

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS COM CONSIDERAÇÕES  
DE ASPECTOS ENERGÉTICOS E UMA EXTENSÃO A SISTEMAS INTERLIGADOS

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

GILBERTO COSTA DRUMOND SOUSA

FLORIANÓPOLIS - AGOSTO - 1986

PROGRAMAÇÃO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS COM  
CONSIDERAÇÕES DE ASPECTOS ENERGÉTICOS E UMA EXTENSÃO  
A SISTEMAS INTERLIGADOS

GILBERTO COSTA DRUMOND SOUSA

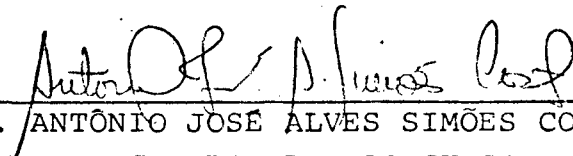
ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO  
DE MESTRE EM ENGENHARIA

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



Prof. HANS HELMUT ZURN, Ph. D.

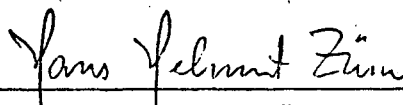
ORIENTADOR



Prof. ANTÔNIO JOSÉ ALVES SIMÕES COSTA, Ph.D.

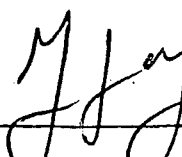
COORDENADOR DO CURSO

BANCA EXAMINADORA:

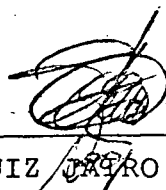


Prof. HANS HELMUT ZÜRN, Ph.D.

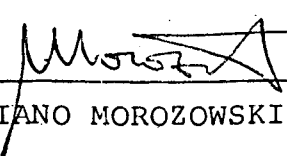
ORIENTADOR



Prof. LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA, D.Sc.



Prof. LUIZ INACIO BRANCO MACHADO, Dr.Ing.



Prof. MARCIANO MOROZOWSKI FILHO, M.Sc.

A meus pais e irmãos.

## AGRADECIMENTOS

Ao Professor Hans Helmut Zörn pela dedicação e disponibilidade demonstradas na orientação deste trabalho.

À Universidade Federal do Espírito Santo, à CAPES e à Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio técnico-financeiro.

À ELETROSUL pela oportunidade de estágio, contatos diversos e fornecimento de dados que serviram de base aos exemplos utilizados neste trabalho.

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

Ao Professor Vitório Bruno Mazzola pelos desenhos e à Lúcia Maria Conceição pela datilografia.

## R E S U M O

Neste trabalho é apresentada uma metodologia que possibilita a obtenção de escalas ótimas de manutenção de unidades geradoras de um sistema hidrotérmico, com a inclusão de restrições de energia e consideração do efeito do deplecionamento dos reservatórios sobre a disponibilidade de ponta das unidades hidráulicas, objetivando a melhor utilização dos recursos hídricos e a redução das chances de déficit de energia. O problema é resolvido com a utilização de programação inteira 0-1.

A metodologia é estendida a sistemas interligados, em que a solução é obtida por área de controle, considerando intercâmbios variáveis. A viabilidade da solução é verificada através de um teste para a reserva do sistema e um teste de viabilidade dos intercâmbios, usando um modelo de transporte.

É apresentado um novo critério de benefício, nivelamento de custos marginais, aplicável à obtenção de escalas para dois ou mais subsistemas interligados. Por este critério são obtidas as gerações e as escalas de cada subsistema, de forma que o custo de produção de energia do sistema interligado seja minimizado.

Os modelos desenvolvidos são utilizados na obtenção de escalas de manutenção para um sistema isolado e também para três áreas interligadas, com consideração de intercâmbios líquidos das áreas.

## A B S T R A C T

In this work a methodology for optimal maintenance scheduling of generators in a hydrothermal power system is presented. The method considers energy constraints and the effect of reservoir depletion on the peak power availability of hydro units, aiming at a better usage of hydraulic resources and lowering the chances of energy deficit. The problem is solved via 0-1 integer programming.

Furthermore, the solution of maintenance scheduling for interconnected systems is achieved individually for each control area, with variable interchanges. The feasibility of the area solutions is verified with a system reserve test and an interchange feasibility test through a transportation model.

A new benefit criterion is presented, namely the levelling of marginal generation cost, which is applicable to two or more interconnected power subsystems. Through this criterion the generation and maintenance schedules are computed for each subsystem such that the energy production cost of the interconnected system be minimized.

The models developed are used to obtain maintenance schedules for an isolated system and for a three area interconnection, in which the area net interchanges are taken into account.

S U M Á R I O

|  | <u>Pág.</u> |
|--|-------------|
| CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO.....  | 1           |
| 1.1 - A programação da manutenção como um problema de planejamento da operação.....                            | 2           |
| 1.2 - Revisão bibliográfica.....   | 5           |
| 1.2.1 - Métodos heurísticos.....   | 5           |
| 1.2.2 - Métodos que utilizam programação matemática..  | 6           |
| 1.3 - Descrição sumária do conteúdo deste trabalho.....  | 10          |
| <br>CAPÍTULO II: FORMULAÇÃO DO ESCALONAMENTO DA MANUTENÇÃO COMO UM PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA..... | <br>13      |
| 2.1 - Introdução.....  | 14          |
| 2.2 - Formulação do problema.....  | 15          |
| 2.3 - Incógnitas.....  | 16          |
| 2.4 - Critérios objetivos mais usados.....   | 17          |
| 2.4.1 - Critério "mais cedo possível".....   | 17          |
| 2.4.2 - Critério "mínimo desvio de uma escala ideal".  | 18          |
| 2.4.3 - Critério de mínimo custo de manutenção.....  | 20          |
| 2.4.4 - Critério de nivelamento de reservas ou maximização da reserva mínima.....                              | 21          |
| 2.5 - Restrições.....  | 22          |
| 2.5.1 - Restrição de exclusão .....  | 23          |
| 2.5.2 - Restrição de imediatismo ou seqüência.....   | 24          |
| 2.5.3 - Restrições de recursos.....  | 25          |
| 2.5.4 - Algumas restrições adicionais.....   | 26          |

|  |        |
|--|--------|
| 2.6 - Inclusão de considerações sobre confiabilidade no processo de escalonamento da manutenção..... | 27     |
| 2.6.1 - Capacidade efetiva de uma unidade geradora.....  | 27     |
| 2.6.2 - O conceito de carga equivalente.....   | 31     |
| <br>CAPÍTULO III: ABORDAGEM DAS UNIDADES HIDRÁULICAS E CONSIDERAÇÕES DE ASPECTOS ENERGÉTICOS.....    | <br>33 |
| 3.1 - Introdução.....  | 34     |
| 3.2 - Restrições de energia e potência disponível para as unidades hidráulicas.....                  | 34     |
| 3.3 - Restrições de intercâmbio de ponta entre áreas.....  | 39     |
| 3.4 - Procedimento para nivelar os custos marginais de produção de energia.....                      | 41     |
| 3.4.1 - Construção das curvas de custo incremental.....  | 43     |
| 3.4.2 - Obtenção da energia a ser gerada em cada área e dos novos intercâmbios de energia.....       | 49     |
| 3.4.3 - Restrições de energia para as usinas térmicas...   | 52     |
| <br>CAPÍTULO IV: TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO E SUA IMPLEMENTAÇÃO.....                                      | <br>55 |
| 4.1 - Introdução.....  | 56     |
| 4.2 - A escolha da árvore de decisões e o efeito sobre o processo de busca.....                      | 57     |
| 4.3 - O Processo de busca da solução ótima... ..   | 60     |
| 4.3.1 - O conceito de solução nominal. ....  | 60     |
| 4.3.2 - Testes de cancelamento e término.....  | 62     |
| 4.4 - O algoritmo de obtenção da solução ótima.....  | 64     |



