível no sistema, sem auxílio da simulação. A Figura V.17 apresenta os gráficos da função mínima, $F_I(w)$ e máxima, $F_{II}(w)$.

A medida em que o sistema enche ou esvazia, sabe-se que a distribuição de probabilidade condicionada $F_{W_j}(w)$ se desloca entre $F_I(w)$ e $F_{II}(w)$. Os valores de P_I , P_j , P_{II} correspondem às potências virtuais associadas aos respectivos estados do sistema e são tais que

$$F_I(P_I) = F_{W_j}(P_j) = F_{II}(P_{II}) = 1 \quad (V.66)$$

A fim de se evitar esta "translação" do gráfico das funções F_{W_j} é conveniente expressar-se os valores das potências em p.u., analogamente ao que se faz com as curvas de carga, ou seja, redefinindo

$$W = W_i/P_j \quad j = 1, 2, \dots, NS \quad (V.67)$$

onde

NS = número de séries hidrológicas, ou número de estados do sistema em um certo mês

P_j = potência virtual do sistema dado um estado j (em MW)

W_j = potência disponível no sistema dado um estado j (em MW)

W = potência disponível em p.u. (varia entre 0 e 1)

Os gráficos das funções $F_{W_j}(w)$ em p.u. expressam tão somente a "estrutura da variação da potência disponível" e por isto apresentam um aspecto bastante semelhante, conforme ilustra a Figura V.18 .

O método proposto neste trabalho consiste em obter a distribuição de probabilidades da potência disponível em p.u. condicionada a um certo estado j do sistema, através de uma interpolação linear nas distribuições (em p.u.) extremas $F_I(w)$ e $F_{II}(w)$, usando-se como parâmetro da interpolação (λ), a variação relativa da potência virtual, ou seja,

$$F_{W_j}(w) = \lambda F_{II}(w) + (1-\lambda) F_I(w) \quad ; \quad 0 \leq w \leq 1 \quad (V.68)$$

$$\lambda = \frac{P_j - P_I}{P_{II} - P_I} \quad ; \quad P_I \leq P_j \leq P_{II} \quad (V.69)$$

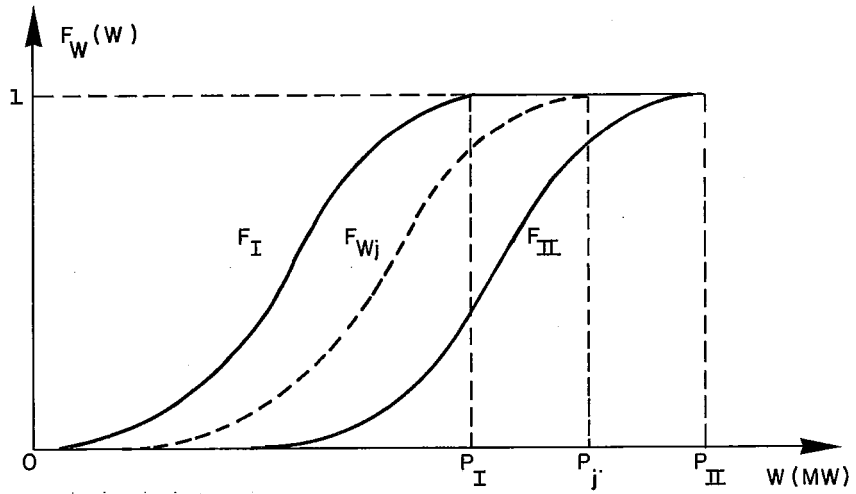


Figura V.17 = Variação da distribuição de probabilidades condicionada da potência disponível com o estado do sistema

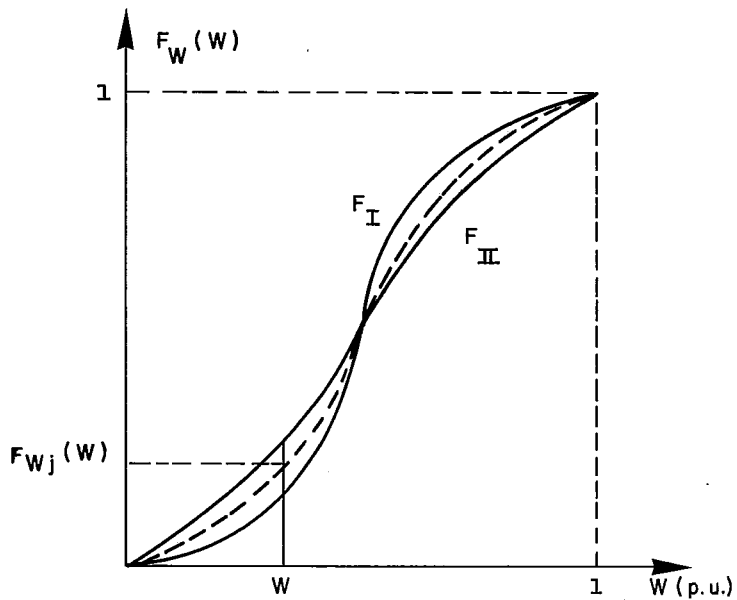


Figura V.18 - Variação da "Estrutura" de $F_{W_j}(w)$,

A interpolação linear, além de simples, apresenta propriedades interessantes, como por exemplo, ser válida também para todos os momentos (média, variância, assimetria, etc.) da variável W_j , ou seja,

$$\begin{aligned}
 m_{W_j}^k &= \int_0^\infty w^k f_{W_j}(w) dw \\
 &= \int_0^\infty w^k [\lambda f_{II}(w) + (1-\lambda) f_I(w)] dw \\
 &= \lambda \int_0^\infty w^k f_{II}(w) dw + (1-\lambda) \int_0^\infty w^k f_I(w) dw \\
 &= \lambda m_{II}^k + (1-\lambda) m_I^k \qquad (V.70)
 \end{aligned}$$

Outra vantagem da interpolação linear é manter a validade do processo de discretização e arredondamento de $F_{W_j}(w)$. Conforme já mencionado no item III.3.2, a distribuição de probabilidades da potência total disponível é uma distribuição discreta que, em aplicações reais, é dada por um número muito grande de pontos a intervalos completamente irregulares. Tal distribuição não é de fácil manipulação computacional tornando-se necessário introduzir uma grade discreta em cujos pontos se concentram as probabilidades dos pontos vizinhos segundo um critério linear de arredondamento. Este critério preserva todas as propriedades de uma distribuição de probabilidades e mantém o quanto possível a forma da distribuição original. Este processo deve ser aplicado ao se calcular as distribuições $F_I(w)$ e $F_{II}(w)$ em p.u.

Devido às propriedades da interpolação linear a função obtida por interpolação linear entre duas distribuições acumuladas de probabilidades será também uma distribuição acumulada de probabilidade e a equação (V.68) passará a ser escrita como

$$F_{W_j}(kG_j) = \lambda F_{II}(kG_{II}) + (1-\lambda) F_I(kG_I) \quad k=0,1,\dots,K \quad (V.71)$$

onde

K = número máximo de pontos da grade

G_{II} = intervalo de discretização correspondente ao estado limite superior

G_I = intervalo de discretização correspondente ao estado limite inferior

G_i = intervalo de discretização correspondente ao j -ésimo estado do sistema

O valor de G_{II} é determinado a partir de uma estimativa do limite inferior P'_{II} do intervalo de variação $[P'_{II}, P_{II}]$, para o qual a função distribuição de probabilidades F_{II} assumirá valores "significativos", fazendo-se

$$G_{II} = \frac{P_{II} - P'_{II}}{K - 1} \quad (V.72)$$

Procedimento análogo aplica-se à determinação de G_I . O valor de G_j pode então, ser obtido também por interpolação linear, ou seja,

$$G_j = \lambda G_{II} + (1 - \lambda) G_I \quad (V.73)$$

Este procedimento uniformiza o grau de precisão com que são estimadas as distribuições F_{W_j} para todos os NS estados do sistema, bem como "otimiza" a utilização da memória disponível no programa para armazenar estas distribuições.

Cabe discutir agora, qual o impacto deste processo de interpolação no cálculo de confiabilidade. Para tanto, procurou-se comparar as distribuições finais da potência disponível obtidas por este processo de interpolação (método a sistema equivalente) com o processo de convolução direta (método a usinas individualizadas) supondo que o valor da potência virtual condicionada a um estado do sistema, P_j , seja conhecido com exatidão e portanto seja igual para os dois métodos. O diagrama da figura V.19 ilustra este teste, aplicado ao caso-exemplo (configuração Sul-Sudeste 1987).

A Tabela V.20 apresenta a diferença encontrada entre os valores mensais de $LOLP_1$ e $LOLP_2$, expressas em horas/mês.

MES	ALOLP	MÊS	ALOLP
JAN	0.0040	JUL	0.0001
FEV	0.0024	AGO	0.0002
MAR	0.0023	SET	0.0004
ABR	0.0017	OUT	0.0010
MAI	0.0008	NOV	0.0034
JUN	0.0002	DEZ	0.0061

Tabela V.20 -
Teste da Técnica de Interpolação

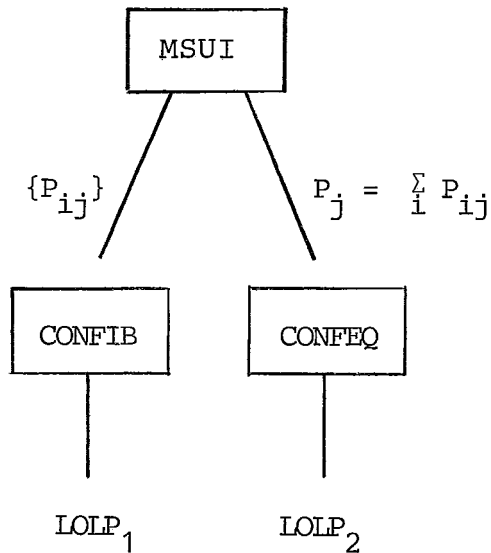


Figura V.19- Esquema de teste da técnica de interpolação

Pode-se observar que o ajuste foi excelente ao longo de todo o ano, confirmando que, fixados os valores da potência virtual P_j , as distribuições de potência disponível calculadas pelos dois métodos são praticamente idênticas.

Neste ponto, cabe lembrar que o processo de discretização atua como um "filtro" no sentido de reduzir as diferenças entre as distribuições de potência disponível obtidas pelos métodos a usinas individualizadas e a sistema equivalente. Em outras palavras, a incerteza introduzida pela interpolação, ilustrada na tabela acima, se "soma" à incerteza proveniente do processo de discretização. Por este motivo, deve-se tomar um cuidado especial na escolha do intervalo de discretização mais adequado às características de cada sistema.

Considere-se agora uma configuração qualquer de um sistema de geração hidrotermoelétrico. As suas usinas podem ser divididas em dois grupos:

a) Usinas Fixas

Usinas cuja potência unitária pode ser considerada constante correspondem, em geral, às usinas térmicas, usinas a fio

d'água, usinas submotorizadas e usinas reversíveis (caso possam ser modeladas como uma usina térmica).

b) Usinas variáveis

Usinas cuja potência unitária varia significativamente com a operação do reservatório.

Para as usinas fixas admite-se que sempre é possível conhecer as suas potências unitárias, independente do estado do sistema. Dadas, então, as TEIF do equipamento, é possível calcular-se a priori a distribuição de probabilidades (f_{WF}) da potência disponível nas usinas fixas (WF).

Para as usinas variáveis calcula-se a distribuição de probabilidades (f_{WV_j}) da potência disponível condicionada a cada estado do sistema (WV_j) pelo processo de interpolação que acaba de ser exposto.

A potência total disponível condicionada a um certo j do sistema é dada por

$$W_j = WF + WV_j \quad j = 1, 2, \dots, NS \quad (V.74)$$

Assumindo-se que WF e WV_j sejam variáveis aleatórias independentes, pode-se obter a distribuição de probabilidades de W_j por convolução das distribuições de WF e WV_j , ou seja,

$$f_{W_j} = f_{WF} * f_{WV_j} \quad (V.75)$$

Como as distribuições de WF e WV_j precisam ser arredondadas, adota-se o critério de uniformidade para determinação dos intervalos de discretização ("grid") de tal forma que

$$G_j = GF + GV_j \quad (V.76)$$

onde

GF = grid da parte fixa, proporcional à potência virtual das usinas fixas,

GV_j = grid da parte variável, proporcional à potência virtual das usinas variáveis condicionada ao j -ésimo estado do sistema.

Observe que apesar deste procedimento exigir, em geral, três discretizações sucessivas, associadas respectivamente aos grids GF , GV_j e G_j , esta imprecisão é largamente compensada pelo

fato da interpolação linear ser feita apenas no conjunto de usinas variáveis.

Repetindo-se este procedimento para cada um dos subsistemas obtem-se, finalmente, o conjunto das distribuições de probabilidade condicionada da potência disponível em cada subsistema.

V.3.3 - Cálculo analítico dos índices de confiabilidade

Conforme foi visto na seção V.2, todos os índices de confiabilidade escolhidos para este modelo são estimados como o valor esperado de uma função indicadora sobre o espaço de estados, ou seja,

$$IND = \sum_{\mathbf{x} \in X} IND(\mathbf{x}) \cdot P(\mathbf{x}) \quad (V.77)$$

De acordo com o modelo global deste problema (ver item V.1.1), um estado \mathbf{x} do sistema é um vetor $\mathbf{x} = (x_1, x_2, \dots, x_L)$ de dimensão $L=n+m+1$, onde n é o número de subsistemas, m é o número de interligações e as demandas variam "em paralelo" (um único nível para todos os subsistemas). Fixada uma série hidrológica, todas as componentes são v.a. independentes entre si e, portanto, conhecidas as probabilidades do estado de cada componente, a probabilidade do estado do sistema é dado por,

$$P(\mathbf{x}) = P(x_1) \cdot P(x_2) \cdot \dots \cdot P(x_L) \quad (V.78)$$

Assim, a Probabilidade de Déficit de Potência no sistema (LOLP), por exemplo, pode ser calculada como

$$LOLP = \sum_{\mathbf{x} \in X} \phi(\mathbf{x}) \cdot P(\mathbf{x}) \quad (V.79)$$

onde

$$\phi(\mathbf{x}) = \begin{cases} 1 & \text{se } CK^*(\mathbf{x}) \leq d \\ 0 & \text{se } CK^*(\mathbf{x}) \geq d \end{cases} \quad (V.80)$$

$CK^*(\mathbf{x})$ = capacidade do corte mínimo associado ao estado \mathbf{x}

d = demanda global do sistema no estado $\underline{\mathbf{x}}$

Observe que a expressão (V.79) corresponde à probabilidade total da região $X' = \{\mathbf{x} \in X \mid CK^*(\mathbf{x}) < d\}$, o que permite escrever

$$\text{LOLP} = \sum_{x \in X'} P(x) \quad (\text{V.81})$$

A região X' , por sua vez, podem sempre ser expressa como união de um certo número de mecos (subconjuntos de mesmo corte mínimo ou mesmo modo de falha). Assim, para o exemplo analisado no item V.1.3, pode-se escrever,

$$\text{LOLP} = \sum_{x \in X^1} P(x) + \sum_{x \in X^2} P(x) + \sum_{x \in X^3} P(x) \quad (\text{V.82})$$

onde

$$X' = X^1 \cup X^2 \cup X^3$$

$$X^1 \cap X^2 = X^1 \cap X^3 = X^2 \cap X^3 = \emptyset$$

Este exemplo mostra como o valor do índice LOLP pode ser calculado a partir das probabilidades dos mecos X^1, X^2, \dots, X^p ($p=2^n$). Este procedimento pode ser aplicado para todos os índices, bastando para tanto, identificar "a priori" a partir da definição de cada função indicadora, quais os mecos que integram a região X' para este índice.