|   |         |
|---|---------|
| 4.5 - Descrição do método de programação da manutenção em sistemas interligados.....                    | 66      |
| 4.5.1 - Os mecanismos de identificação e relaxação de restrições.....                                   | 69      |
| 4.5.2 - Definição dos novos intercâmbios de ponta.....  | 72      |
| 4.5.3 - O mecanismo de nivelamento de custos marginais..  | 72      |
| <br>CAPÍTULO V: EXEMPLOS E RESULTADOS.....  | <br>74  |
| 5.1 - Introdução.....   | 75      |
| 5.2 - Soluções obtidas para um único sistema.....   | 76      |
| 5.2.1 - Descrição resumida do sistema utilizado.....  | 76      |
| 5.2.2 - Resultados obtidos com o uso do critério nivelamento de reservas.....                           | 78      |
| 5.2.3 - Resultados obtidos pelo critério nivelamento de risco.....                                      | 82      |
| 5.2.4 - Soluções obtidas com a inclusão de restrições de energia hidráulica e térmica.....              | 85      |
| 5.3 - Obtenção de escalas de manutenção para três áreas interligadas.....                               | 92      |
| 5.3.1 - Descrição do sistema usado.....   | 92      |
| 5.3.2 - Soluções obtidas pela abordagem individualizada e critério mínimo desvio de uma escala ideal... | 94      |
| 5.3.3 - Solução obtida pela abordagem agrupada e critério mínimo desvio de uma escala ideal.....        | 99      |
| <br>CAPÍTULO VI: CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS.....                                     | <br>102 |
| APÊNDICE I : DADOS PARA O SISTEMA EXEMPLO.....  | 108     |
| APÊNDICE II : DADOS DO SISTEMA "ELETROSUL".....   | 110     |
| APÊNDICE III: DADOS DO SISTEMA "INTERLIGADO SUL".....   | 114     |

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

## 1.1 - A Programação da Manutenção como um Problema de Planejamento da Operação

A preocupação de se obter elevados níveis de confiabilidade e baixos custos de operação tem sido uma constante em todos aqueles envolvidos com o planejamento e a operação de sistemas elétricos.

Nos dias atuais o setor elétrico brasileiro está enfrentando dificuldades crescentes para operar o sistema, devido à falta de investimentos na expansão do parque gerador desde o início da atual década e ao crescimento da demanda que vem ocorrendo de forma acentuada nos últimos dois anos. Os "blackouts" ocorridos no ano passado e o racionamento verificado no último verão mostram que o sistema está operando com um nível de risco considerável e que está bastante vulnerável a condições climáticas adversas. Neste cenário a programação da manutenção torna-se uma tarefa bastante difícil e por isso mesmo merecedora de estudos cuidadosos.

A programação da manutenção pode ser encarada como um elo de ligação entre a programação da operação e o pré-despacho, conforme apresentado na figura 1.1. [15].

NÍVEL DE DECISÃO E  
 HORIZONTE DE INFLUÊNCIA

INFORMAÇÕES DE ENTRADA

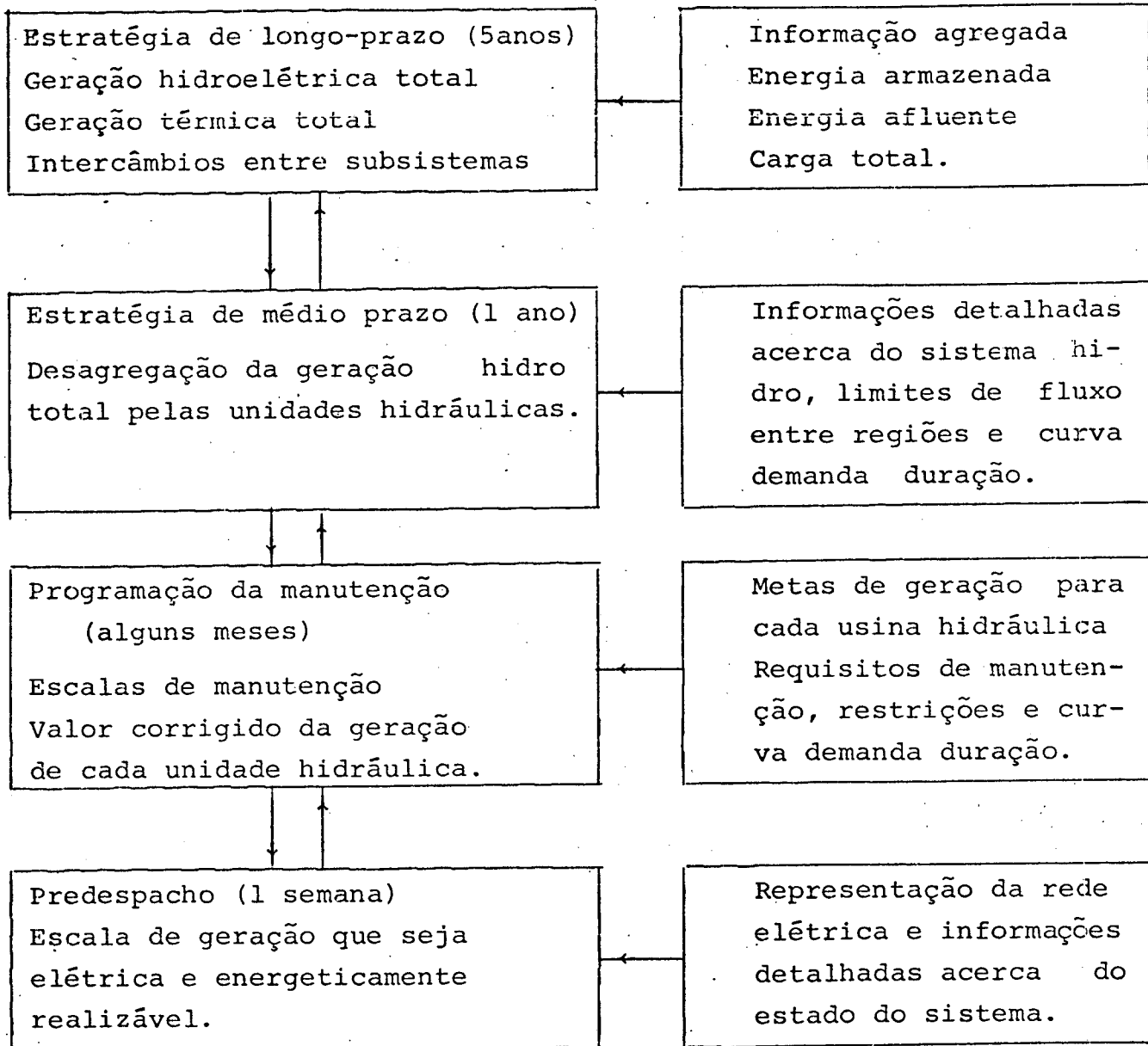


FIGURA 1.1 - Processo de decisão para a determinação das metas de geração semanais.

Existem dois aspectos básicos envolvidos na manutenção preventiva: um individual e outro global. O individual, denominado microprogramação, diz respeito à programação das atividades e operações necessárias à execução da manutenção preventiva de cada unidade, enquanto o aspecto global, denominado macroprogramação, envolve a programação da manutenção de todas as máquinas num dado horizonte de planejamento. Neste trabalho o termo programação ou escalonamento da manutenção é usado para designar a macroprogramação.

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

O problema do escalonamento da manutenção pode ser definido como segue: escolha as datas nas quais as unidades serão paralisadas para inspeção e reparo dos seus elementos principais, de forma que os níveis de confiabilidade do sistema sejam aceitáveis, os custos sejam minimizados, e todas, ou a maioria das restrições do sistema sejam respeitadas.

Para o propósito do escalonamento da manutenção preventiva, os custos importantes são o custo de produção de energia e o custo de manutenção. As restrições mais comumente encontradas refletem as limitações de recursos (equipes de manutenção, equipamentos, etc) disponíveis para manutenção, as necessidades de manutenção (duração prevista e intervalo permissível), além de restrições relacionadas com a confiabilidade do sistema (níveis de reserva ou similar).

## 1.2 - Revisão Bibliográfica

Pela análise do número de publicações feitas sobre o problema do escalonamento da manutenção de geradores, pode-se afirmar que foi na década de setenta que o assunto despertou maior interesse, especialmente após a publicação do trabalho de Christiaanse e Palmer [1].

Devido às limitações dos computadores disponíveis na época, os primeiros métodos publicados sobre o escalonamento automático de unidades geradoras eram baseados em heurísticas, enquanto os métodos mais recentes fazem uso de técnicas de otimização.

O escalonamento da manutenção é um problema de natureza estocástica porque abrange um horizonte de tempo que pode variar de algumas semanas a vários anos a frente, mas por uma questão de simplicidade ele tem recebido mais atenção como um problema determinístico.

É feita a seguir uma descrição sucinta dos principais métodos disponíveis para a solução do problema do escalonamento da manutenção de geradores.

### 1.2.1 - Métodos Heurísticos

Os métodos heurísticos procuram, para cada unidade a melhor "brecha" para escalar a manutenção. Geralmente consistem num procedimento não iterativo, isto é, uma vez obtida uma escala viável o processo de busca é terminado. Caso não seja possível alocar a manutenção de uma dada unidade, volta-se atrás e se reescala na unidade precedente, até se obter uma escala viável para a nova máquina. Essa operação de retrocesso pode ser estendida a

tantas unidades precedentes quanto desejado. De modo geral os métodos heurísticos são de fácil implementação e de baixo esforço computacional, mas falham frequentemente em alcançar uma solução viável ou a solução encontrada está longe do ótimo global.

Christiaanse [1] e [2] e Palmer [1] sugeriram a pré-ordenação por equipes de manutenção, sendo que as unidades das equipes que tiverem maior produto potência vezes períodos de manutenção têm precedência sobre as demais. Patton e Ali [3] sugeriram uma ordenação dinâmica, na qual são feitos testes para determinar que unidade das ainda não escaladas, causa o maior acréscimo na probabilidade de perda de carga ao ser escalada para manutenção. Esta unidade é então escalada, repetindo-se o processo para as restantes.

Como critério de benefício tem sido usado o nivelamento das reservas e a minimização do máximo valor da probabilidade de perda de carga.

### 1.2.2-Métodos que Utilizam Programação Matemática

Em 1966 Hara et.al. [4] publicaram um método que propunha a solução conjunta do problema do escalonamento da manutenção e da geração de unidades geradores termo-elétricas. As unidades geradoras são reunidas em grupos com mesmas características de potência e necessidade de manutenção. O problema estocástico não-linear de otimização foi resolvido via relaxação, calculando o mínimo custo esperado de produção de energia, incluindo penalidades para a baixa confiabilidade e super-alocação de geração. A solução encontrada após várias iterações não é necessariamente a ótima global e o método só é aplicável a sistemas de pequeno porte devido

ao elevado esforço computacional.

Programação dinâmica por aproximações sucessivas foi utilizada por Zürn e Quintana [5] na solução do problema de escalonamento da manutenção. O método permite escalar a manutenção sucessivamente de grupos de unidades geradoras com características semelhantes de potência, mas, não necessariamente com mesmos requisitos de manutenção. Para cada grupo obtém-se a escala ótima global, considerando a corrente configuração de escala de manutenção do resto do sistema. Qualquer modelo linear ou não linear do sistema pode ser utilizado, não havendo restrições também quanto ao tipo de função objetivo. O método no entanto leva a soluções sub-ótimas. Yamayee et al [6] propuseram um método também baseado em programação dinâmica por aproximações sucessivas, considerando incertezas na carga e uma função objetiva constituída de duas parcelas, confiabilidade e custo de produção de energia. O cálculo de cada estágio da função custo é realizado pelo método dos momentos, que segundo os autores é mais rápido do que a técnica da convolução usada no trabalho de Zürn e Quintana.

Gruhl [7] utiliza programação mista-inteira para resolver simultaneamente o problema do comissionamento de unidades geradoras, escalonamento da manutenção levando em conta aspectos ambientais, tal que o custo de produção de energia seja minimizado ao longo de um intervalo de planejamento de até três anos. Devido ao tamanho do sistema e à extensão do intervalo de planejamento, este é subdividido em partes convenientemente escolhidas, efetuando-se o escalonamento sucessivamente para todos os sub-intervalos. O método entretanto fornece soluções sub-ótimas, geralmente.

Programação inteira foi utilizada para resolver o proble



ma do escalonamento da manutenção, primeiramente por Dopazo e Merrill [8]. O método por eles apresentado obtém a solução ótima global, mas a técnica requer um modelo linear bastante simplificado. A função objetivo é necessariamente linear, o que a restringe à classe de minimização dos desvios em relação a uma escala ideal.\* Um custo fictício é cobrado para atrasos ou antecipações das datas de início de manutenção em relação à escala ideal, sendo que este custo deve ser minimizado para todo o sistema. Esta função objetivo é de grande interesse quando se faz necessária a atualização de uma escala devido a alguma modificação nos parâmetros do sistema, porque permite obter a escala atualizada que provoca o menor número de alterações em relação à escala original.

Uma variante da função objetivo descrita permite obter a minimização dos custos de manutenção. Para tanto é necessário que se tenha para cada unidade, curvas que expressem o custo de manutenção em função do tempo decorrido desde a última manutenção. Assim os coeficientes da função objetivo passam a representar o custo de se retirar a unidade para manutenção no período correspondente.

---

\*O termo escala ideal é usado ao longo deste texto com um dos seguintes significados:

- Uma escala em que o período de saída para a manutenção de cada unidade seja o mais adequado sob o aspecto de regularidade da manutenção, isto é, que melhor atenda às necessidades de manutenção do equipamento;
- uma escala que já esteja parcialmente cumprida e que necessite ser atualizada;
- uma escala que seja a mais conveniente para uma determinada empresa integrante de um sistema interligado.

É possível, indiretamente, maximizar a reserva mínima ao longo do intervalo de planejamento, alterando-se gradualmente a restrição de reserva mínima, até não se obter mais solução viável.

Uma das desvantagens da programação inteira é que o tempo de solução cresce exponencialmente com o número de variáveis, o que leva a tempos excessivamente elevados para sistemas de grande porte. Para reduzir este problema, Kohli e Sharma [9] sugeriram uma pré-ordenação das variáveis, por unidade, segundo coeficientes de custo crescentes, o que potencialmente reduz o universo de soluções a serem pesquisadas, desde que uma solução viável seja logo encontrada.

Salgado [10] estendeu o método de Merrill e Dopazo para incorporar dados probabilísticos do sistema, objetivando obter escalas que proporcionem o nivelamento de risco, conforme sugerido por Garver [11].

Mais recentemente têm sido feito esforços para estender as técnicas existentes para a programação da manutenção de duas ou mais áreas interligadas. El-Sheikhi e Billinton [12] propuseram um método probabilístico para o escalonamento da manutenção de dois sistemas interligados, usando um critério de nivelamento de confiabilidade. A confiabilidade é nivelada ao longo do ano nos dois sistemas usando um procedimento iterativo.

Fortunato [13] usou programação mista-inteira para a coordenação de programas de manutenção de várias áreas interligadas, usando o critério de nivelamento de reservas ou mínimo desvio em relação às escalas propostas pelas empresas integrantes do sistema interligado.

### 1.3 - Descrição Sumária do Conteúdo deste Trabalho

O sistema elétrico brasileiro é caracterizado por uma elevada predominância de geração hidráulica. Assim, o principal elemento de incerteza no planejamento da operação e conseqüentemente da programação da manutenção é a disponibilidade de recursos hídricos para geração.

Neste trabalho é proposto um tratamento diferenciado para as unidades hidráulicas que envolve dois aspectos básicos. O primeiro é a consideração da variação da potência disponível com a altura de queda e o segundo diz respeito às restrições de energia hidráulica. Estas têm por objetivo restringir a saída de unidades hidráulicas nos períodos de elevada afluência, de modo a evitar ou minimizar os vertimentos provocados por manutenção. De uma maneira similar são construídas restrições de energia para as unidades térmicas, visando restringir a saída para manutenção destas unidades nos períodos onde a disponibilidade de recursos hidráulicos é pequena. Com a utilização das restrições de energia hidráulica e térmica busca-se a obtenção de escalas que proporcionem um risco de déficit de energia menor do que nas escalas obtidas com métodos que consideram apenas o problema da disponibilidade de ponta.

O escalonamento da manutenção é formulado como um problema de programação inteira tipo 0-1, devido principalmente à simplicidade da técnica e sua característica de fornecer a solução ótima para o problema.

É utilizado um algoritmo de solução baseado no método de enumeração implícita que procura tirar o máximo proveito da estrutura do problema. Através da escolha adequada das variáveis

e da utilização de testes de cancelamento de variáveis, restrições e de soluções inviáveis, torna-se possível reduzir expressivamente o número de soluções que necessitam ser pesquisadas explicitamente, o que permite a adoção desta técnica para a solução de sistemas reais de grande porte.