Cada meco tem a forma de um poliedro convexo no \mathbb{R}^L (ver Figura V.6), definindo a partir de um sistema de desigualdades lineares como os apresentados no item V.1.3. A "integral" da função $P(x)$ num domínio destes (por exemplo, o meco X^1) é dada por

$$\sum_{x \in X^1} P(x) = \sum_{x_1 = \underline{x}_1}^{\bar{x}_1} P(x_1) \left[\sum_{x_2 = \underline{h}(x_1)}^{\bar{h}(x_1)} P(x_2) \left[\dots \sum_{x_L = \underline{h}(x_1, x_2, \dots, x_{L-1})}^{\bar{h}(x_1, x_2, \dots, x_{L-1})} P(x_L) \right] \dots \right] \quad (\text{V.83})$$

onde $\underline{h}(\cdot)$ e $\bar{h}(\cdot)$ representam, respectivamente os limites de variação inferior e superior da k -ésima componente, fixados os valores dos $k-1$ componentes anteriores. Os valores de $\underline{h}(\cdot)$ e $\bar{h}(\cdot)$ são obtidos diretamente do sistema de desigualdades lineares (V.12)

A expressão (V.83) representa uma maneira sistemática de percorrer todos os pontos do domínio X^1 . Expressões análogas permitem calcular as probabilidades dos demais mecos que compõem o espaço de estados. O número total de pontos do espaço é dado por $k=k_1.k_2 \dots k_L$ onde k_i é o número de pontos da distribuição discreta de probabilidade da i -ésima componente. Pode-se notar que o valor de k cresce muito rapidamente com o número de componentes L , bem como, com o número de pontos (k_i) utilizados na grade de discretização da

f.d.p. da potência disponível em cada subsistema. Lembrando que este cálculo será repetido para todas as hipóteses hidrológicas, conclui-se que este método, tal como está definido, pode conduzir a custos computacionais inviáveis.

Algumas tentativas têm sido feitas para contornar este problema. A primeira delas, proposta por DOULLIEZ e JAMOULLE(70), baseia-se na seguinte observação: se o domínio de "integração" da função $P(x)$ fosse um hipercubo de \mathbb{R}^L , ou seja,

$$H(\underline{x}, \bar{x}) = \{ x \in X \mid \underline{x}_i \leq x_i \leq \bar{x}_i \ ; \ i=1,2,\dots,L \} \quad (V.84)$$

a expressão (V.83) seria simplificada da seguinte forma

$$\begin{aligned} \sum_{x \in X} P(x) &= \sum_{x \in H_1(\underline{x}, \bar{x})} P(x) \\ &= \sum_{x_1 = \underline{x}_1}^{\bar{x}_1} P(x_1) \sum_{x_2 = \underline{x}_2}^{\bar{x}_2} P(x_2) \dots \sum_{x_L = \underline{x}_L}^{\bar{x}_L} P(x_L) \\ &= \prod_{i=1}^L [F(\bar{x}_i) - F(\underline{x}_i)] \end{aligned} \quad (V.85)$$

onde $F(\cdot)$ representa a distribuição acumulada de probabilidade de cada componente (que pode ser calculada "a priori").

A expressão (V.85) tem um custo computacional muitas vezes inferior ao da expressão (V.83). A idéia, então, é calcular a "integral" (V.83) como uma soma de "integrais" (V.85), o que corresponde a aproximar o meço X^k por uma união sucessiva de hipercubos H^k , contidos em X^k e mutuamente exclusivos (interseção nula). A técnica para se definir os limites destes hipercubos está embutida no chamado método de partição do espaço de estados proposto por estes autores e está descrita na referência (70).

Uma outra alternativa consiste em explorar um pouco mais a expressão (V.83). Sabe-se, por experiência, que para sistemas reais a f.d.p. da potência disponível apresenta uma grande massa de probabilidade concentrada em torno da potência máxima disponível (potência virtual) e, por conseguinte, a maior parte do seu domínio tem probabilidade muito pequena. Por vezes, esta característica é observada também na f.d.p. da capacidade de interligação. Este fato sugere a utilização de tolerâncias (ϵ) no cálculo da expressão (V.83).

Como probabilidades estão sempre compreendidas no intervalo $[0, 1]$ e usando a definição (V.78), para talo estado $x=(x_1, x_2, \dots, x_L)$,

$$P(x_k) < \epsilon \Rightarrow P(x) < \epsilon \quad \forall k = 0, 1, \dots, L$$

Isto significa que, na expressão (V.83), se para um certo valor da componente x_1 , $P(x_1) < \epsilon$, o restante da expressão não precisa ser calculado. Mais forte ainda, se $P(x_1) \cdot P(x_2) \dots \dots P(x_k) < \epsilon$, $k < L$, o restante da expressão não precisa ser calculado. Observa-se, portanto, que uma escolha adequada da tolerância (ϵ), aliada a uma conveniente ordenação dos componentes x_k , pode conduzir a substanciais economias computacionais na avaliação da probabilidade de um meco X^k .

Um outro critério para redução do esforço computacional se refere ao número de mecos x^k a serem considerados. Teoricamente, existem 2^n mecos, mas sabe-se que, na prática, muitos deles têm probabilidade desprezível. O menor hiper-cubo $H^k(\underline{x}, \bar{x})$ que contém o poliedro convexo X^k , pode ser facilmente determinado a partir do sistema de desigualdades lineares que define X^k . Utilizando-se, então, a expressão (V.85), pode-se calcular "a priori" um limite superior para a probabilidade da região X^k . Se este limite superior for inferior a ϵ , a probabilidade do meco x^k não precisa ser calculada (assume-se nula). Este critério permite reduzir ainda mais o esforço computacional do método.

A aplicação do método de DOULLIEZ e JAMOULLE ao sistema brasileiro ilustrado na Figura V.9, conduziu a um custo computacional, ainda proibitivo, devido à dificuldade (leia-se número de iterações) do método em aproximar as regiões X^k quando o número de pontos da grade de discretização das f.d.p. da potêntia disponível em cada subsistema é grande.

O "método de integração direta", que utiliza a expressão (V.83) combinada com o uso de tolerâncias para "podar" o algorítmo, encontra-se ainda em fase de investigação. Os primeiros resultados foram bastante satisfatórios. Um estudo comparativo destes métodos com o método de Monte Carlo (que será visto a seguir), para uma configuração do sistema elétrico brasileiro, deverá ser objeto de um futuro trabalho.

V.3.4 - Cálculo estimado dos índices de confiabilidade

V.3.4.1 - O método de Monte Carlo

A técnica de simulação probabilística, também conhecida por Método de Monte Carlo, tem como idéia básica obter estimativas dos índices de confiabilidade a partir de uma amostra aleatória de possíveis estados do sistema. O processo mais simples de obtenção destas estimativas é o sintetizado na figura V.21 .

Para sortear um estado do sistema utiliza-se um gerador de números pseudo-aleatórios com distribuição uniforme no intervalo $[0,1]$, (ver sub-rotina RANDU, FORTRAN IV-IBM/4341) e as distribuições acumuladas de probabilidade do estado de cada componente do sistema. Conforme mencionado no item, V.1.1 os componentes do sistema são:

- A condição hidrológica ou estado de armazenamento do sistema.
- O nível de demanda ou "patamar" das curvas de carga (o mesmo para todos os subsistemas).
- A capacidade máxima de geração de cada subsistema.
- A capacidade máxima de cada interligação (dois valores, um para cada sentido).

Esta classificação dos componentes permite que todos os sorteios seja independentes entre si, preservando, entretanto, as estruturas de correlação existentes entre as demandas e potências unitárias de cada subsistema. A figura V.22 ilustra o mecanismo de sorteio do estado de uma componente x_i .

A análise de um estado do sistema pode ser feita resolvendo-se o PFM definido no item V.1.1 (problema primal) ou determinando-se qual é o corte mínimo associado (problema dual). Para sistemas em que o número de nós é pequeno ($n < 5$) é mais vantajoso do ponto de vista computacional resolver o problema dual. Assim, para a presente aplicação, cálculo da confiabilidade de n subsistemas interligados, a etapa de análise do estado é executada computando-se as capacidades de cada corte - seus componentes são determinados a priori-e tomando-se o mínimo. Uma vez determinado o corte mínimo associado a este estado, todos os índi

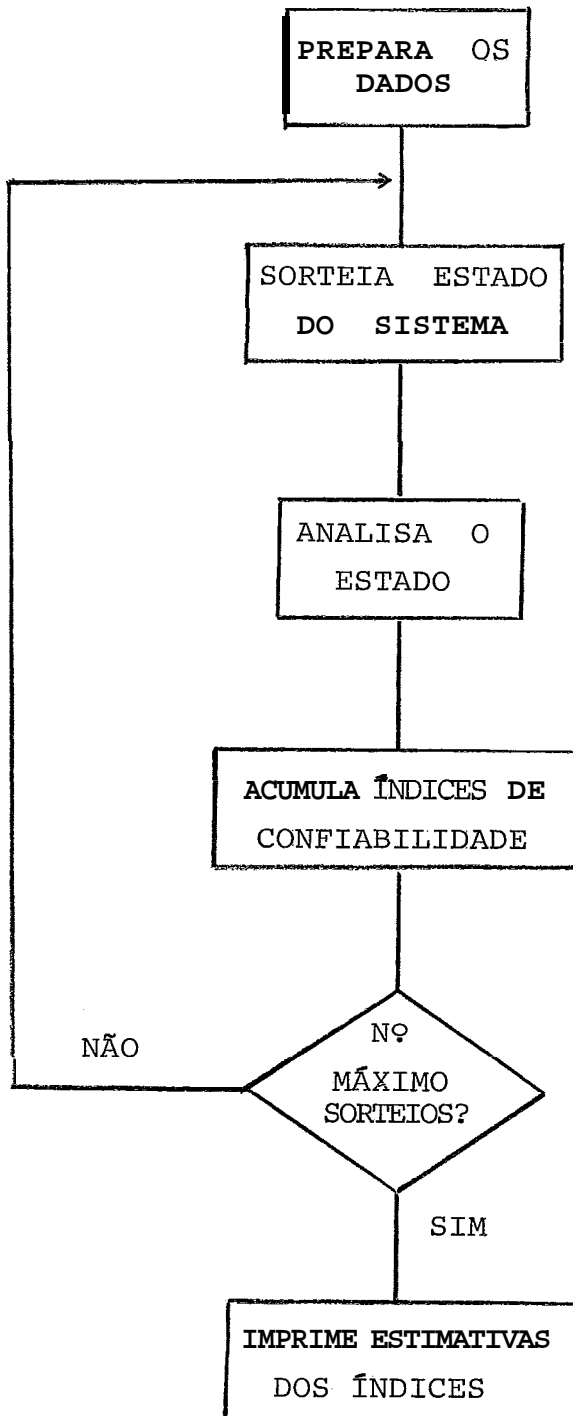


Figura V.21 - Diagrama Simplificado do Método de Monte Carlo

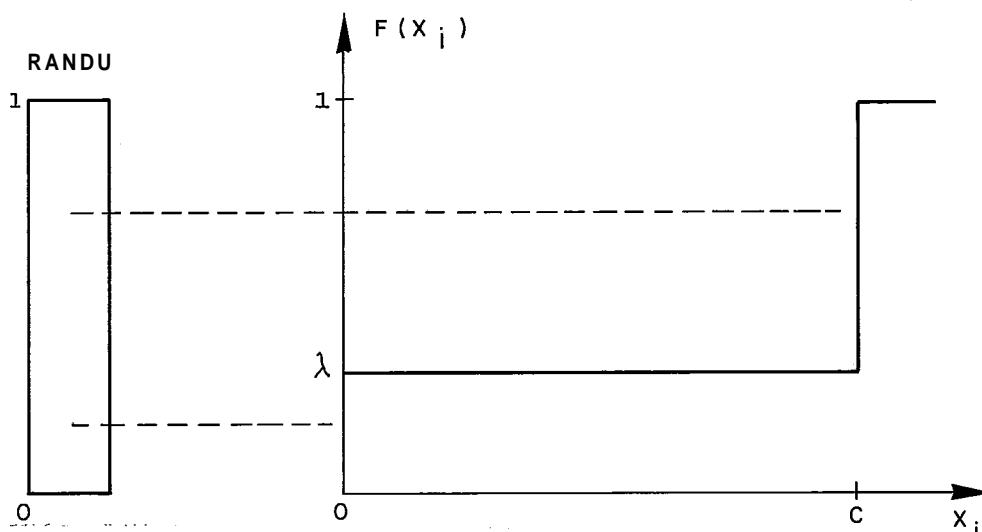


Figura V.22 - Sorteio do Estado de uma Componente

ces de confiabilidade podem ser acumulados.

A precisão da estimativa de cada índice pelo método de Monte Carlo, depende única e exclusivamente do tamanho da amostra (número de estados sorteados) e do valor de população do índice.

Exemplificando, suponha que se deseja estimar o valor da LOLP do sistema que, conforme as expressões (V.79) e (V.80) é dada por,

$$LOLP = \sum_{x \in X} \phi(x) P(x)$$

Seja $\{x^i \in X, i = 1, 2, \dots, N\}$ uma amostra de N observações equiprováveis de possíveis estados x do sistema. Para esta amostra o índice LOLP pode ser estimado como

$$LOLP = \frac{1}{N} \sum \phi(x^i) \quad (V.86)$$

Suponha que, para este sistema, o valor exato da LOLP seja p . Pode-se mostrar que a média e a variância do estimador LOLP serão, respectivamente,

$$\mu_L = p \quad (V.87)$$

$$\sigma_L^2 = \frac{p(1-p)}{N} \quad (V.88)$$

Seja \hat{p} o valor fornecido do estimador LOLP para esta amostra. A precisão da estimativa \hat{p} pode ser avaliada através do valor do "coeficiente de variação do estimador" aqui denominado erro ou incerteza relativa da estimativa,

$$\alpha = \frac{\sigma_L}{\mu_L} \quad (V.89)$$

Substituindo (V.87) e (V.88) em (V.89) tem-se

$$\alpha^2 = \frac{p(1-p)}{p^2 \cdot N} = \frac{1-p}{p \cdot N} \cong \frac{1}{p \cdot N} \quad (V.90)$$

Em primeira aproximação, pode-se dizer também, que

$$N \cdot \alpha^2 \cdot \hat{p} \cong 1 \quad (V.91)$$

onde

N = número total de sorteios

α = erro relativo da estimativa da LOLP

\hat{p} = valor estimado da LOLP

Observe que a relação (V.91) não leva em conta a complexidade da função $\phi(x)$. Isto se constitui numa grande vantagem do Método de Monte Carlo para aplicação em problemas de grande porte, uma vez que seu esforço computacional praticamente independe do número de variáveis aleatórias envolvidas e do grau de complexidade dos índices estimados.

Por outro lado, o método de Monte Carlo terá grandes dificuldades de estimar com precisão valores muito pequenos, isto é, quando p tende a zero, N tende para infinito.

Fica claro portanto, que o Método de 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 V.23 apresenta uma estimativa do nível de precisão a que pode ser

obtido para os valores de LOLP normalmente encontrados no planejamento da geração, para três hipóteses de esforço computacional (N).