Os critérios objetivos apresentados pertencem basicamente a dois grupos: minimização dos desvios em relação a uma escala ideal e critérios de confiabilidade. Os critérios de mínimo desvio são especialmente úteis na adequação de uma escala "ideal" às restrições impostas pelo sistema, ou quando surge a necessidade de uma reprogramação da manutenção de uma escala parcialmente cumprida. Os critérios de confiabilidade buscam minimizar o risco de não atendimento à demanda.

O método é também adaptado para resolver o problema da manutenção de duas ou mais áreas interligadas, através de uma abordagem individualizada, na qual os intercâmbios de ponta programados são devidamente incorporados à carga ou geração de cada área. No decorrer do processo, se for detectada inviabilidade na obtenção da solução para uma dada área, as restrições que incorporam os intercâmbios são relaxadas gradualmente, até que uma solução viável seja obtida. Este procedimento permite na maioria das vezes obter escalas de manutenção que atendam às necessidades de cada área, minimizando as alterações nos intercâmbios de ponta programados.

É introduzido neste trabalho, um novo critério objetivo, o nivelamento de custos marginais, aplicável à programação da manutenção de duas ou mais áreas hidrotérmicas interligadas. Com este critério busca-se obter escalas de manutenção que permitam definir

as gerações de cada área, de modo que os custos marginais de produção de energia sejam, se possível, nivelados, que é a condição que proporciona o menor custo de produção de energia para o sistema interligado.

Os exemplos apresentados têm por objetivo mostrar a sensibilidade das escalas de manutenção a variações de parâmetros tais como altura de queda dos reservatórios e energia alocada para geração. É também ilustrado o processo de obtenção de escalas para duas ou mais áreas interligadas, através de duas abordagens, uma individualizada e outra agrupada.

## CAPÍTULO II

FORMULAÇÃO DO ESCALONAMENTO DA MANUTENÇÃO  
COMO UM PROBLEMA DE PROGRAMAÇÃO LINEAR INTEIRA

## 2.1) INTRODUÇÃO

Neste capítulo pretende-se apresentar a formulação do problema do escalonamento da manutenção da maneira como é tratada na literatura clássica sobre o assunto [5], [8], [10]. É feita uma descrição dos tipos de função objetivo (função custo) mais usados, bem como das restrições comumente empregadas.

Com o propósito de facilitar a compreensão do assunto, apresentam-se paralelamente às definições, exemplos relacionados com um sistema de três unidades, que será referido daqui por diante como sistema exemplo. Uma descrição detalhada deste sistema se encontra no apêndice 1. A Tabela 2.1 apresenta alguns dados necessários nesta etapa.

TABELA 2.1: Dados básicos para o sistema exemplo.

| Unidade | Capacidade Nominal (MW) | Período Permissível |        | Duração da Saída (meses) |
|---------|-------------------------|---------------------|--------|--------------------------|
|         |                         | Primeiro            | Último |                          |
| UH-A    | 100                     | 1                   | 4      | 2                        |
| UH-B    | 100                     | 1                   | 3      | 1                        |
| UT-C    | 50                      | 2                   | 4      | 2                        |

As unidades UH-A e UH-B fazem parte de uma usina hidráulica e a unidade UT-C pertence a uma usina térmica. Neste exemplo considera-se nula a taxa de saída forçada (FOR)\* de todas as unidades.

\*FOR - Forced outage rate.

Uma palavra sobre a notação: Uma letra sublinhada significa matriz (se for maiúscula) ou vetor (se for minúscula). A transposição é representada pela letra  $t$ .

## 2.2) Formulação do problema

O problema do escalonamento da manutenção de unidade geradoras pode ser estabelecido, em termos de programação linear inteira tipo 0-1, da seguinte forma:

Escolha um vetor  $\underline{x}^*$  que minimiza a função custo escalar

$$z = \underline{c}^t \cdot \underline{x} \quad (2.1)$$

sujeito às restrições

$$\underline{A} \cdot \underline{x} \leq \underline{b} \quad (2.2)$$

$$\text{ou } \underline{y} = \underline{b} - \underline{A} \cdot \underline{x} \geq \underline{0} \quad (2.3)$$

$$\text{onde } x_i = 0 \text{ ou } 1, \quad i = 1, \dots, n \quad (2.4)$$

Em acordo com a literatura sobre o assunto, qualquer  $\underline{x}$  que satisfaça as restrições de integralidade (2.4) é denominado uma solução do problema. Qualquer solução que satisfaça as restrições lineares (2.2) é dita viável. Uma solução ótima ( $\underline{x}^*$ ) é uma solução viável que tem uma propriedade adicional de que nenhuma outra solução viável tem custo (valor de  $z$ ) inferior ao dela. No entanto podem existir várias soluções ótimas, naturalmente de mesmo custo.



### 2.3) Incógnitas

Vários tipos de variáveis podem ser usados para o problema do escalonamento da manutenção. A escolha adequada do tipo de variável permite a utilização de métodos mais eficientes.

Neste trabalho cada variável  $x_i$  está associada com o início da manutenção de alguma unidade  $k$  num determinado período  $j$ . O início da manutenção da unidade  $k$  está previsto para o período  $j$  se e somente se  $x_i=1$ . Segundo Merrill e Dopazo [8], esta formulação é a que proporciona o menor número de variáveis por unidade além de reduzir o número de restrições, porque permite a utilização de algoritmos nos quais várias restrições são consideradas implicitamente, não necessitando, portanto, figurar na equação 2.2.

A Tabela 2.2 mostra as incógnitas para o sistema exemplo. A cada unidade está associado um conjunto de variáveis.

TABELA 2.2 - Variáveis para o sistema exemplo.

| Unidades | Mês de início de manutenção | Variável associada |
|----------|-----------------------------|--------------------|
| UH-A     | 1                           | $x_1$              |
|          | 2                           | $x_2$              |
|          | 3                           | $x_3$              |
| UH-B     | 1                           | $x_4$              |
|          | 2                           | $x_5$              |
|          | 3                           | $x_6$              |
| UT-C     | 2                           | $x_7$              |
|          | 3                           | $x_8$              |

Assim, uma possível solução seria  $\underline{x} = [10010010]^t$  o que significa que as unidades UH-A e UH-B terão suas manutenções iniciadas no mês 1 e a unidade UT-C terá sua manutenção prevista para iniciar no mês 2. O fato de que a manutenção da unidade UT-C se estende até o mês 3 é levado em conta pelas restrições.

#### 2.4) Critérios Objetivos mais Usados

A utilização de programação linear inteira permite a obtenção de escalas ótimas para o problema do escalonamento da manutenção de geradores em relação a uma variedade de critérios de benefício, porém limitados a condições de que estes possam ser representados por funções lineares.

##### 2.4.1) Critério "mais cedo possível"

Este critério visa alocar a manutenção das unidades o mais próximo possível do primeiro período permissível.

Sua implementação consiste em atribuir pesos aos períodos e por conseqüência às variáveis em que a manutenção de cada unidade pode ser iniciada, sendo que estes pesos crescem à medida que o período se distancia do primeiro.

É mostrado a seguir uma provável função custo do tipo mais cedo possível para o sistema exemplo:

$$\underline{c}^t = [0 \ 1 \ 2 \ 0 \ 1 \ 2 \ 0 \ 1]$$

#### 2.4.2) Critério "mínimo desvio de uma escala ideal"

A determinação do período ideal no qual uma unidade deve ser retirada para manutenção pode ser feita por diferentes métodos. Um método consiste em seguir uma periodicidade (anual, bi-anual, etc) que pode ser a sugerida pelos fabricantes dos equipamentos, ou derivada da experiência adquirida pelo pessoal diretamente envolvido com a manutenção. Uma nova sistemática que tem sido proposta [14], consiste na monitoração sistemática do estado dos equipamentos. Desta forma é possível predizer quando o nível de deterioração dos equipamentos justifica a retirada para manutenção. Em ambos os casos é necessário respeitar as restrições do sistema, o que significa que a manutenção nem sempre ocorrerá no período pretendido (ideal).

O uso do critério mínimo desvio de uma escala ideal permite a obtenção de escalas que representem uma solução de compromisso entre as restrições do sistema e as necessidades de manutenção das unidades geradoras.

Uma outra aplicação deste critério é na revisão de uma escala já existente, que não pode continuar sendo utilizada devido ao aparecimento de fatos novos, tais como variações imprevistas nos valores de carga ou contingências inesperadas no sistema de geração. Desta forma pode-se obter uma escala atualizada para o restante do intervalo de planejamento com um mínimo de alterações em comparação à escala anterior, mas que ainda satisfaçam as restrições impostas.

É apresentado a seguir um exemplo deste tipo de função para o sistema exemplo

$$\underline{c}^t = [101 \ 210 \ 10]$$

A escala ideal neste exemplo consiste em retirar a unidade de UH-A no segundo mês, as unidades UH-B e UT-C no terceiro mês o que corresponde a  $\underline{x}^t = [01000101]$ .

O programa implementado permite atribuir pesos distintos à antecipação e ao adiamento da manutenção de uma dada unidade, bem como de uma unidade para outra, como pode ser observado pelas equações 2.5 a e b.

$$c_i = d_{k*} |j - j_{id}|^{e1} \quad \text{se } j < j_{id} \quad (2.5.a)$$

$$c_i = d_{k*} (j - j_{id})^{e2} \quad \text{se } j \geq j_{id} \quad (2.5.b)$$

onde:  $c_i$  - custo associado à variável  $x_i$

$j$  - período associado à variável  $x_i$

$j_{id}$  - período ideal

$e1$  - expoente de penalização para a antecipação da manutenção.

$e2$  - expoente de penalização para o adiamento da manutenção

$d_k$  - coeficiente de custo para a unidade  $k$ .

Desta forma é possível refletir, no processo de escalonamento, os efeitos distintos que a manutenção fora do período ideal pode ter sobre cada unidade.

#### 2.4.3) Critério de mínimo custo de manutenção

Este critério é bastante semelhante ao de mínimo desvio de uma escala ideal. A diferença reside no fato de que, no critério de mínimo custo, os coeficientes da função objetivo representam o custo esperado de se realizar a manutenção em cada período.

A aplicação deste critério exige a construção de curvas de custo de manutenção, como a apresentada na figura 2.1.

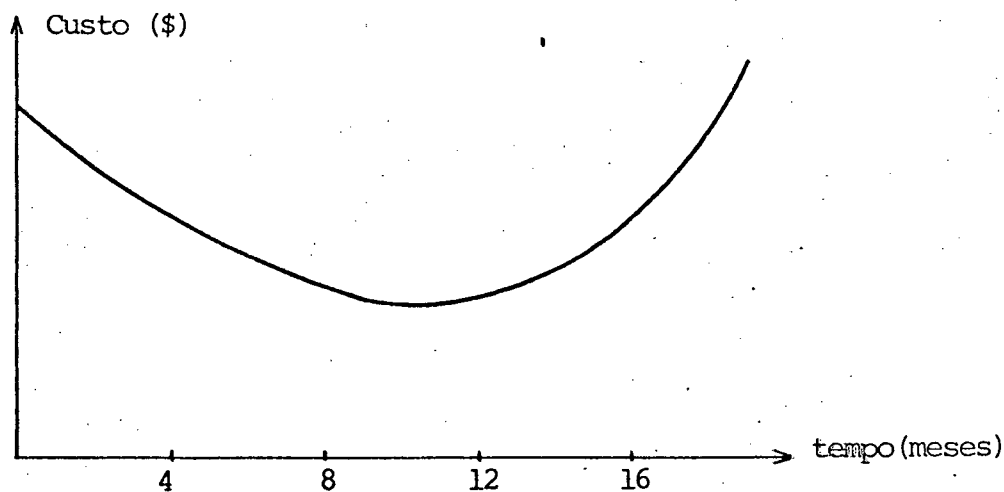


FIGURA 2.1 - Custo de manutenção de uma unidade em função do tempo desde a última manutenção.

Esta figura é baseada na premissa de que a unidade a ela associada precisa sair para manutenção uma vez por ano. O formato desta curva mostra que existe um custo elevado se a manuten-

ção ocorrer muito cedo, porque não se está tendo retorno do investimento de capital feito na última operação de manutenção. Por outro lado, os custos se elevam rapidamente após o período ótimo, devido à aceleração da deterioração dos equipamentos, o que torna a manutenção mais cara quando for realizada.

Na ausência de restrições, cada unidade sairia para manutenção no período ótimo individual. Como as restrições em geral impedem que isto aconteça, o programa obtém a escala que minimiza o custo global de manutenção para todas as unidades do sistema.

#### 2.4.4) Critério de nivelamento de reservas ou maximização da reserva mínima

Neste critério o objetivo é maximizar a mínima reserva líquida (equação 2.6).

$$Pr_j = Ctd_j - (Pd_j + Pi_j + Pm_j) \quad (2.6)$$

$$j = 1, \dots, NPM$$

onde  $Pr_j$  = Reserva líquida de ponta.

$Ctd_j$  = Capacidade total efetivamente disponível

$Pd_j$  = Demanda de ponta

$Pi_j$  = Intercâmbio de ponta (exportação)

$Pm_j$  = Potência em manutenção

$j$  = Índice do período.

A maximização da mínima reserva requer uma função custo não linear. No entanto, o programa desenvolvido só aceita funções custo lineares. Para contornar este problema, adotou-se um

processo iterativo, no qual a maximização da mínima reserva é obtida com o auxílio das restrições de capacidade.

Na primeira iteração  $Pr_j$  é nulo para todos os períodos, o que corresponde a colocar toda a reserva bruta disponível para manutenção. (equação 2.7).

$$Pdm_j = Ctd_j - (Pd_j + Pi_j + Pr_j) \quad (2.7)$$

onde  $Pdm_j$  = Potência disponível para manutenção.

Nas iterações seguintes  $Pr_j$  é aumentado gradualmente até que seja detectada a inexistência de solução viável. Assim a solução encontrada na iteração imediatamente anterior é a ótima.

## 2.5) Restrições

As restrições impostas ao problema do escalonamento da manutenção têm por objetivo representar, de modo mais próximo possível, as limitações físicas do sistema, além de garantir o aproveitamento máximo dos recursos disponíveis, tais como número de equipes de manutenção, e equipamentos, dentre outros. Essas restrições, quando satisfeitas, asseguram continuidade de serviço, disponibilidade das equipes de manutenção e equipamentos, operação de manutenção ininterrupta e completa e frequência adequada na manutenção.

As restrições podem ser classificadas em dois tipos, segundo as interações entre as saídas para manutenção: restrições de acoplamento e restrições independentes. As unidades sujeitas às restrições de acoplamento têm suas saídas para manutenção di-

retamente relacionadas entre si, enquanto as restrições independentes atuam individualmente sobre cada unidade.

Devido às características do algoritmo utilizado muitas das restrições aparecem embutidas implicitamente, o que reduz consideravelmente o número de restrições que necessitam figurar na matriz de restrições.

Descrevem-se a seguir dois tipos de restrição de acoplamento: restrição de exclusão e de seqüência, e vários tipos de restrições independentes.

#### 2.5.1) Restrição de exclusão

Um conjunto de restrições de exclusão impostas sobre um grupo de unidades, impede que a manutenção de mais de uma unidade, pertencente ao grupo seja feita simultaneamente.

A presença das restrições de exclusão é justificada geralmente porque cada equipe de manutenção é responsável pela manutenção de mais de uma unidade e também pela limitação de equipamentos especiais, necessários à manutenção de cada unidade do grupo.

Considera-se, para o sistema exemplo, que não seja permitida a manutenção simultânea das unidades UH-A e UH-B. São então construídas equações relacionando as variáveis destas unidades como mostrado nas equações 2.8 ou na tabela 2.3, em forma matricial.

$$\begin{aligned}
 x_1 + x_4 &\leq 1 \\
 x_1 + x_2 + x_5 &\leq 1 \\
 x_2 + x_3 + x_6 &\leq 1
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$



TABELA 2.3 - Implementação das restrições de exclusão para o sistema exemplo

| UH-A |    |    | UH-B |    |    | UT-C |    | b |
|------|----|----|------|----|----|------|----|---|
| x1   | x2 | x3 | x4   | x5 | x6 | x7   | x8 |   |
| 1    | 0  | 0  | 1    | 0  | 0  | 0    | 0  | 1 |
| 1    | 1  | 0  | 0    | 1  | 0  | 0    | 0  | 1 |
| 0    | 1  | 1  | 0    | 0  | 1  | 0    | 0  | 1 |

### 2.5.2) Restrição de imediatismo ou seqüência

Uma restrição de imediatismo pode ser expressa em palavras da seguinte maneira:

A unidade p precisa sair para manutenção exatamente L períodos após a unidade q retornar à operação.