LOLP (Horas/mês)	VALOR DE α (EM %)		
	N=10.000	N=15.000	N=20.000
10	8.5	7.0	6.0
5	12.1	9.9	8.5
1	27.0	22.1	19.1
0.5	38.2	31.2	27.0
0.1	85.4	69.8	60.4

Tabela V.23 - Variação do Nível de Precisão α (em %)

Observe que com N=15.000 estima-se uma LOLP=50 horas/mês (valor do critério adotado no planejamento) com um erro relativo $\alpha=10\%$. Quanto menor for o valor da 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.

Como o custo computacional de análise de cada evento é o mesmo, o custo total será proporcional ao número de sorteios. Para o caso-exemplo estudado (configuração Brasil - 1992), o tempo de CPU (IBM/4341) necessário foi de aproximadamente, 1,24s /1000 sorteios.

Conclui-se, portanto, que mediante a escolha do número máximo de sorteios (N), o planejador pode controlar ao mesmo tempo o nível de precisão das estimativas dos índices de confiabilidade e o tempo de CPU necessário para calculá-los.

V.3.4.2 - Técnicas de aceleração da convergência

O método de Monte Carlo possibilita ainda a utilização de algumas técnicas de estratificação da amostra que permitem,

em alguns casos, reduzir significativamente o esforço computacional. Algumas destas técnicas foram pesquisadas ao longo deste trabalho, sendo que uma delas, dada sua simplicidade e adequação ao problema bem como os ganhos computacionais obtidos, foi incorporada ao programa.

A técnica selecionada baseia-se na seguinte característica do problema: frequentemente, todos 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:

$$X = X_{CP} \cup X_{CL} ; \quad X_{CP} \cap X_{CL} = \emptyset \quad (V.92)$$

onde

X_{CP} = espaço de estados condicionado aos patamares de "carga pesada".

X_{CL} = espaço de estados condicionado aos patamares de "carga leve".

Supondo conhecidas as probabilidades de cada patamar das curvas de carga $\{P_r, r=1, \dots, ND\}$, pode-se calcular com facilidade a probabilidade total de cada partição, pois,

$$P(X_{CP}) = \sum_{r \in CP} P_r$$

$$P(X_{CL}) = \sum_{r \in CL} P_r \quad (V.93)$$

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

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

No caso-exemplo estudado a curva de carga era discretizada em 24 patamares equiprováveis ($P_r=1/24, r=1,2,\dots,24$); uma partição possível consiste em fazer CP igual aos três primeiros patamares e CL igual aos 21 restantes. Neste caso,

$$P(X_{CP}) = 3/24 \text{ e } P(X_{CL}) = 21/24$$

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

$$LOLP = LOLP(X_{CP}) \cdot P(X_{CP}) + LOLP(X_{CL}) \cdot P(X_{CL}) \quad (V.94)$$

onde

$LOLP(X_{CP}) = LOLP$ condicionada ao espaço X_{CP}

$LOLP(X_{CL}) = LOLP$ condicionada ao espaço X_{CL}

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 (V.94) se reduz, então a,

$$LOLP = LOLP(X_{CP}) \cdot P(X_{CP}) \quad (V.95)$$

A equação (V.95) 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 (V.91) pode-se verificar que, como o valor de $LOLP(X_{CP})$ será, em geral, muito maior que o valor da LOLP, o número de sorteios necessários para se estimar o valor de $LOLP(X_{CP})$ com a mesma precisão a será, em geral, muito menor, reduzindo conseqüentemente o esforço computacional. Pela equação (V.95) 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 N_1 o número de sorteios necessários para obter a estimativa LOLP com erro relativo a. Pela equação (V.91) tem-se

$$N_1 \cdot \alpha^2 \cdot LOLP = 1 \quad (V.96)$$

Substituindo (75) em (76) tem-se

$$N_1 \cdot \alpha^2 \cdot LOLP(X_{CP}) \cdot P(X_{CP}) = 1 \quad (V.97)$$

ou, equivalentemente,

$$N_2 \cdot \alpha^2 \cdot LOLP(X_{CP}) = 1 \quad (V.98)$$

onde

$$N_2 = N_1 \cdot P(X_{CP}) \quad (V.99)$$

A equação (V.99) mostra que, em primeira aproximação, a redução percentual do número de sorteios (N_2/N_1) é igual ao valor da probabilidade $P(X_{CP})$.

Para se ter uma idéia mais concreta dos ganhos computacionais que se pode obter com este processo de estratificação da amostra foi feito um teste comparativo com o caso-exemplo estudado, para 5 hipóteses de partição (X_{CP}, X_{CL}). Os resultados obtidos encontram-se sintetizados na tabela (V.24) onde

NPCP = número de patamares de carga pesada; define a partição (X_{CP}, X_{CL})

$P(X_{CP})$ = probabilidade do sub-espço de estados X_{CP}

N = tamanho da amostra efetiva, ou número de eventos que seriam analisados pelo método de Monte Carlo padrão (sem estratificação).

NEVS = número de eventos simulados, ou número de sorteios condicionados ao sub-espço X_{CP}

NEVC = número de eventos que conduziram a algum déficit de potência

μ_L = estimativa da LOLP global em horas/mês

σ_L/μ_L = erro relativo da estimativa da LOLP

μ_E = estimativa da ENS global em MWh/hora

σ_E/μ_E = erro relativo da estimativa de ENS

São apresentadas duas tabelas semelhantes: a primeira foi construída mantendo-se fixo o valor $N=20000$; a segunda, mantendo-se fixo o valor $NECS = 15000$.

Pela primeira tabela pode-se verificar que para um mesmo nível de precisão $\sigma_L/\mu_L = 0.013$ pode-se obter uma enorme redução do valor NEVS (no melhor caso igual a 8,3% de N) e conseqüentemente do tempo de CPU.

Pela segunda tabela pode-se verificar que com um número de sorteios relativamente pequeno, $NEVS = 15000$, consegue-se obter amostras efetivas bastante grandes (no melhor caso $N=18000$). Observe, entretanto, que o erro relativo das estimativas cai com a raiz quadrada do número de sorteios o que mostra ser difícil aumentar muito o grau de precisão.

NPCP	$P(X_{CP})$	N	NECS	NEVC	μ_L (horas/mês)	σ_L/σ_L	μ_E (MMh/hora)	σ_E/σ_E
24	1.000	20000	20000	52	1.90	0.14	894	0.19
10	0.417	20000	8333	58	2.19	0.13	993	0.16
5	0.208	20000	4133	57	2.16	0.13	814	0.19
3	0.125	20000	2500	63	2.40	0.12	808	0.17
2	0.083	20000	1633	51	1.95	0.14	1079	0.19
24	1.000	15000	15000	40	1.95	0.16	906	0.22
10	0.417	36000	15000	104	2.15	0.10	1033	0.12
5	0.208	72000	15000	194	1.99	0.07	1061	0.09
3	0.125	120000	15000	329	2.01	0.05	1073	0.07
2	0.083	180000	15000	495	2.02	0.04	1121	0.06

Tabela V.24 - Teste de Sensibilidade dos Índices ao Processo de Estratificação da Amostra

Finalmente cabe observar que em ambas as tabelas os valores de LOLP e ENS para todas as partições deveriam ser os mesmos. As diferenças observadas devem-se à variação amostral que é inerente ao próprio processo de estimação. Esta variação será tanto menos significativa quanto maiores forem os valores estimados.

Na atual implementação deste modelo foram selecionados dois parâmetros para controlar o grau de precisão das estimativas e o esforço computacional do Método de Monte Carlo: o número de eventos a serem simulados (NEVS) e o número de patamares de carga pesada (NPCP).

A partir de NPCP o programa determina o valor da $P(X_{XP})$ que é utilizado para corrigir o valor das estimativas dos índices. Além disto é conveniente expressar o valor dos índices de confiabilidade em termos da base de tempo (mês) e da unidade de tempo (hora) usadas no planejamento. Para isto, basta multiplicar os valores adimensionais das estimativas pela constante número de horas do mês (NHM = 730 horas).

O cálculo final da estimativa (MIND) e da incerteza associada (DPIND) de um índice qualquer de confiabilidade (IND) fica então:

$$MIND = K \cdot \sum_{i=1}^{NEVS} IND(x^i) \quad (v. 100)$$

$$DPIND = K^2 \cdot \sum_{i=1}^{NEVS} IND^2(x^i) - \frac{MIND^2}{NEVS} \quad (V. 101)$$

onde

$$K = \frac{NHM \cdot P(X_{CP})}{NEVS} \quad (V. 102)$$

Este par de valores (MIND, DPIND) permite ainda o cálculo de duas medidas auxiliares da precisão das estimativas:

a) erro relativo da estimativa (ERIND) definido com a razão entre a incerteza e o valor da estimativa (adimensional):

$$ERIND = \frac{DPIND}{MIND} \quad (V. 103)$$

b) intervalo de confiança de 99% para o índice, ou seja, com 99% de probabilidade pode-se afirmar que o verdadeiro valor

do índice pertence ao intervalo:

$$[\text{MIND} - 2.756 \text{ DPIND}, \text{MIND} + 2.756 \text{ DPIND}] \quad (\text{V. 104})$$

O objetivo principal destas medidas auxiliares é verificar se o tamanho da amostra efetiva de estados utilizada pelo método de Monte Carlo é suficiente para se obter estimativas com o grau de precisão desejado. Por este motivo, em geral, estas medidas são calculadas apenas para os índices globais de desempenho (LOLP e ENS). Para os demais índices, fornece-se apenas o valor MIND.

V.4 - CASO_EXEMPLO

Esta metodologia foi testada para uma configuração do sistema elétrico brasileiro planejado para 1992. O sistema é constituído de 4 subsistemas interligados em linha. Os subsistemas representam as principais regiões brasileiras denominadas: 1- Nordeste (NE), 2- Norte (NO), 3- Sudeste (SE) e 4- Sul (SU). A Figura V.9 ilustra esta configuração. A tabela V.25 resume os seus principais dados. Maiores detalhes sobre os dados podem ser encontrados em OLIVEIRA et alii (56).

<u>DESCRIÇÃO</u>	<u>NE</u>	<u>NO</u>	<u>SE</u>	<u>SU</u>
Potência hidráulica	11.014	3.960	44.517	9.271
Potência térmica	433	365	4.361	2.751
Potência total	11.447	4.325	48.878	12.022
Manutenção média	726	451	3.453	896
Mercado ponta anual	7.505	2.924	37.811	9.193
Capacidade interligação: NE-NO=869 ; NO-SE=0 ; SE-SU=2800				

Tabela V.25 - Principais dados da Configuração (em MW)

O teste foi realizado utilizando-se o método a sistema equivalente, para obter as f.d.p. da potência disponível em cada subsistema, e o método de Monte-Carlo para estimar os índices de confiabilidade. Na etapa de simulação foram utilizadas 40 séries hidrológicas históricas. No método de Monte-Carlo foram utilizados 15000 sorteios concentrados nos 3 primeiros (dos 24) patamares das curvas de carga. Os valores dos índices obtidos para o mês de janeiro foram os seguintes:

<u>ÍNDICES GLOBAIS</u>		<u>INCERTEZA DA ESTIMATIVA (%)</u>
LOLP (horas/mês)	2.00	5.4
LOLPG (horas/mês)	0.20	-
LOLPT (horas/mês)	1.80	-
ENS (MWh/hora)	1077	7.0
ENSG (MWh/hora)	77	-
ENST (MWh/hora)	1000	-

<u>ÍNDICES POR SUBSISTEMA</u>	NE	NO	SE	SU
LOLPI(horas/mês)	0.	0.	5.58	6.49
LOLPS(horas/mês)	0.	0.	1.95	1.45

<u>ÍNDICES DE SENSIBILIDADE</u>		<u>DE INTERLIGAÇÃO</u>	
<u>DE GERAÇÃO</u>			
π_1	0.	π_{12}	0.00
π_2	0.	π_{23}	1.95
π_3	1.95	π_{34}	0.005
π_4	2.00		

ÍNDICES AUXILIARES (apenas os não-nulos)

	<u>MECO</u>	<u>PRK (h/m)</u>	<u>ENSK (MWh/h)</u>
1 - SU inseguro		0.05	455
3 - SU,SE inseguros		1.95	1.093

Analisando-se estes resultados, observa-se que:

- De um modo geral, o sistema planejado é confiável pois sua LOLP é inferior ao critério de planejamento (5 horas/mês) e a ENS não chega a 2% do mercado. Pode-se dizer, também, que, quanto à reserva global de geração, o sistema está folgado pois $LOLPG \ll LOLPT$ e $ENSG \ll ENST$.
- Os subsistemas NE e NO são autosuficientes e estão bastante folgados, pois sua LOLPI já é desprezível. Problemas ocorrem nas regiões SE e SU, sendo que após a interligação SE-SU, a região SU ficou mais segura que a região SE. A região mais crítica é, portanto, a região SE cuja LOLPS é, praticamente, igual a LOLP.
- Os índices de sensibilidade indicam que, quanto à geração: não há nenhum benefício em reforçar os sistemas NE e NO e o benefício do reforço nas regiões SE e SU é, praticamente, equivalente, sendo que em SU é exatamente igual a LOLP (o que significa que é benéfico em todos os eventos sorteados); quanto a interligação: o benefício de um reforço da interligação NO-SE (cuja capacidade ainda é nula em 1992) é equivalente a reforçar a geração em SE.

- Os índices auxiliares mostram que só existem dois "modos de falha" (mecos) no sistema: SU e SE inseguros (à direita do corte) e apenas SU inseguro, sendo que o primeiro responde por quase toda a probabilidade.

Com base nestas observações, pode-se concluir que, em termos de expansão do sistema,

- construir a interligação NO-SE é uma alternativa muito atraente, pois, possibilita a transferência do excedente de reserva nas regiões NO e NE para as regiões SE e SU, reduzindo o risco do sistema sem aumentar a reserva global de geração. Confirmam esta indicação:
 - v_{23} alto (1.95)
 - LOLPS₂ baixa (0.) e LOLPS₃ alta (1.95)
 - PRK₃ alto (1.95)
 - LOLPG é baixa (0.20)
- caso a alternativa anterior não seja econômica, o reforço da geração no sistema SU é o mais recomendável. Confirmam esta indicação
 - π_4 igual a LOLP (2.00)
 - o sistema SU participa dos dois modos de falha K_1 e K_3
 - LOLPS₄ alta (1.45)

Para se testar se as indicações sugeridas pela metodologia são verificadas efetivamente, simulou-se a construção de uma interligação NO-NE com capacidade de 1000 MW e TEIF=0.002. A Figura V.26 apresenta a variação mensal do índice LOLP do sistema global, com e sem a interligação.

Pode-se verificar que a interligação NO-SE melhora efetivamente a confiabilidade do sistema, conforme já indicava o seu índice de sensibilidade.