Este tipo de restrição visa estabelecer prioridades para a saída para manutenção e também impor intervalos entre saídas objetivando a melhor utilização das equipes pela imposição de uma seqüência nas saídas das unidades pertencentes a cada equipe.

As equações 2.9 expressam as restrições de seqüência para o sistema exemplo também apresentadas na tabela 2.4.

$$\begin{aligned}
 x_4 - x_7 &\leq 0 \\
 x_5 - x_8 &\leq 0 \\
 x_6 &\leq 0
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

Neste caso a manutenção da unidade UT-C deve começar imediatamente após o retorno à operação da unidade UH-B.

TABELA 2.4 - Restrição de seqüência para o sistema exemplo

| UH-A |    |    | UH-B |    |    | UT-C |    | <u>b</u> |
|------|----|----|------|----|----|------|----|----------|
| x1   | x2 | x3 | x4   | x5 | x6 | x7   | x8 |          |
| 0    | 0  | 0  | 1    | 0  | 0  | -1   | 0  | 0        |
| 0    | 0  | 0  | 0    | 1  | 0  | 0    | -1 | 0        |
| 0    | 0  | 0  | 0    | 0  | 1  | 0    | 0  | 0        |

### 2.5.3) Restrições de recursos

Existem várias restrições que expressam as limitações de recursos (potência, energia, equipamentos, mão de obra), disponíveis para manutenção em cada período.

Nesta seção descreve-se a restrição de capacidade, e no capítulo III são descritos mais dois tipos de restrição de recursos: a restrição de energia hidráulica e a restrição de energia térmica.

A restrição de capacidade tem por objetivo manter a confiabilidade da geração dentro de limites aceitáveis. Para isto, para cada período é especificada a reserva mínima, e deste modo restringe-se a potência disponível para manutenção.

As equações 2.10 e tabela 2.5 apresentam as restrições de capacidade para o sistema exemplo. A capacidade total em manutenção não pode ultrapassar a 150, 170, 180 e 120 MW nos períodos de 1 a 4.

$$\begin{aligned}
 94 x_1 + 94 x_4 &\leq 150 \\
 94 x_1 + 94 x_2 + 94 x_5 + 50 x_7 &\leq 170 \\
 100 x_2 + 100 x_3 + 100 x_6 + 100 x_7 + 50 x_7 + 50 x_8 &\leq 180 \\
 100 x_3 + 50 x_8 &\leq 120
 \end{aligned} \tag{2.10}$$

TABELA 2.5 - Restrição de capacidade para o sistema exemplo

| Período | UH-A |     |     | UH-B |    |     | UT-C |    | <u>b</u> |
|---------|------|-----|-----|------|----|-----|------|----|----------|
|         | x1   | x2  | x3  | x4   | x5 | x6  | x7   | x8 |          |
| 1       | 94   | 0   | 0   | 94   | 0  | 0   | 0    | 0  | 150      |
| 2       | 94   | 94  | 0   | 0    | 94 | 0   | 50   | 0  | 170      |
| 3       | 0    | 100 | 100 | 0    | 0  | 100 | 50   | 50 | 180      |
| 4       | 0    | 0   | 100 | 0    | 0  | 0   | 0    | 50 | 120      |

É importante observar que a potência das unidades UH-A e UH-B não é a mesma em todos os períodos, devido à consideração da influência da altura de queda sobre a potência máxima.

#### 2.5.4) Algumas restrições adicionais

Relacionam-se em seguida algumas restrições independentes que são implementadas implicitamente.

- Restrição na duração da saída.

Para cada unidade geradora é especificado o tempo necessário para executar todas as tarefas de manutenção previstas. Neste trabalho a duração da manutenção é considerada uma quantidade fixa e sempre um número inteiro de períodos (semana, quinzena ou mês).

- Restrição de unicidade e continuidade da manutenção

A manutenção de cada unidade só pode ser iniciada uma

vez. Uma vez iniciada a manutenção de uma unidade, ela deve ser concluída sem interrupção.

- Restrição nos intervalos permissíveis para manutenção

Os intervalos permissíveis são selecionados de modo a assegurar periodicidade adequada de manutenção para cada unidade, evitar manutenção durante períodos de demandas elevadas, etc.

## 2.6) Inclusão de considerações sobre confiabilidade no processo de escalonamento da manutenção

Na seção 2.4.4 foi introduzido o critério de benefício nivelamento de reservas. O uso deste critério tem demonstrado que ele não é capaz de proporcionar escalas de manutenção em que o risco de não atendimento à carga seja nivelado ao longo do intervalo de planejamento.

Nesta seção é introduzido o critério nivelamento de risco, que é bastante similar ao nivelamento de reservas. A diferença reside no fato de que no lugar da capacidade nominal de uma unidade é usada a capacidade efetiva e ao invés de usar o valor da demanda de ponta do período é usada a carga equivalente. Estes dois conceitos, são apresentados a seguir.

### 2.6.1) Capacidade efetiva de uma unidade geradora

A capacidade efetiva de uma unidade geradora é definida como o aumento de carga que o sistema pode comportar, a um dado nível de risco, quando esta unidade é incorporada ao sistema.

A determinação exata da capacidade efetiva de uma unida-

de requer a construção de uma curva de risco de não atendimento à demanda, para o sistema original e outra para o sistema após a adição da unidade, como apresentado na figura 2.2.

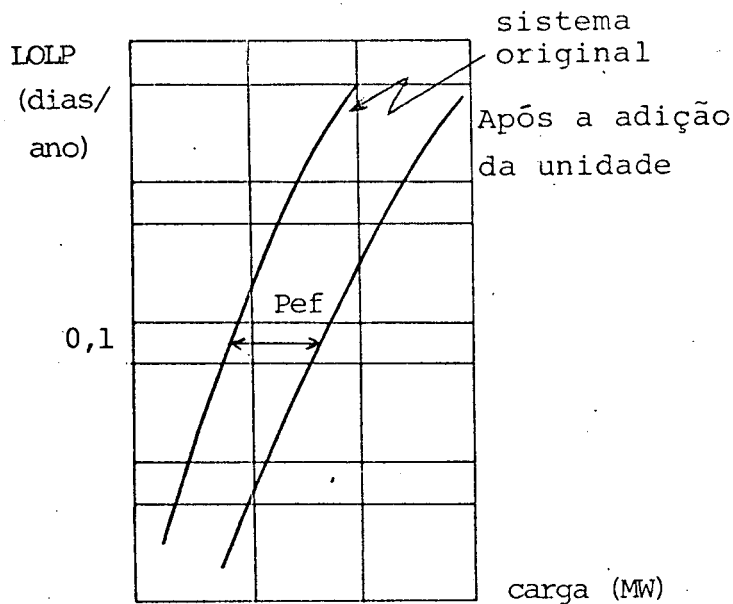


FIGURA 2.2 - Curvas de risco anual.

A capacidade efetiva da unidade inserida pode então ser obtida graficamente, pela distância (em MW) entre as duas curvas de risco, a um determinado nível de risco.

Neste trabalho é utilizado um procedimento aproximado para o cálculo da capacidade efetiva das unidades, baseado nas referências [10] e [11].