Com relação a estratificação da amostra, cabe observar que a consideração dos primeiros 3 patamares como carga pesada, $P(X^P) = 3/24$, permitiu que, com 15000 sorteios, as incertezas na LOLP e na ENS fossem, respectivamente, de 5.4% e 7%. Para se ter uma idéia, sem estratificação (considerando os 24 patamares) estas incertezas subiram para 15.8% e 21.7% e os valores estimados foram LOLP = 1.95 e ENS = 906. Isto se deve ao fato que ,

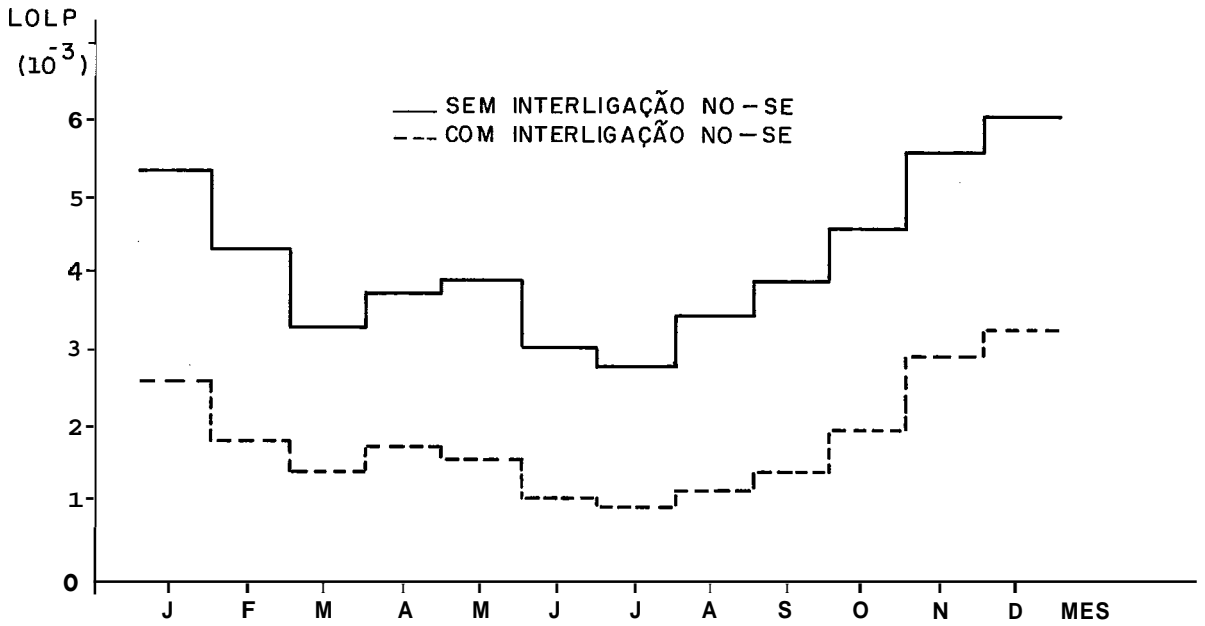


Figura V.26 - Probabilidade de Déficit de Potência (LOLP)

15000 sorteios com $P(X^P) = 3/24$, equivalem a 120800 sorteios com $P(X^P) = 1$.

O tempo de CPU (IBM/4341) para este caso exemplo foi de, aproximadamente, 1.24 seg/1000 sorteios. Este valor permite estimar o tempo de CPU necessário em função do grau de precisão desejado.

VI - CONCLUSÕES

O principal resultado desta pesquisa foi o desenvolvimento de um "ferramental" para análise da confiabilidade de um sistema de geração predominantemente hidroelétrico e de suas principais interligações regionais ou inter-empresas.

A metodologia proposta é especialmente adequada ao sistema brasileiro e levou em conta os seguintes fenômenos:

- variação da energia potencial das fontes primárias devido à incerteza nas afluências futuras
- falhas nos equipamentos de geração
- variações periódicas da demanda
- incertezas na previsão do mercado
- manutenção programada de unidades geradoras
- reduções (falhas) na capacidade das interligações

Quanto às técnicas de solução adotadas cabe destacar:

- método mixto de simulação/cálculo analítico que exige um número de simulações muitas vezes inferior ao que seria necessário utilizando-se um método de Monte Carlo convencional
- extensão do método mixto de simulação/cálculo analítico para dois subsistemas interligados, levando em conta as falhas na interligação
- aplicação da técnica de decomposição do espaço de estado dual ao problema de múltiplos subsistemas interligados, o que possibilita o cálculo de índices de sensibilidade probabilísticos.

Quanto aos resultados alcançados pode-se dizer que, além de avaliar a confiabilidade de um plano de expansão, a metodologia proposta torna possível:

- substituir o atual critério determinístico de dimensionamento da margem de reserva do sistema de geração por um critério de confiabilidade (por exemplo, LOLP= 5 horas/mês)

- integrar o planejamento da capacidade das interligações (expansão da transmissão) com o planejamento da distribuição da reserva entre os subsistemas (expansão da capacidade instalada) objetivando uma possível economia no investimento global e um maior equilíbrio dos índices de confiabilidade regionais (aplicação dos índices π_j , π_{jk} e $LOLPS_j$.)
- estimar as necessidades de intercâmbio de potência entre as empresas ou, equivalentemente, a responsabilidade própria de geração de cada empresa e, conseqüentemente, analisar a repartição da receita tarifária entre elas. (aplicação indireta do índice $PG(LOLP)$).

Como sugestões para futuros desenvolvimentos, pode-se mencionar:

- estender esta metodologia para incluir a representação do sistema de transmissão, pelo menos a nível de fluxo de potência DC
- pesquisar técnicas analíticas de integração em poliedros convexos do \mathbb{R}^n (mecos) a fim de melhorar a estimativa dos índices de confiabilidade para múltiplos subsistemas interligados
- transformar os modelos de análise da confiabilidade em subproblemas dos modelos de síntese automática de planos de expansão, através da utilização de técnicas de decomposição (Benders ou Dantzig-Wolfe)
- investigar a necessidade de se calcular, além dos índices médios de confiabilidade, outros parâmetros dos indicadores, tais como: variância, assimetria, valores extremos, etc.
- pesquisar técnicas de aceleração da convergência do Monte-Carlo ("importance sampling") de forma a verificar se é possível reduzir ainda mais o número de séries hidrológicas utilizado nas etapas de simulação da operação do sistema hidrotérmico

- pesquisar técnicas de aproximação contínua de funções distribuição de probabilidade discreta de forma a reduzir o esforço computacional (convoluções) das etapas de cálculo analítico.

A P Ê N D I C E A

MODELO DE SIMULAÇÃO A USINAS INDIVIDUALIZADAS

Descreve-se a seguir, de forma resumida, o "Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI)", desenvolvido pelo antigo DENE/ELETROBRÁS. Como o objetivo desta seção é descrever a estrutura geral do modelo, serão omitidos diversos detalhes e especificidades de menor importância, para os quais o leitor deve se reportar ao relatório ELETROBRÁS/DENE (73).

Representação do Sistema

O sistema hidrotérmico é constituído por usinas hidráulicas, usinas térmicas e usinas reversíveis que são representadas individualmente no modelo.

Cada usina hidráulica é representada pelo seguinte conjunto de dados:

- Valores limites para o reservatório (volume máximo, mínimo e relativo à cota do vertedouro)
- Curva de cota do reservatório em função do volume (polinômio do 4º grau)
- Curva da área do reservatório em função da cota (polinômio do 4º grau)
- Curva do nível do canal de fuga em função da vazão de fluente (polinômio do 4º grau)
- Potência efetiva da usina
- Altura de queda de referência
- Descarga de referência
- Tipo de turbina
- Perda hidráulica média nas tubulações
- Rendimento do conjunto turbina-gerador
- Fator de carga máximo para operação contínua
- Vazão mínima garantida a jusante

- Código do posto hidrométrico a montante
- Região para cálculo de evaporação
- Curva de controle superior do reservatório
- Curva de controle inferior do reservatório

Quando se tratar de usina a fio d'água, os dados referentes ao reservatório devem ser fornecidos de forma a representar esta condição.

Cada usina térmica é representada pelo seguinte conjunto de dados:

- Capacidade efetiva de ponta
- Produção contínua máxima
- Produção mínima quando em operação
- Fator de disponibilidade
- Geração mínima obrigatório

Cada usina reversível é representada pelos seguintes dados:

- Potência de geração
- Potência de bombeamento
- Rendimento do ciclo

Expansão do sistema

Opcionalmente, os dados das usinas e a topologia do sistema podem ser alterados durante a simulação. Estas alterações devem ser relacionadas por ordem cronológica (mês e ano da ocorrência) permitindo, assim, representar o plano de expansão do sistema. Neste caso, diz-se que a configuração evolui "dinamicamente" ao longo do período de estudo, ou que se trata de uma "simulação dinâmica". Quando esta opção não é utilizada, a simulação é dita "estática".

Dados de mercado

O requisito mensal de energia corresponde à integral da curva de carga mensal do sistema. O requisito de ponta corresponde ao valor de pico (valor máximo) da curva de carga mensal do sistema. Os requisitos de energia e ponta podem ser informados

de três maneiras:

- Como valores anuais e constantes (simulação estática) que serão convertidos em valores mensais através de um padrão fixo de distribuição (coeficientes de sazonalidade)
- Como valores variáveis ano a ano (simulação dinâmica), que serão convertidos em valores mensais da mesma maneira anterior.
- Como valores variáveis, ano a ano e mês a mês dentro do ano (simulação estática ou dinâmica)

São também informados os valores mensais de energia e ponta, correspondentes a fontes geradoras não incluídas no sistema simulado, que serão subtraídos dos respectivos mercados.

Perdas em transmissão

Os requisitos de energia e ponta estão, em geral, referidos às principais subestações do sistema (barramento de 230 kV). A produção de usinas distantes pode ser diminuída de um percentual pré-fixado, correspondente às perdas de transmissão não incluídas nos requisitos de mercado.

Séries hidrológicas

Assume-se disponível, um arquivo histórico contendo os registros mensais das vazões naturais observadas em cada posto hidrométrico nos últimos 50 anos (janeiro de 1931 a dezembro de 1980).

Obtem-se uma série hidrológica fazendo-se coincidir o primeiro ano do período de estudo (futuro) com um certo ano do arquivo histórico (passado). Variando-se o ano do arquivo histórico usado na coincidência, pode-se obter até 50 séries hidrológicas distintas (método da "circulação do histórico"). O comprimento da série hidrológica (número de meses) é sempre igual ao comprimento do período de estudo.

Cabe observar que, no caso de simulação estática, como a configuração e o mercado permanecem fixos no tempo, a diferença entre uma simulação de comprimento 50 anos e 50 simulações con

secutivas de comprimento 1 ano é sutil. No primeiro caso, o estado inicial do sistema é conhecido apenas no primeiro ano, enquanto, no segundo caso, é conhecido a cada ano.

Opcionalmente, pode-se utilizar também um arquivo de séries sintéticas de vazões em lugar do arquivo histórico. Neste caso o número máximo de Séries hidrológicas, bem como, o comprimento máximo de cada série, não estarão mais restritos a 50 anos.

operação do sistema

A simulação da operação do sistema é feita percorrendo-se, mês a mês, o período de estudo. Este processo é repetido para cada série hidrológica especificada.

O programa tenta, iterativamente, atender o mercado mensal, respeitando a política de geração térmica, minimizando os vertimentos e maximizando a energia armazenada hidráulica. Neste processo, tenta ainda redistribuir o estoque de água recuperando o nível dos reservatórios com alta prioridade de enchimento e procurando manter um volume de espera nos reservatórios com alta prioridade de esvaziamento. Este procedimento tende a valorizar as afluições futuras aumentando a expectativa de geração hidráulica.

A operação dos reservatórios é controlada pelos seguintes dados:

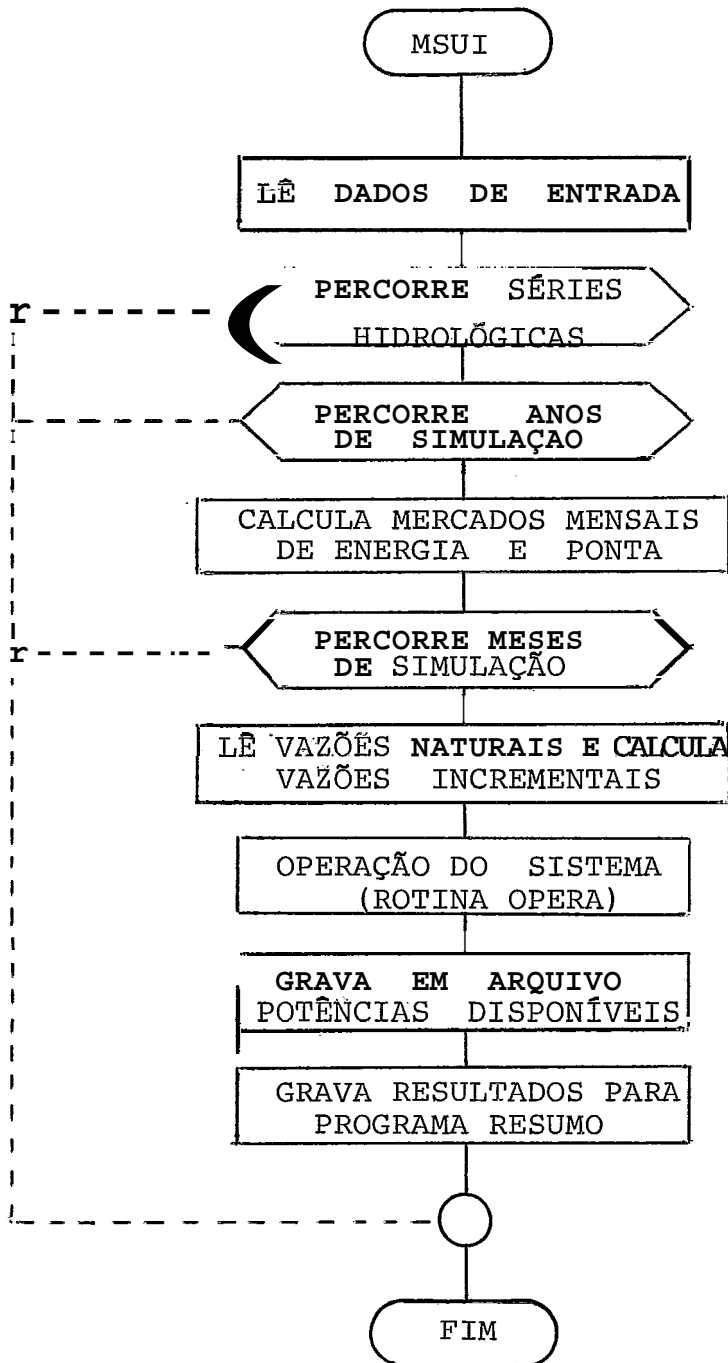
- Prioridade de enchimento e esvaziamento
- Curvas-guia superiores e inferiores do reservatório