O primeiro passo deste procedimento consiste na construção de uma tabela que fornece a probabilidade de se ter um dado valor, ou mais, de capacidade de geração em saída forçada. Esta tabela é a mesma que se utiliza para o cálculo do LOLP de um sistema. A figura 2.3 mostra uma curva obtida a partir de uma tabela

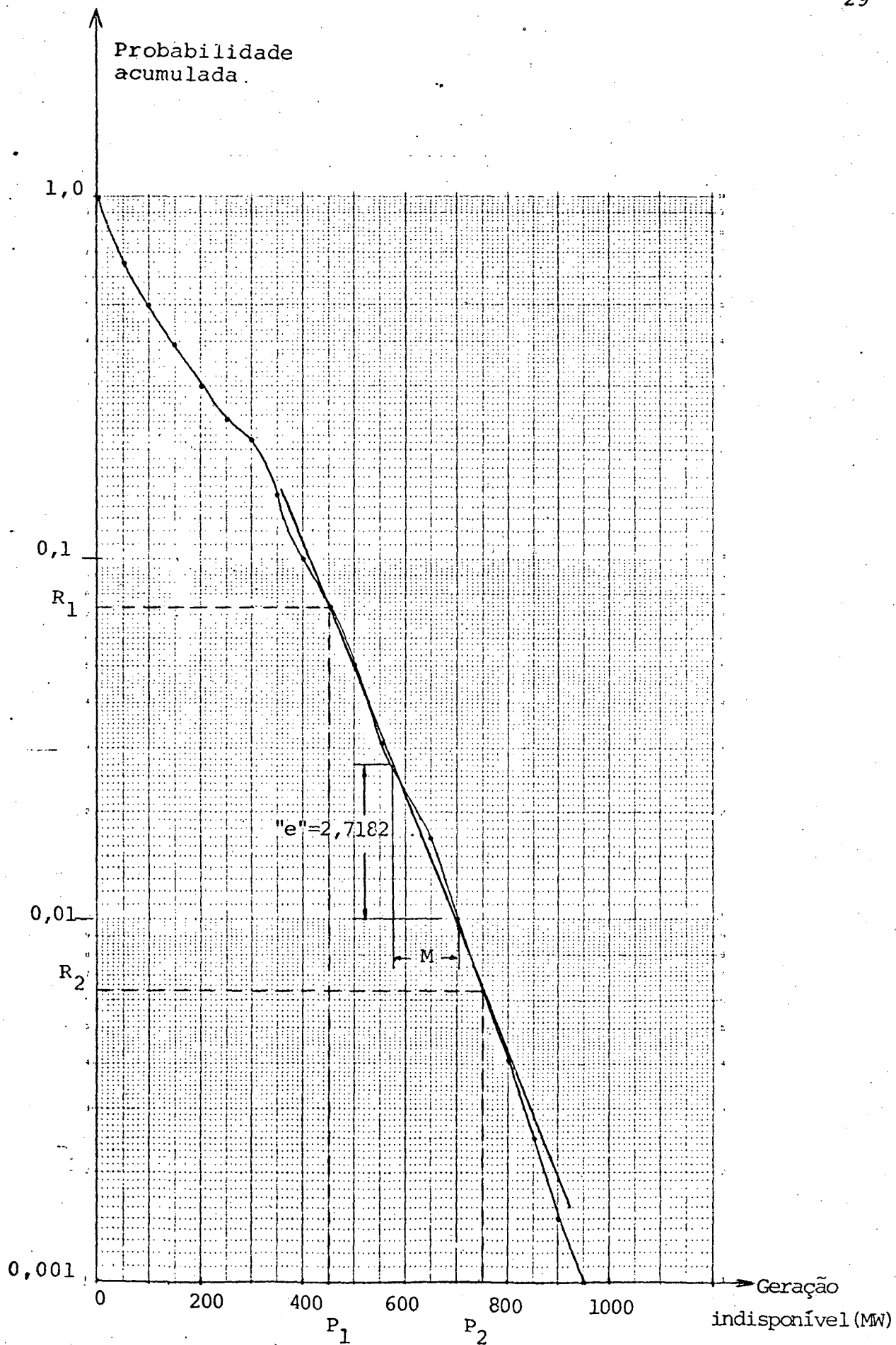


FIGURA 2.3 - Curva de probabilidade acumulada de geração indisponível.

construída para o sistema do apêndice 2, usando papel semi-log.

O passo seguinte consiste em fazer uma aproximação linear para um intervalo de interesse, que deve abranger a região da curva que é significativa na determinação do risco para a configuração do sistema e os valores de demanda previstas. É definida uma variável  $m$ , denominada parâmetro característico do sistema, fornecido pela equação 2.11.

$$m = (P_2 - P_1) / \ln (R_1/R_2) \quad (2.11)$$

onde:

$P_1$  ,  $P_2$  = potências que abrangem a parte significativa da curva (MW)

$R_1$  ( $R_2$ ) = risco associado a uma saída de  $P_1$  ( $P_2$ ) MW.

O parâmetro " $m$ " caracteriza a inclinação da linha reta e representa o aumento da carga (em MW), que provoca um risco " $e$ " vezes maior do que o risco devido à carga original, sendo " $e$ " a base do sistema de logaritmos naturais.

O terceiro passo é a obtenção da capacidade efetiva, dada pela equação 2.12 tirada da referência [11].

$$P_{ef} = P_n - m \cdot \ln \left[ (1-FOR) + FOR \cdot e^{P_n/m} \right] \quad (2.12)$$

onde:

$P_{ef}$  = capacidade efetiva (MW)

$P_n$  = capacidade nominal (MW)

$m$  = parâmetro característico (MW)

FOR = taxa de saída forçada.

### 2.6.2) O conceito de carga equivalente

A carga equivalente é o valor de carga que, se encontrado o mesmo número de vezes que os picos de carga diárias, produziria o mesmo risco para o intervalo. Por exemplo, se o intervalo de manutenção considerado tiver duração semanal então existirão sete valores de picos de carga diários. A carga equivalente é aquele valor que se ocorrido sete vezes produziria o mesmo risco semanal. Entende-se como risco do intervalo (semana) a soma das probabilidades associadas ao não atendimento da carga em cada um dos (sete) dias.

A determinação da carga equivalente é feita da seguinte maneira:

Calcule o risco relativo a cada pico de carga:

$$R_i = e^{(L_i - L_m)/m}, \quad i = 1, n \quad (2.13)$$

onde:

$R_i$  = risco relativo a carga  $L_i$

$L_m$  = maior carga encontrada durante o período

$m$  = parâmetro característico do sistema

$n$  = número de picos de carga do intervalo

Determine o risco médio do intervalo ( $R_g$ ):

$$R_g = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n R_i \quad (2.14)$$



Calcule a carga equivalente ( $L_e$ )

$$L_e = L_{LR} + m \cdot \ln(R_g) \quad (2.15)$$

A carga equivalente foi introduzida no método de nivelamento de risco, porque ela permite expressar que dois intervalos que possuam a mesma ponta de carga podem ter diferentes picos de carga diários e, conseqüentemente, diferentes riscos. Assim, se a manutenção de uma unidade deve ser programada para um dos intervalos, o método deve ser capaz de escolher o melhor deles.

C A P Í T U L O    I I I

ABORDAGEM DAS UNIDADES HIDRÁULICAS E  
CONSIDERAÇÕES DE ASPECTOS ENERGÉTICOS

### 3.1) INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um tratamento diferenciado às unidades hidráulicas, que consiste em calcular para cada usina o efeito do deplecionamento dos reservatórios sobre a disponibilidade de ponta, além da consideração de aspectos energéticos. Estes são considerados através da construção de restrições que limitam a manutenção das unidades hidráulicas nos períodos de elevada afluência, possibilitando desta forma um melhor aproveitamento dos recursos hídricos.

No tratamento das unidades térmicas não se considera a limitação nos estoques de combustível. No entanto, devido ao papel de complementação energética, são criadas restrições cujo objetivo é minimizar a manutenção térmica nos períodos em que a disponibilidade de recursos hídricos é pequena.

É também introduzido neste capítulo um critério de benefício, denominado nivelamento de custos marginais, aplicável à programação da manutenção de duas ou mais áreas interligadas. Por este critério as operações de cada área são definidas visando o nivelamento dos custos marginais de produção de energia, resultando assim num menor custo de produção de energia para o sistema interligado.

### 3.2) Restrições de energia e potência disponível para as unidades hidráulicas

É bem conhecido que as unidades hidráulicas só podem fornecer a potência nominal se a altura de queda for igual ou superior à de referência. Para valores de queda inferiores à de refe-

rência, a potência disponível será, aproximadamente, dada pela equação 3.1 a ou b:

$$Ph_{ij} = Pn_i \cdot (Hq_{ij}/Hr_i)^{1,5} \quad (3.1.a)$$

para turbinas Pelton ou Francis

$$e \quad Ph_{ij} = Pn_i \cdot (Hq_{ij}/Hr_i) \quad (3.1.b)$$

para turbinas Kaplan.

onde:

$Ph_{ij}$  = Potência disponível (MW), que é a potência máxima da unidade para uma dada altura de queda  $Hq_{ij}$ . (m).