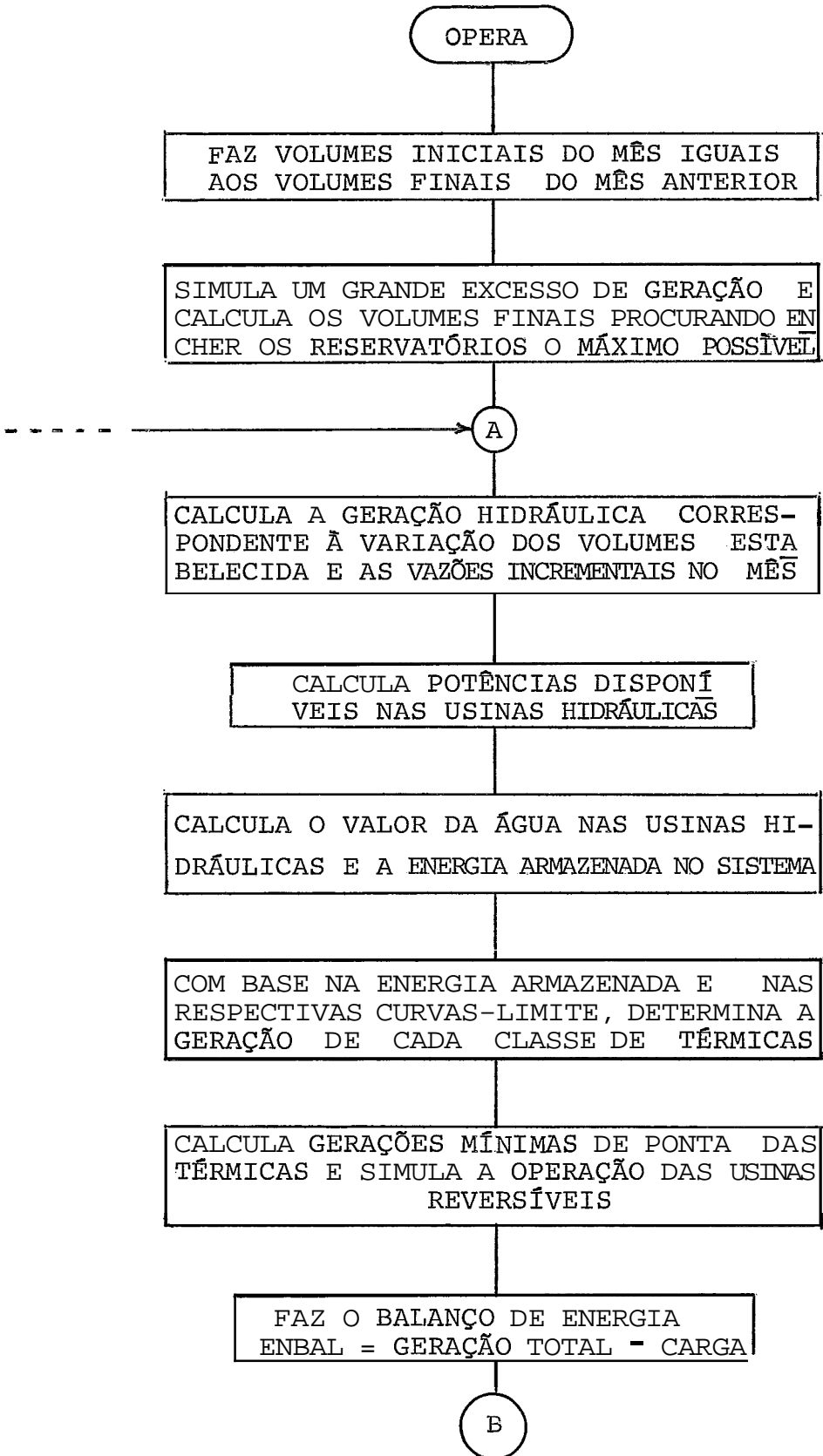
A operação das usinas térmicas é controlada pelas curvas-limite de cada classe de térmicas. O programa estima a energia armazenada nos reservatórios e coloca na base toda a classe de térmicas cuja curva-limite esteja acima do valor da energia armazenada.

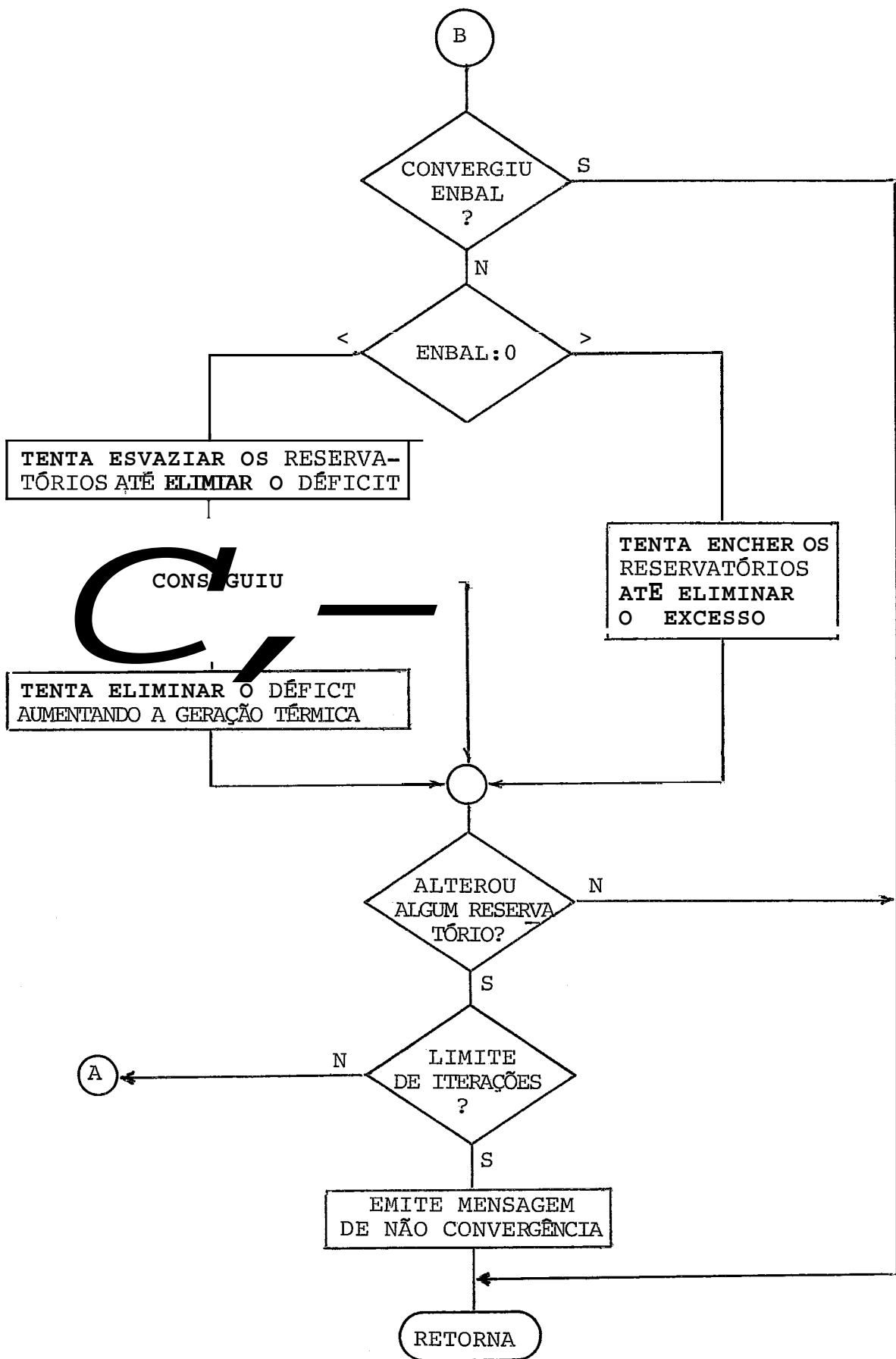
O programa executa também um balanço de ponta e com base na curva demanda x energia, calcula a geração mínima por exigência de ponta das diversas unidades térmicas e reversíveis. Neste ponto, calcula também a energia consumida pelas reversíveis no bombeamento.

Diagrama lógico simplificado

Apresenta-se a seguir um diagrama lógico contendo as principais etapas da simulação a usinas individualizadas :







Principais fórmulas empregadas no modelo

O modelo matemático do sistema procura representar o mais fielmente possível as características físicas das usinas, as equações de conservação da água e os limites superiores e inferiores das diversas grandezas envolvidas.

A formulação apresentada a seguir, refere-se a um dado mês. Parâmetros variáveis ao longo do tempo devem, pois, ser entendidos como o seu valor no mês corrente. A maioria das fórmulas refere-se a uma dada usina. Apenas quando envolverem mais de uma usina serão utilizados subíndices.

Volume médio ao longo do mês (hm³)

$$VMED = (VOLI + VOLF)/2$$

VOLI = volume da usina no início do mês (hm³)

VOLF = volume da usina no fim do mês (hm³)

Para usinas a fio d'água, VMED = VOLI = VOLF

Cota do reservatório em função do volume (m)

$$CTR = A0 + VMED (A1 + VMED(A2 + VMED(A3 + VMED.A4)))$$

A0, A1, A2, A3, A4 = coeficientes do polinômio volume x cota

VMED = volume médio do reservatório no mês (hm³)

Para usinas a fio d'água, CTR = CTMED, onde CTMED é um dado informado.

Nível do canal de fuga em função da vazão defluente (m)

$$CTF = \max (CTRJ, CTF')$$

$$CTF' = B0 + QDEF (B1 + QDEF (B2 + QDEF (B3 + QDEF.B4)))$$

B0, B1, B2, B3, B4 = coeficientes do polinômio vazão x nível de jusante

QDEF = vazão média defluente (m³/s)

CTRJ = nível do reservatório da usina de jusante.

Se não houver, CTRJ = 0.

Altura de queda líquida (m)

$$QUED = CTR - CTF - PERDH$$

CTR = cota de montante (m)

CTF = cota de jusante (m)

PERDH = perda hidráulica nas tubulações, traduzida em uma perda de altura (m)

Área 'do' reservatório em função da cota (km²)

$$AREA = C0 + CTR (C1 + CTR (C2 + CTR (C3 + CTR.C4)))$$

C0, C1, C2, C3, C4 = coeficientes do polinômio cota x área

CTR = nível do reservatório (m)

Para usinas a fio d'água, AREA = ARMED, onde ARMED é um dado informado.

Vazão evaporada (m³/s)

$$QEVP = 10^{-3} \cdot EVAP_k \cdot AREA / SEGM$$

EVAP_k = coeficiente de evaporação mensal (em mm), da região k a que pertence a usina.

AREA = área média do reservatório no mês (km²)

SEGM = n° de segundos do mês (10⁶ s)

Vazão armazenada (m³/s)

$$QARM = (VOLF - VOLI) / SEGM$$

VOLF = volume do reservatório no fim do mês (hm³)

VOLI = volume do reservatório no início do mês (hm³)

SEGM = n° de segundos do mês (10⁶ s)

A vazão armazenada será positiva quando o reservatório estiver enchendo e negativa quando estiver esvaziando.

vazão incremental (m³/s)

$$QINC_i = QNAT_i - \sum_{j \in M_i} QNAT_j$$

$QNAT_i$ = vazão natural média no mês, observada no posto hidrométrico correspondente à i -ésima usina (m^3/s)

M_i = conjunto de usinas imediatamente a montante da usina i .

Os valores de $QNAT_i$ são obtidos a partir do arquivo de vazões naturais para cada mês de cada série hidrológica considerada.

vazão defluente (m^3/s)

$$QDEF = QAFL - QEVP - QARM$$

$QAFL$ = vazão afluente, ou seja, soma da vazão incremental com as vazões defluentes das usinas imediatamente a montante da usina considerada, se houverem (m^3/s)

$QEVP$ = vazão evaporada (m^3/s)

$QARM$ = vazão armazenada (m^3/s)

Como $QAFL$ depende de vazões defluentes a montante, o cálculo de $QDEF$ só pode ser feito percorrendo-se as usinas de montante para jusante.

A vazão defluente é composta de duas parcelas: a vazão turbinada ($QTUR$) e a vazão vertida ($QVER$) de tal forma que

$$QTUR + QVER = QDEF$$

Vazão máxima para produção de ponta (m^3/s)

$$QMAX = \min \{ QGER, QTUL \}$$

$$QGER = CAP / (0.00981 \cdot REND \cdot QUED)$$

$$QTUL = \begin{cases} QREF & \text{(turbina Kaplan)} \\ QREF \cdot (QUED/HREF)^{1/2} & \text{(turbinas Francis/Pelton)} \end{cases}$$

$QGER$ = vazão máxima devido à limitação do gerador (m^3/s)

$QTUL$ = vazão máxima devido à limitação da turbina (m^3/s)

CAP = potência efetiva da usina (MW)

$REND$ = rendimento do conjunto turbina-gerador (em p.u.)

QUED = altura de queda líquida (m)

QREF = vazão máxima de referência (m³/s)

HREF = altura de referência, ou seja, altura pela qual ,
passando-se a vazão de referência, a turbina for
nece uma potência igual a do gerador (m)

O valor QTUL é também denominado "engolimento máximo" da turbina. Para turbinas tipo Francis ou Pelton este valor depende da altura de queda líquida. Para turbinas Kaplan este valor in depende desta altura.

Vazão turbinada (m³/s)

QTUR = min { QDEF, QTUL, FCMAX.QGER }

QDEF = vazão defluente (m³/s)

QTUL = vazão máxima devido à limitação da turbina (m³/s)

FCMAX= fator de capacidade máxima do gerador para produ-
ção contínua de energia (em p.u.)

QGER = vazão máxima devido à limitação do gerador (m³/s)

Vazão vertida (m³/s)

QVER = QDEF - QTUR

QDEF = vazão defluente (m³/s)

QTUR = vazão turbinada (m³/s)

Energia gerada (MW - mês)

ENERG = 0.00981 . REND . QUED . QTUR . (1 - PERDEN)

REND = rendimento do conjunto turbina-gerador (p.u.)

QUED = altura de queda líquida (m)

QTUR = vazão turbinada (m³/s)

PENDEN= perda de energia na transmissão (p.u.)

Capacidade de ponta (MW)

PVIRT = 0.00981 . REND . QUED . QMAX . (1 - PERDPT)

REND = rendimento do conjunto turbina-gerador (p.u.)

QUED = altura de queda líquida (m)

QMAX = vazão máxima para produção de ponta (m³/s)

PERDPT= perda de potência na transmissão (p.u.)

Esta capacidade de ponta corresponde à definição de potência virtual usada no capítulo III. Dividindo-se este valor pelo número de máquinas instaladas na usina, obtem-se o valor da potência unitária necessário aos cálculos de confiabilidade.

Valor da água na usina (MW-mês/m³/s)

$$VAGUA_i = \sum_{j \in J_i} VAPROP_j$$

$$VAPROP = ENERG / QTUR$$

J_i = conjunto de usinas a jusante de i (incluindo a usina i) que não estiverem vertendo.

VAPROP = valor da água própria da usina (MW-mês/m³/s)

ENERG = energia gerada na usina (MW-mês)

QTUR = vazão turbinada

O cálculo de VAGUA deve ser feito após calcular-se VAPROP para todas as usinas.

Energia Armazenada no fim do mês (MW-mês)

A energia hidráulica armazenada no sistema é definida como a energia que é produzida quando se operam todos os reservatórios, em paralelo, do volume em que estão até o volume mínimo, sem considerar nenhuma vazão incremental.

Este valor pode ser calculado valorizando-se o estoque de água de cada reservatório pelo valor médio da água durante o esvaziamento, considerando a própria usina e toda a cascata a jusante dela.

$$EARM = \sum_{i \in U} VAMED_i (VOLF_i - VMIN_i) / SEGM$$

U = conjunto de usinas com reservatório do sistema

VAMED _{i} = valor médio da água da usina i (MW-mês/m³/s)

$VOLF_i$ = volume da usina i no fim do mês (hm^3)

$VMIN_i$ = volume mínimo da usina i (hm^3)

SEGM = n? de segundos do mês (10^6 s)

Valor médio da água do reservatório:

$$VAMED_i = \sum_{j \in J_i} VPMED_j$$

$$VPMED = 0.00981 \cdot \text{REND} \cdot \text{QUEDEQ} \cdot (1 - \text{PERDEN})$$

$$\text{QUEDEQ} = \text{CTEQR} - \text{CFMED} - \text{PERDH}$$

J_i = conjunto de usinas a jusante de i (incluindo a usina i)

VPMED = valor médio próprio da água da usina (MW-mês/ m^3 /s)

REND = rendimento do conjunto turbina-gerador (p.u.)

QUEDEQ = altura de queda equivalente na usina (m)

PERDEN = perda de energia na transmissão (p.u.)

CTEQR = cota equivalente do reservatório (m)

CFMED = nível médio do canal de fuga. É um dado informado que torna o cálculo da energia armazenada independente da vazão defluente no mês (m)

PERDH = perda hidráulica nas tubulações (m)

Cota equivalente do reservatório:

$$\text{CTEQR} = \frac{1}{(VOLF - VMIN)} \int_{VMIN}^{VOLF} \text{CTR}(v) dv = (\text{CTR1} - \text{CTR2}) / (VOLF - VMIN)$$

$$\text{CTR1} = VOLF (A0 + VOLF (A1/2 + VOLF (A2/3 + VOLF (A3/4 + VOLF \cdot A4/5))))$$

$$\text{CTR2} = VMIN (A0 + VMIN (A1/2 + VMIN (A2/3 + VMIN (A3/4 + VMIN \cdot A4/5))))$$

$A0, A1, A2, A3, A4$ = coeficientes do polinômio volume x cota

CTR1 = primitiva do polinômio no ponto VOLF

CTR2 = primitiva do polinômio no ponto VMIN

Para usinas a fio d'água, CTEQR = CTMED

A P Ê N D I C E B

MODELO DE SIMULAÇÃO A SISTEMA EQUIVALENTE

Descreve-se a seguir, de forma resumida, o "Modelo de Simulação a Sistema Equivalente (MSSE)". Uma descrição mais detalhada, contendo inclusive os passos intermediários das formulações pode ser encontrada em TERRY (74).

Representação do Sistema

Considera-se que o sistema hidrotérmico é constituído por usinas hidráulicas e usinas térmicas. O sistema hidráulico é agrupado através do conceito de Sistema Equivalente. As séries hidrológicas de vazões naturais nos diversos postos hidrométricos são transformados em duas séries de energias afluentes:

- série de energias controláveis (ou armazenáveis)
- série de energias a fio d'água (ou não armazenáveis).

O sistema equivalente é então representado pelo seguinte conjunto de dados:

- limites máximo e mínimo do reservatório equivalente de energia (energia armazenada)
- função energia evaporada
- função energia de vazão mínima
- função correção da energia controlável

As usinas térmicas são agrupadas em classes de usinas com custo de operação semelhante. Cada classe é representada pelo seguinte conjunto de dados:

- geração mínima mensal
- geração máxima mensal
- regra de operação definida por curva-limite ou tabela ótima da programação dinâmica

Utilizando-se esta representação, o balanço energético do sistema passa a ser feito conforme ilustra o diagrama abaixo :

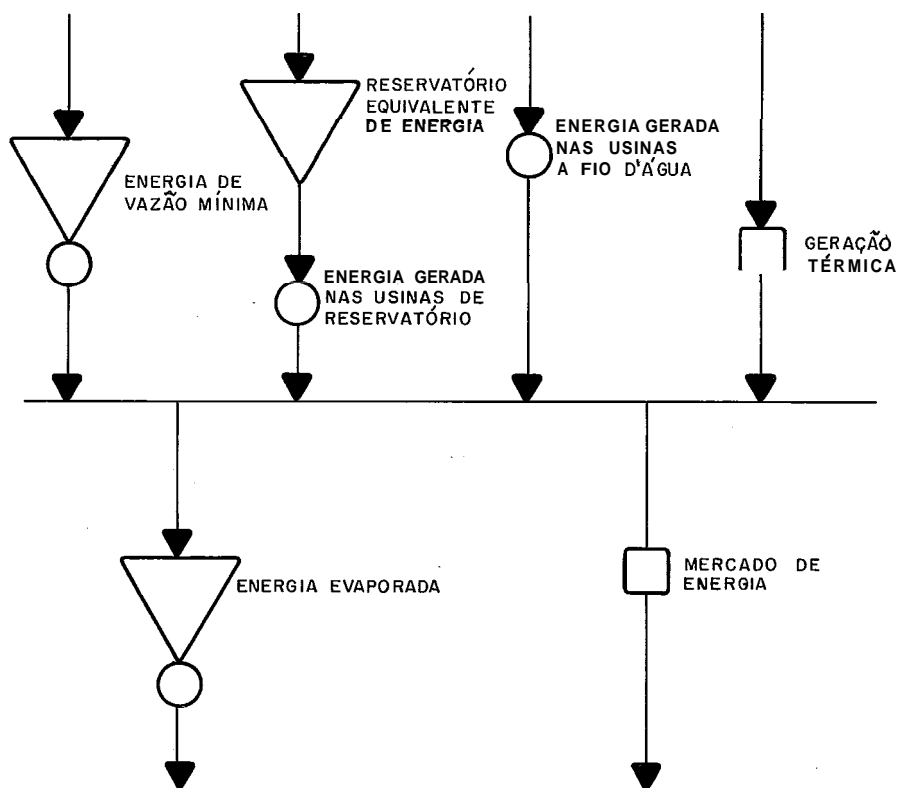


Figura B-1

Dados de Mercado

O modelo a sistema equivalente contempla apenas o requisito mensal de energia, referido ao barramento das usinas. Perdas no sistema de transmissão, são incluídas no mercado.

São também informados os valores mensais de energia correspondentes a:

- produção total de pequenas usinas não incluídas na configuração simulada
- intercâmbios de energia externos ao sistema
- produção de usinas com potência instalada ainda inferior à sua potência de base (submotorizada)
- perdas de energias correspondentes ao enchimento dos volumes mortos dos reservatórios.

Estes valores, ao serem incluídos no mercado definem o valor da carga líquida do sistema.

Expansão do 'Sistema

Opcionalmente, a topologia do sistema pode ser alterada durante a simulação. Estas alterações, relacionadas por ordem cronológica, permitem representar de forma aproximada o plano de expansão do sistema. O efeito da mudança de configuração em um sistema equivalente é conseguido mediante a alteração dos limites de armazenamento do reservatório equivalente e da manipulação dos dados de mercado. Caso esta opção seja utilizada, diz-se que a simulação é "dinâmica". Caso contrário, a simulação é dita "estática".

Operação 'do sistema

A simulação do sistema hidrotérmico é executada por intermédio de um balanço direto cujo objetivo é determinar a energia armazenada ao final de cada mês, a partir da disponibilidade dessa energia no início do mês e do confronto entre os requisitos e recursos do sistema.

Supondo-se que a simulação seja efetuada para o período em estudo, sob a hipótese de ocorrência dos diversos segmentos de séries de vazões, obtidos a partir do histórico ou vazões sintéticas, e de duração idêntica àquela do período em estudo, ter-se-á tantas simulações quantos sejam esses segmentos. Para cada segmento assim obtido, as vazões são transformadas em energias segundo a formulação do Modelo a Sistema Equivalente.

Em cada mês da simulação, avalia-se, inicialmente, as variáveis que dependem do valor da energia armazenada no início do mês, ou seja, as energias evaporada e de vazão mínima, e a controlável através do seu fator de correção. A energia controlável, deduzida da evaporada é então transferida para o reservatório equivalente obtendo-se assim a disponibilidade total de energia que poderá ser utilizada ou estocada. A seguir é verificada se, em virtude da necessidade de descargas mínimas regularizadas elevadas, em períodos de hidraulicidade desfavorável, o reservatório equivalente tem seu estoque de energia totalmente consumido. Neste caso, a energia controlável, da qual a de vazão mínima é parte, passa a assumir valores negativos, indicando a obrigatoriedade de efetuar deplecionamentos do reservatório

equivalente a fim de atender os requisitos de liberação de vazão mínima obrigatória. Na hipótese do esgotamento do reservatório de energia tomar-se impossível atender a essas descargas mínimas vindo a ocorrer um déficit de vazão mínima que é equivalente ao necessário para que o reservatório não atinja valores negativos de energia armazenada.

Executa-se em seguida um balanço dos recursos de uso obrigatório que são a energia de vazão mínima, a energia a fio d'água e a geração térmica obtida pela curva limite ou pela programação dinâmica. O balanço consiste na comparação do total destes recursos com a carga líquida. A carga líquida é calculada deduzindo-se do mercado, a geração de pequenas usinas, os intercâmbios, as produções de usinas submotorizadas e acrescentando-se as perdas decorrentes dos enchimentos de volume morto.

Caso os recursos de uso obrigatório excedam a carga líquida, surgirá um vertimento decorrente da impossibilidade de armazenar este excesso de energia. O balanço então estará terminado, podendo ou não haver um outro tipo de vertimento, dependendo do valor da energia armazenada obtido após o acréscimo da energia controlável à armazenada no início do mês.

Na hipótese de restar ainda uma carga líquida a ser atendida, após a utilização dos recursos de uso obrigatório, é feita uma tentativa de atendimento dessa carga por intermédio do deplecionamento do reservatório. Se isto não for possível, ter-se-á um déficit de energia equivalente à parcela da carga que não foi atendida.

O diagrama apresentado na Fig.B-1 esquematiza as diversas etapas da simulação a sistema equivalente.

Principais fórmulas empregadas na construção do modelo a sistema equivalente

Numa primeira fase, anterior à simulação propriamente dita, constrói-se o modelo a sistema equivalente da particular configuração em estudo. Nesta fase, a partir dos dados básicos das usinas hidroelétricas presentes na configuração, efetua-se a

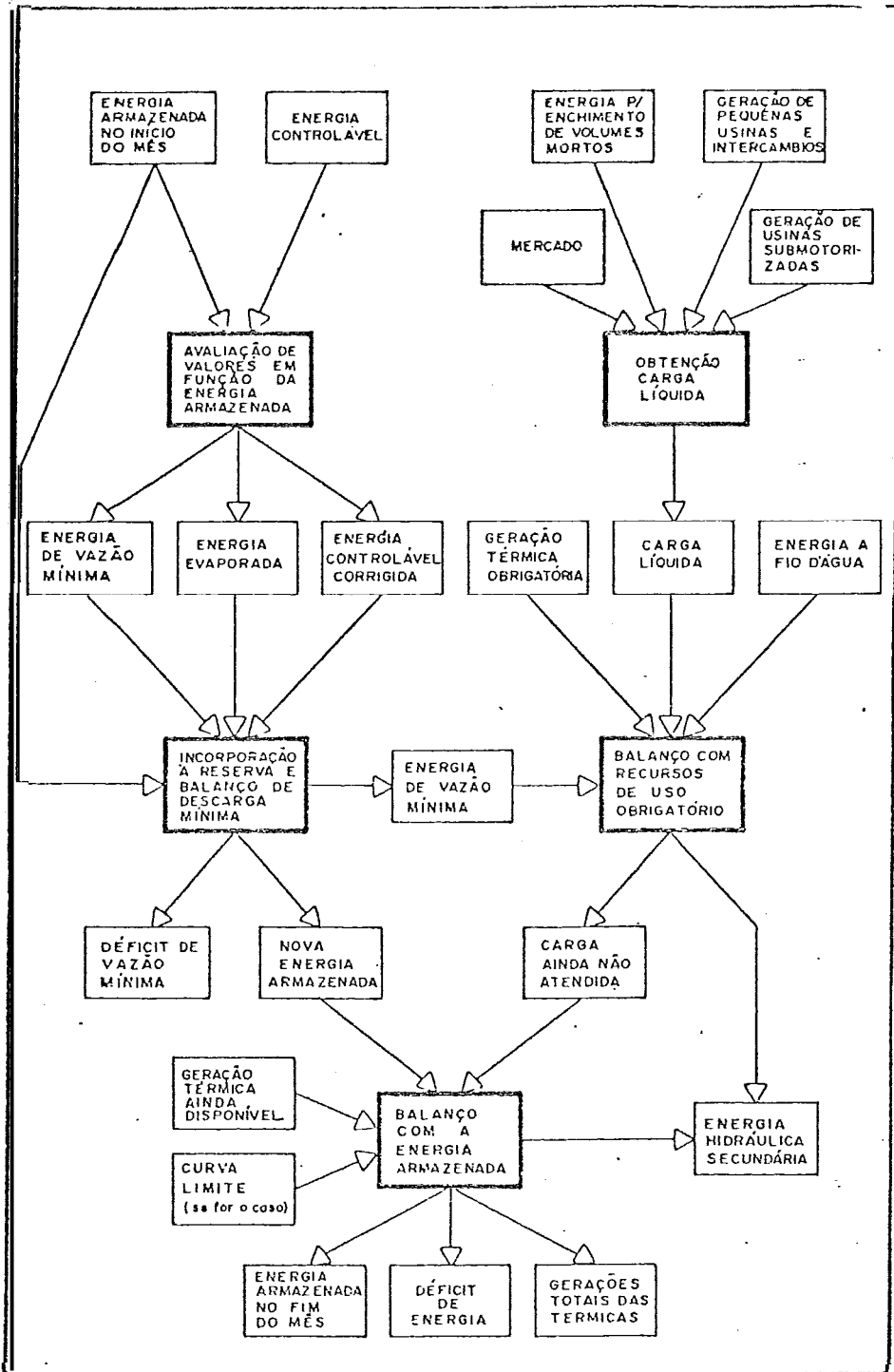


Figura B-1 - Diagrama lógico simplificado do MSSE

a conversão das vazões naturais em energias controlável e fio d'água e calcula-se as funções de energia evaporada, energia de vazão mínima e correção de energia controlável.

a formulação apresentada a seguir refere-se a um dado mês. Parâmetros variáveis ao longo do tempo devem ser entendidos como o seu valor no mês corrente. Algumas variáveis são definidas exatamente como no modelo a usinas individualizadas e já foram apresentadas no Apêndice A, razão pela qual não serão repetidas aqui.

Energia Controlável (MW-mês)

A energia controlável é definida como a descarga natural afluyente a cada reservatório, (descontada a parcela de vazão mínima obrigatória) multiplicada pela produtibilidade média da usina, se ela estiver com todas as unidades de base instaladas, somada às produtibilidades de todas as usinas a fio d'água a jusante, até o próximo reservatório exclusive.

No caso de usina com reservatório, sua produtibilidade é determinada em função da altura de queda equivalente porque, ao se determinar a energia controlável, não é possível conhecer por antecipação qual o nível do reservatório por ocasião da simulação. Por isto, este valor será, posteriormente, corrigido em função das variações de queda líquida nas usinas

$$EC = 9,81 \times 10^{-3} \sum_{i \in R} (Q_i - Q_{\min_i}) (\rho_i H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)$$

onde:

R - é o conjunto de reservatórios

F_i - é o conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório i e o próximo reservatório a jusante

Q_i - é a descarga natural afluyente ao reservatório i no mês (m^3/s)

Q_{\min_i} - é a descarga mínima obrigatória que deve ser liberada no reservatório i (m^3/s)

ρ_i - é o rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina i (p.u.)

H_{eq_i} - é a altura de queda líquida equivalente do reservatório i , (m)

h_j - é a altura de queda líquida das usinas a fio d'água (m)

Energia a fio d'água (MW-mês)

A energia a fio d'água corresponde às descargas incrementais afluentes às usinas a fio d'água e conseqüentemente não passíveis de armazenamento. A determinação dessa energia é feita em cada usina, a partir de suas vazões naturais afluentes, das quais são descontadas aquelas afluentes às usinas de reservatório a montante. Como o turbinamento de vazão mínima é obrigatório, a máxima vazão incremental que ainda pode ser turbinada na usina a fio d'água é dada pela diferença entre o seu engolimento máximo e a soma das vazões mínimas liberadas nos reservatórios imediatamente a montante.

Deve ser observado que a energia a fio d'água assim calculada pode, em períodos de grandes afluências, conduzir, durante a simulação, a vertimentos nessas usinas, decorrentes da liberação de energia controlável armazenada nos reservatórios de montante. Isto ocorre porque ao se determinar a energia controlável não se dispõe de meios para saber quando a mesma será liberada, sendo impossível, então, adotar limitações de engolimento máximas adequadas. Isso acarreta um certo otimismo do modelo mas que não implica em riscos graves, já que ocorre somente em períodos de grandes afluências.

$$EFIO = 9,81 \times 10^{-3} \sum_{j \in R} \min \{ (Q_{\max_j} - \sum_{m \in M_j} Q_{\min_m}), (Q_j - \sum_{m \in M_j} Q_m) \} \rho_j h_j$$

onde:

R - é o conjunto de usinas a fio d'água

M_j - é o conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina j

Q_{\max_j} - é o engolimento máximo da usina j, - ver Apêndice A (m^3/s)

h_j - é a altura de queda líquida da usina a fio d'água j (m)

ρ_j - é o rendimento global do grupo turbina-gerador da usina a fio d'água j (p.u.)

Q_{\min_m} - é a descarga mínima do reservatório m a montante da usina a fio d'água j (m^3/s)

Q_j - é a descarga natural na usina a fio d'água j , durante o mês - (m^3/s)

Q_m - é a descarga natural no reservatório m , a montante da usina a fio d'água j , durante o mês - (m^3/s)

Energia Armazenada no Sistema Equivalente (MW-mês)

A energia armazenada no reservatório equivalente corresponde à valorização dos volumes armazenados nos diversos reservatórios do sistema ao longo de toda a cascata a jusante de cada um. A obtenção do valor da energia armazenada depende da prioridade de esvaziamento dos reservatórios e conseqüentemente das alturas de queda pelas quais são valorizados os volumes. Como é adotada a hipótese de operação em paralelo, a energia armazenada entre dois estados quaisquer fica definida como aquela que é gerada ao se deplecionar os reservatórios paralelamente em volume, sem considerar novas afluências.

Assim o valor da energia armazenada entre os estados 1 e 2 é dado por:

$$EA_{1-2} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} (V_{1,i} - V_{2,i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq,j}$$

onde,

R - é o conjunto de reservatórios

J_i - é o conjunto de usinas em cascata a partir da usina de reservatório i até a última de jusante, pertencendo a usina i a este conjunto.

ρ_j - é o rendimento global do grupo turbina-gerador da usina j

$H_{eq,j}$ - corresponde à altura líquida de queda nas usinas de fio d'água, e para as usinas de reservatório corresponde a um valor médio obtido pela integração da curva cota-volume entre os estados 1 e 2, daqui em diante denominada altura equivalente.

Fazendo-se os estados 1 e 2 corresponderem os volumes máximos e mínimos, respectivamente, obtem-se a expressão da energia armazenada máxima.

Energia Evaporada no Reservatório Equivalente (MW-mês)

Por depender da variação da área do espelho d'água e consequentemente da energia armazenada, durante a simulação a energia evaporada é obtida em função da energia armazenada, por intermédio de uma parábola do 20 grau.

Uma parábola do 20 grau fica perfeitamente determinada conhecendo-se a sua posição em 3 pontos, ou seja, calculando-se 3 pares de valores de energia armazenada (EA) e energia evaporada (EVP). Os pontos escolhidos para o ajustamento da parábola são os correspondentes aos volumes máximo, metade do Útil e mínimo. Para estes pontos tem-se:

$$EA_{\max} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} (V_{\max_i} - V_{\min_i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq_j}$$

$$EA_{\text{med}} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} \frac{1}{2} (V_{\max_i} - V_{\min_i}) \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq_j}$$

$$EA_{\min} = 0$$

$$EVP_{\max} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} e_i A_{\max_i} \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{\max_j}$$

$$EVP_{\text{med}} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} e_i A_{\text{med}_i} \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{\text{med}_j}$$

$$EVP_{\min} = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in R} e_i A_{\min_i} \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{\min_j}$$

onde:

A_{\min} , A_{med} e A_{\max} - são as áreas dos espelhos d'água, em km^2 , correspondentes aos volumes mínimo, metade do Útil e máximo

e_i - é o coeficiente de evaporação do reservatório i - (mm)

R - é o conjunto de reservatórios

J_i - é o conjunto de usinas em cascata a partir da usina do reservatório i , inclusive, até a última de jusante

ρ_j - é o rendimento global do grupo turbina-gerador da usina j (p.u.)

H_{\min} , H_{med} e H_{\max} - são as alturas em metros, correspondentes aos volumes mínimo, metade do Útil e máximo da usina j .

A figura abaixo ilustra a forma desta parábola :

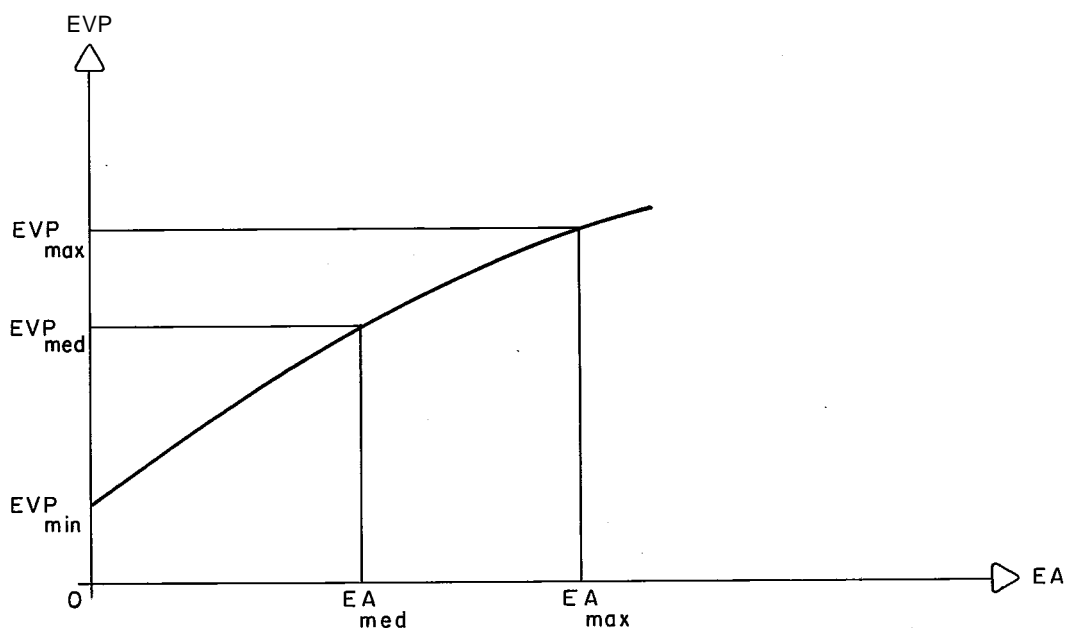


Figura B-2

Energia de vazão mínima (MW-mês)

Dado que essa energia é de uso obrigatório, uma vez que não se armazena a descarga mínima, e como por sua própria natureza esta descarga independe da série hidrológica considerada, dependendo somente da configuração de usinas que compõem o sistema no mês em estudo, optou-se por determinar a energia de vazão mínima, por intermédio de uma parábola do segundo grau, em função da energia armazenada no sistema durante a simulação.

Os valores de energia armazenada, escolhidos para o ajustamento da parábola, correspondem aos volumes máximo, metade do útil e mínimo. As energias de vazão mínima (referentes a esses volumes são:

$$EVM_{\max} = 9,81 \times 10^{-3} \sum_{i \in R} Q_{\min_i} (\rho_i H_{\max_i} + \sum_{j \in F_j} \rho_j h_j)$$

$$EVM_{med} = 9,81 \times 10^{-3} \sum_{i \in R} Q_{min_i} (\rho_i H_{med_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)$$

$$EVM_{min} = 9,81 \times 10^{-3} \sum_{i \in R} Q_{min_i} (\rho_i H_{min_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)$$

Deve-se notar que a energia de vazão mínima é fisicamente parte da controlável, daí sua expressão ser semelhante à que a diferindo apenas na afluência utilizada que aqui é a mínima obrigatória, Q_{min_i} .

Observe-se também que na determinação da energia armazenada correspondente à metade do volume Útil utilizou-se uma altura equivalente H'_{eq_j} que foi obtida por integração da curva cota-volume entre os limites dados pelo volume mínimo e aquele que se refere à metade do Útil.

Por outro lado, na determinação da energia de vazão mínima correspondente a essa energia armazenada, utilizou-se a altura de queda H_{med} , que é obtida a partir da curva cota-volume, para um volume igual a metade do Útil.

A forma desta parábola é semelhante a do item anterior.

A correção da energia controlável

Como a energia controlável foi calculada com alturas equivalentes, H_{eq_j} , e tendo em vista que durante a simulação essa energia deve levar em conta a influência da variação das alturas de queda, faz-se necessário determinar um fator de correção.

Admitindo-se a manutenção de proporcionalidade entre as descargas naturais dos vários postos ao longo do histórico, isto é, supondo-se que não hajam grandes diversidades de hidraulicidade entre os postos correspondentes a usinas e reservatórios que serão substituídos pelos seus equivalentes, pode-se considerar constantes as relações entre as energias controláveis calculadas a partir da altura equivalente.

Assim, pode-se determinar três fatores de correção correspondentes às energias controláveis obtidas com alturas relativas aos volumes máximo, metade do Útil e mínimo, mediante o quocien

te entre essas energias e aquela calculada por altura equivalente. Relacionando estes fatores de correção com a energia armazenada, via uma parábola do segundo grau, do mesmo modo que se fez com as energias de vazão mínima e evaporada, torna-se possível durante a simulação corrigir a energia controlável.

Deste modo, para cada mês do período em estudo e correspondendo, respectivamente aos volumes máximo, metade do Útil e mínimo, os fatores de correção, médios no histórico, são obtidos pelas seguintes expressões:

$$f_{c_{\max}} = \frac{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{\max_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}$$

$$f_{c_{\text{med}}} = \frac{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{\text{med}_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}$$

$$f_{c_{\min}} = \frac{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{\min_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}{\sum_k \sum_{i \in R} Q_{ik} (\rho_i H_{eq_i} + \sum_{j \in F_i} \rho_j h_j)}$$

onde, a menos de Q_{ik} que é a afluência natural ao reservatório i na sequência k do histórico, todas as demais variáveis já foram definidas anteriormente, na determinação da Energia Controlável.

A forma desta parábola também é semelhante a da energia evaporada.

correção da energia armazenada durante a simulação, devido à mudança de configuração

A entrada em operação de uma usina de reservatório ou não, faz com que haja alteração no valor da energia armazenada pois a água armazenada nos reservatórios de montante passará a ser valorizada nessa nova usina.

Em termos de sistema equivalente é impossível avaliar corretamente as alterações ocorridas nos valores da água que conduzem à nova energia armazenada, uma vez que já não são mais dis-

poníveis os dados individuais de usinas que compõem o sistema.

O estabelecimento de um fator de correção para esse caso obedece às seguintes premissas:

- a) a energia armazenável máxima não é influenciada pelo fator de correção porque esta já foi previamente determinada ao se estabelecerem os equivalentes.
- b) Supõe-se que no início do mês este novo reservatório esteja vazio, entrando ao fim do mês no volume proporcional aos demais reservatórios e respeitando a partir daí o conceito de operação em paralelo.
- c) Haverá uma descontinuidade de volumes armazenados e conseqüentemente da energia armazenada entre o início e o fim do mês em questão, proporcional a que ocorreu com a energia armazenável máxima, (descontada do volume da própria usina)
- d) no caso da entrada em operação de uma usina, com reservatório ou não, em cabeceira de rio, a energia armazenada do sistema não se altera, pois não há usinas à montante.

Com base nestas hipóteses, pode-se escrever que

$$\frac{EA_1}{EA_0} = \frac{EA'_{max_1}}{EA_{max_0}}$$

$$EA'_{max_1} = EA_{max_1} - CORR$$

$$CORR = \frac{9,81 \times 10^{-3}}{2,63} \sum_{i \in N} V_{util_i} \sum_{j \in J_i} \rho_j H_{eq_j}$$

onde:

EA_0 = energia armazenada antes da alteração

EA_1 = energia armazenada depois da alteração

EA_{max_0} = energia armazenada máxima antes da alteração

EA_{max_1} = energia armazenada máxima depois da alteração

$CORR$ = desconto de energia correspondente aos volumes das novas usinas, já incluídas em EA_{max_1}

N = conjunto das novas usinas

J_i = conjunto de usinas a jusante da usina i , inclusive, após a alteração

Destas relações tem-se que o fator de correção da energia armazenada, tal que, $EA_1 = FC \times EA_0$, é dado por,

$$FC = (EA_{\max_1} - CORR) / EA_{\max_0}$$

A P Ê N D I C E C

LISTA 'DE PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DESENVOLVIDOS

'NO ÂMBITO 'DA TESE

O teste e a aplicação ao sistema brasileiro da metodologia proposta neste trabalho exigiram o desenvolvimento de diversos programas computacionais, bem como a adaptação de um programa existente no setor elétrico. Apresenta-se a seguir uma relação destes programas (escritos em FORTRAN IV), contendo breves comentários sobre cada um deles.

- PREDAT - Executa a gerência da evolução de uma configuração a nível das unidades geradoras, preparando os dados para os programas CONFIB ou CONFIBI.
- CONFIB - Executa o cálculo dos índices de confiabilidade para um sistema de geração integrado.'
- CONFIBI- Executa o cálculo dos índices de confiabilidade para dois subsistemas interligados.
- MSUI - Modelo de simulação a usinas individualizadas que foi adaptado para fornecer a amostra de potências unitárias disponíveis utilizada no programa PREDAT.
- MONTA - Programa auxiliar que permite fazer a fusão dos arquivos de saída do programa MSUI, correspondentes a dois subsistemas simulados independentemente, em um conjunto de arquivos do sistema interligado.
- SEMANAL- Programa que permite alterar os dados do programa PREDAT em função de um cronograma semanal de manutenção das unidades geradoras.
- CONSOL - Programa auxiliar utilizado em combinação com o programa SEMANAL para converter índices de confiabilidade semanais em índices mensais.

SIMULA - Modelo simplificado de simulação a usinas individualizadas para ser usado com séries sintéticas de vazões. Foi utilizado para testar a hipótese de desacoplamento energia x ponta.

CONFREQ - Executa o cálculo de índices de confiabilidade para múltiplos subsistemas interligados a partir diretamente de um modelo de simulação a sistema equivalente (MSSE) ou de um modelo a usinas individualizadas (MSUI).

REFERÊNCIAS

- (1) EPRI, Reliability Indexes for Power Systems, Final "Report EL-1773, Research Project 1353-1, California, março 1981
- (2) ENDRENYI, J., Reliability Modeling in Electric Power Systems, Toronto, Wiley - Interscience publication, 1978
- (3) CALABRESE, G., "Generating Reserve Capacity Determined by the Probability Method", AIEE Transactions , Vol. 66 , pp 1439-1450 , (1947)
- (4) LYMAN, W.J., "Calculating Probability of Generating Capacity Outages", AIEE Transactions, Vol. 66, pp 1471-1477 (1947)
- (5) SEELYE, H.P., "Outage Expectancy as a Basis for Generator Reserve", AIEE Transactions, Vol. 66, pp 1483-1488 (1947)
- (6) BILLINGTON, R., "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation" , IEEE Transactions on PAS, Vol. 91, pp 649-660, (1972)
- (7) IEEE REPORT, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation" , IEEE Transactions on PAS, Vol. 97, pp 2235-2242, (1978)
- (8) ALLAN, R.N., BILLINGTON, R., LEE, S.H., "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation (1977-1982)", IEEE Paper 83 WM 053-6 New York, (1983)
- (9) CUNHA, S.H.F., Um método para o estudo da confiabilidade de um sistema de geração hidrotermoelétrico , Tese de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, setembro, 1977

- (10) CAMARGO, C.C.B. - A Confiabilidade como um Critério Adicional no Planejamento da Transmissão de Potência Elétrica - Tese de M. Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, janeiro, 1977
- (11) CARVALHO, M.F.H. - Índices de Confiabilidade para Planejamento e Operação de Sistemas de Potência e suas Determinações - Tese de M. Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, março, 1977
- (12) MARKOVITS, C.H.M. - Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência Interligados Radialmente - Tese de M. Sc. - Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Elétrica, São Paulo, agosto, 1978
- (13) MENEZES FILHO, S. - Análise de Confiabilidade no Planejamento de Sistemas de Potência - Tese de M. Sc. - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1978
- (14) CORSEEN, C.L. - Avaliação de Índices de Confiabilidade em Subestações - Tese de M. Sc. - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, junho, 1979
- (15) VILLAR, M. C. - A influência da Manutenção das Unidades Geradoras na Confiabilidade de um Sistema de Potência - Tese de M. Sc. - Universidade de São Paulo, São Paulo, junho, 1979
- (16) BAITELLI, R. - Índices de Confiabilidade no Planejamento da Reserva Estática - Tese de M. Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, outubro, 1979
- (17) COELHO, H.F.N. - Avaliação da Confiabilidade e Custo da Geração de um Sistema de Potência com Imposição de Restrições de Potência e Energia - Tese de M. Sc. - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1979

- (18) CAVALCANTE NETO, T.N. - Determinação da Confiabilidade de Redes Radiais Primárias por Simulação - Tese de M. Sc. - Universidade de São Paulo, São Paulo, agosto, 1980
- (19) BRAMONT, P.P.B. - Determinação de uma Função Segurança Probabilística objetivando o Controle Preventivo - Tese de M. Sc. - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, agosto, 1980
- (20) DORIA SILVA, H. - Grafos Aplicados a Estudos de Confiabilidade de Sistemas de Potência - Tese de M. Sc. - Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Estatística e Informática, Recife, 1980
- (21) SUQUILANDA, G.O.N. - Determinação da Confiabilidade de Geração de Sistemas Hidro-Termoelétricos - Tese de M. Sc. , Universidade Federal do Rio de Janeiro , COPPE, Rio de Janeiro, fevereiro, 1981
- (22) DE SÁ ALVES, M. C. - Um modelo de Indisponibilidade Não Programada de Geração - Tese de M. Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, maio, 1981
- (23) GUENZI, G. - Confiabilidade de Sistemas de Sub-transmissão com Método de simulação Tipo Montecarlo - Tese de M. Sc. - Universidade de São Paulo, São Paulo, maio, 1981
- (24) GALVÃO, L.C.R. - Confiabilidade em Redes de Distribuição primária - Tese de D. Sc. - Universidade de São Paulo , São Paulo, julho, 1981
- (25) FIGUEIREDO, C.A. - Uma técnica para Avaliação da Confiabilidade nas Subestações em Termos de Frequência de Interrupção e sua Duração - Tese de M. Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo, outubro, 1981
- (26) ALKAIM, J.L. - Tratamento Estatístico das Indisponibilidades em Linhas de Transmissão - Tese de M. Sc. - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1981

- (27) DE OLIVEIRA AIRES, J.C. - Confiabilidade de Sistemas de Geração-Transmissão: Uma metodologia - Tese de M. Sc. - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, agosto, 1982
- (28) CARUSO, J.M; Ringlee, R.J.; Reppen, N.D.; Lam, B. P. - "Critérios de Confiabilidade nos Estudos do Sistema de Transmissão de Itaipu" - IV SNPTEE , Grupo VII, Rio de Janeiro, 1977
- (29) CAMARGO, C.C.B. - "Cadeias de Markov Aplicadas a Confiabilidade da Transmissão de Potência Elétrica" - VI SNPTEE , Grupo VII, Rio de Janeiro, 1977
- (30) GOMES, F.B.M; CUNHA, S.H.F. - "Cálculo da Confiabilidade de Atendimento de Ponta em Sistemas Hidrotermoelétricos", V SNPTEE, Recife , 1979
- (31) CUNHA, S.H.F.; PACIORNIK, N.; LUNDEQVIST, C.G.; BATISTA, R.P.; AMADO, S.M. - "Critérios de Reserva - Proposição de Metodologia e Análise dos Critérios Atuais", V SNPTEE , Recife, 1979
- (32) CARVALHO, M.F. - "Confiabilidade Conjunta Geração-Transmissão para Operação de Sistemas" - V_SNPTEE - Grupo VII, Recife, 1979
- (33) TAVARES, P.S. - Desempenho de um Item: Confiabilidade , Disponibilidade e Mantenibilidade - Mundo Elétrico , nº 242, pp. 58-62 , 1979
- (34) COELHO, H.F.N.; ZÛRN, H.H. - Reliability and Production Cost Evaluation of Large Power Systems Subject to Power and Energy Restrictions - Third International Symposium on Large Engineering Systems, Memorial University of Newfoundland, July, 1980

- (35) ZÜRN, H.H.; COELHO, H.F.N. - "Obtenção de Índices de Confiabilidade e Custo de Geração para Otimização da Operação Sob Restrições de Energia" - 3º Congresso Brasileiro de Automática , Rio de Janeiro, pp 275-281, 1980
- (36) LUNDEQVIST, C.G., "Abordagem Analítica para o Cálculo da Probabilidade de Perda de Carga em um Sistema Hidrotermo elétrico", XIII Simp. Brasil. de Pesquisa Operacional , Rio de Janeiro, outubro, 1980
- (37) OLIVEIRA, G.C.; CUNHA, S.H.F.; GOMES, F.B.M. ; PACIORNM, N. "Confiabilidade do Atendimento de Ponta em Sistemas Interligados: Metodologia e Aplicação - VI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) , Camboriú, BC/GPL/03, 1981
- (38) CAMARGO, C. et alii - "Tratamento Estatístico de Dados para Análise da Confiabilidade da Transmissão de Sistemas Elétricos de Potência" - VI SNPTEE - Camboriú, 1981
- (39) CAMARGO, C. et alii - "Uma Avaliação Probabilística da Segurança Estática, Transitória e Dinâmica em Sistemas de Grande Porte" - VI SNPTEE , Camboriú, 1981
- (40) CORSSSEN, C.L. ; CAMARGO, C.B.B. ; DA CRUZ, C.R.G. - "Determinação de índices de Confiabilidade em Sistemas de Transmissão" - VI SNPTEE , GPL , Camboriú, BC/GPL/15, 1981
- (41) LUNDEQVIST, C.G. - "Cálculo da Probabilidade de Perda da Carga no Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Enfoque Analítico" - VI SNPTEE , GPL , Camboriú, BC/GPL/20, 1981
- (42) VIAN, A.; ROBBA, E.J.; PING, C. - "Metodologia de Avaliação Estatística da Confiabilidade de Sistemas Elétricos", VI SNPTEE, Camboriú, outubro, 1981

- (43) MANZONI, G. - "Cálculo da Confiabilidade : Problemas Particulares no Planejamento das Redes Elétricas - VI SNPTEE , GPL, Camboriú, BC/GPL/17, 1981
- (44) SALVADERI, L. - "Cálculo da Confiabilidade: Problemas Particulares da programação dos Sistemas de Geração", VI SNPTEE GPL , Camboriú, BC/GPL/18, 1981
- (45) MASSAUD, A.G. ; VALLE DO PRADO, J. JÚNIOR, LEFRÊVE, M.M.A.P. GUIMARÃES DE SEQUEIRA, S. - "Metodologia e Sistemática de obtenção Custo KWh Não Fornecido (Custo do Déficit)" , VI SNPTEE , GPL , Camboriú, BC/GPL/14, 1981
- (46) BICHELS, A.; OLIVEIRA, N.G. - "Determinação de Índices de Tensão e Carregamento para Planejamento de Sistemas Elétricos de Transmissão" - VI SNPTEE, GPL, Camboriú, 1981
- (47) CUNHA, S.H.F.; PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G. - "Cálculo da Confiabilidade de Geração de um Sistema Elétrico através de Funções Geradoras e Transformada Rápida de Fourier" XIV Simp. Bras. de Pesquisa Operacional, Vitória, 1981
- (48) SUQUILANDA, G.N.; PEREIRA; M.V.F.; QUEIROZ, J.F. - "Generation Reliability for Hydrothermal Systems", International Congress on Mathematical Programming, Rio de Janeiro, 1981
- (49) CAMARGO, C. et alii - "A Selection of Power System Contingencies Based on Simulation of Random Events" - Summer Computer Simulation Conference , Washington, D.C., 1981
- (50) ZÜRN, H.H.; SALGADO, R.S. - "Um algoritmo para Escalonamento Ótimo da Manutenção de Unidades Geradoras" - IV Congreso Chileno de Ingeniería , Santiago, 1981
- (51) ALLAN, R.N.; SILVA, A.M.L.; ABU-NASSER, A.A.; BURCHETT, R.C. "Discrete Convolution in Power System Reliability" - IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-30, n? 5, pp 452-456, (1981)

- (52) CUNHA, S.H.F.; GOMES, F.B.M.; OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F., "Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. 101, pp 4665-4672, (1982)
- (53) DE FRANCO, N.; VENTURA F?, A.; KELMAN, J.; PEGADO, P.A.S.; VIAN, A., "Impact of Construction Delays on the Reliability of a Hydro System. A Brazilian Experience", International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRÉ), Paris, (1982)
- (54) ROBBA, E.J.; BRANDÃO Sr., A.F. - "Enfoque Probabilístico no Estudo de Instalação de Transformadores" - Energia Elétrica, Ano 5, nº 51, pp. 102-122, junho, 1982
- (55) CUNHA, S.H.F.; PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G.; OLIVEIRA, G.C., "Confiabilidade de Sistemas de Geração/Transmissão: O modelo CONFTRA", VII SNPTEE, Brasília, (1984)
- (56) OLIVEIRA, G.C.; CUNHA, S.H.F.; PEREIRA, M.V.F., "Confiabilidade em Sistemas Interligados: O modelo MULTAR", VII SNPTEE Brasília, (1984)
- (57) CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C.; PINTO, L.M.V.G.; PEREIRA, M.V. P., "Eficiência Computacional dos métodos de Cálculo da Probabilidade de Perda de Carga: Um estudo comparativo", V Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande (1984)
- (58) OLIVEIRA, G.C.; CUNHA, S.H.F.; PEREIRA, M.V.F.; PINTO, L.M.V.G., "Confiabilidade em Sistemas de Geração Hidrotermoelétrica Interligados", V Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande, (1984)
- (59) DECHAMPS, C., "Assessment of Electric Power System Planning Models and their Applicability to Developing Countries", EPRI report, DOC. 637.31, jan. 1984

- (60) PEREIRA, M.V.F.; OLIVEIRA, G.C.; COSTA, C.G.C.; KELMAN, J., "Stochastic Streamflow Modeling for Hydroelectric Systems", Water Resources Research, Vol. 20, n? 3 , pp. 379-390, Março 1984
- (61) BILLINGTON, R., Power Systems Reliability Evaluation, Gordon and Breach, Science Publishers, New York Cap. III, pg 92-146, 1974
- (62) GTPE, "Relatório do Grupo de Trabalho para Estudos de critérios de Planejamento Energético - Ciclo 1982", Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS/ELETROBRÁS), Rio de Janeiro, 1982
- (63) OLIVEIRA, G.C.; PEREIRA, M.V.F.; CUNHA, S.H.F., "Análise Crítica da Aplicação dos índices LOLP média e Ponta Garantida"; Relatório técnico CEPEL 2337/80, setembro 1980
- (64) BRADLEY, J., Distribution Free Statistical Tests, Prentice-Hall, 1968
- (65) ALLAN, R.N.; SILVA, A.M.L.; ABU-NASSER, A.; BURCHETT, R. C., "Discrete Convolution in Power System Reliability", IEEE Trans on Reliability, VOL R-30, n? 5, pp 452-456 , Dec. 1981
- (66) STREMMEL, J.P.; JENKINS, R.T.; BABB R.A.; BAYLESS, W.D. , "Production Costing Using the Cumulant Method of Representing the Equivalent Load Curve", IEEE Trans. on PAS , VOL no 5, pp 1947-1956, setembro 1980
- (67) MAZUNDAR, M.; GAVER, D.P., "On the Computation of Power Generating System Reliability Indexes", 'Technometrics , VOL 26, n? 2, pp 173-185, maio 1984
- (68) ELDETON, W.P.; JOHNSON, N.L. , Systems of Frequency Curves, Cambridge University Press, London, 1969

- (69) CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C.; PINTO, L.M.V.G.; PEREIRA, M.V.F., "Eficiência Computacional dos Métodos de Cálculo da Probabilidade de Perda de Carga : Um estudo comparativo", V Congresso Latino-Americano de Automática, Campina Grande, setembro, 1984
- (70) DOULLIEZ, P.; JAMOULEE, E., "Transportation Networks with Random Capacities" , Revue Française d'Automatique , Informatique e Recherche Operationnelle (RAIRO) , VOL.3, pp 45-60, 1972
- (71) PANG, C.K.; WOOD, A.J., "Multi-area Generation System Reliability Calculations", IEEE Transactions on PAS, VOL PAS-94, nº 2, pp 508-517, 1975
- (72) TRINKENREICH, J.; PEREIRA, M.V.F., "Modelo Linear de Intercâmbio entre Subsistemas (MISS)" , IV SNPTEE , Rio de Janeiro, 1977
- (73) ELETROBRÁS/DENE, "Modelo de simulação a Usinas Individualizadas (MSUI) - Manual de Utilização", Relatório Técnico, 1977
- (74) TERRY, L.A. et alii, "Modelo a Sistema Equivalente (MSE) Descrição Geral" , Relatório Técnico CEPEL 1706/80, 1980
- (75) ELETROBRÁS/DENE, "Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes (MSSSE) Manual de Utilização", Relatório Técnico, 1980
- (76) PEREIRA, M.V.F.; CUNHA, S.H.F.; OLIVEIRA, G.C., "Confabilidade de Geração a Sistema Equivalente" , Relatório Técnico CEPEL 543/81, 1981
- (77) LUNDEQVIST, G.C., "Abordagem Analítica para o cálculo da Probabilidade de Perda de Carga em um sistema hidrotérmico, XII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, VOL 2, pag 65, Rio de Janeiro, 1980
- (78) FORD, L.R.; FULKERSON, D.R., Flows in Networks, Princeton University Press, 1962