$Pn_i$  = Potência nominal da unidade i (MW)

$Hr_i$  = Queda de referência (m)

$j$  = Índice do período.

Visando garantir um nível mínimo de confiabilidade, muitos métodos de solução do problema do escalonamento da manutenção utilizam as restrições de capacidade (sub-seção 2.5.3). Neste trabalho, na construção destas restrições são usados os valores de potência disponível das unidades hidráulicas, porque estes expressam mais fielmente a disponibilidade de ponta do que os valores nominais.

Outro aspecto importante a ser considerado no processo de escalonamento é o uso mais racional dos recursos hídricos. Sabe-se que nos estudos de simulação energética a manutenção é normalmente considerada de modo aproximado. Destes estudos pode-se obter a

energia prevista para ser gerada em cada usina e a queda bruta média de cada reservatório, para cada período da simulação. Considerando estes dados é construído, para cada usina hidrelétrica, um conjunto de restrições, denominadas restrições de energia hidráulica. Estas restrições têm como objetivo evitar que ocorram vertimentos devido à manutenção, ou em último caso, minimizá-los.

Seja  $E_{g_{kj}}$  a energia prevista para ser gerada na usina hidráulica  $k$  no período  $j$ . Pode-se associar a ela uma potência média  $P_{gm_{kj}}$ , dada pela equação 3.2.

$$P_{gm_{kj}} = E_{g_{kj}}/T_j \quad (3.2)$$

onde  $T_j$  representa a duração do período  $j$ .

Se a unidade de  $E_{g_{kj}}$  for MW-mês, e o período considerado na simulação energética for o mês,  $T_j$  terá valor unitário, e sua presença na equação 3.2 se justifica apenas por uma questão de dimensionalidade.

Embora o período de tempo usado na programação da manutenção possa diferir daquele usado na simulação energética, ao longo deste capítulo eles serão considerados iguais, para não complicar desnecessariamente a exposição do assunto.

As restrições de energia hidráulica pertencem à classe das restrições de recurso. Aqui os recursos são representados pela potência hidráulica disponível para manutenção a cada período, calculada pela equação 3.3.

$$Phm_{kj} = \sum_{i=1}^{nu_k} Ph_{ij} - Pgm_{kj} \quad (3.3)$$

onde:

$Phm_{kj}$  = Potência hidráulica da usina  $k$ , disponível para manutenção no período  $j$ .

$nu_k$  = Número total de unidades da usina  $k$ .

A figura 3.1 abaixo ilustra a obtenção da potência hidráulica disponível para manutenção em cada período. Uma característica geralmente encontrada nos programas de simulação energética

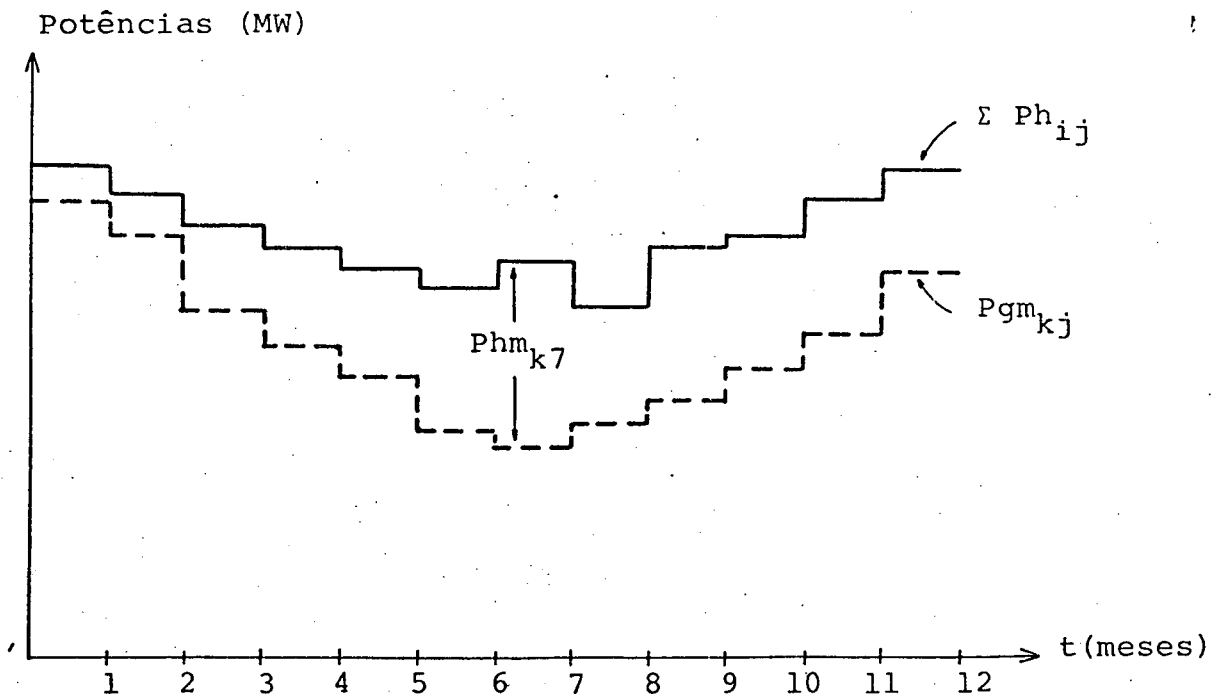


FIGURA 3.1 - Potência total disponível, potência média a ser gerada e potência disponível para manutenção numa usina hidráulica.

ca é de não deplecionar os reservatórios além de um certo limite, evitando assim de baixar muito a produtividade ( $MW/m^3/s$ ) das turbinas. Assim, nos períodos de baixa afluência a geração hidráulica é geralmente reduzida e conseqüentemente a energia disponível para manutenção é grande. Desta forma, sob o ponto de vista energético, os períodos de baixa afluência são os mais adequados para a manutenção hidráulica.

A Tabela 3.1 apresenta as restrições de energia hidráulica para o sistema exemplo. A potência hidráulica disponível para manutenção está limitada a 174, 180, 205 e 176 para os períodos de 1 a 4.

TABELA 3.1 - Restrições de energia hidráulica para o sistema exemplo

| Período | UH-A  |       |       | UH-B  |       |       | UT-C  |       | <u>b</u> |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|
|         | $x_1$ | $x_2$ | $x_3$ | $x_4$ | $x_5$ | $x_6$ | $x_7$ | $x_8$ |          |
| 1       | 94    | 0     | 0     | 94    | 0     | 0     | 0     | 0     | 174      |
| 2       | 94    | 94    | 0     | 0     | 94    | 0     | 0     | 0     | 180      |
| 3       | 0     | 100   | 100   | 0     | 0     | 100   | 0     | 0     | 205      |
| 4       | 0     | 0     | 100   | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 176      |

### 3.3) Restrições de Intercâmbio de Ponta Entre Áreas

A definição dos valores de intercâmbio de ponta e energia entre áreas de um sistema interligado é uma tarefa bastante complexa porque envolve outros fatores além dos aspectos elétricos e energéticos. Assim sendo, vale ressaltar que se pretende aqui apenas fornecer mais alguns elementos que auxiliem na tomada de decisão.

No modelo em pauta, os intercâmbios são tratados como carga para as áreas exportadoras e como geração para as áreas importadoras. As restrições de capacidade para o sistema exemplo foram apresentadas na Tabela 2.7. Os valores de potência disponível para manutenção contidos no vetor  $\underline{b}$  foram calculados pela equação 3.4 de modo a considerar os intercâmbios de ponta e também uma reserva mínima para cada período (Tabela 3.2).

TABELA 3.2 - Dados de ponta para o sistema exemplo

| Período | Ctd<br>(MW) | Pd<br>(MW) | Pi*<br>(MW) | Prmin<br>(MW) | Pdm<br>(MW) |
|---------|-------------|------------|-------------|---------------|-------------|
| 1       | 382         | 154        | 47          | 31            | 150         |
| 2       | 382         | 140        | 44          | 28            | 170         |
| 3       | 400         | 150        | 40          | 30            | 180         |
| 4       | 400         | 186        | 56          | 36            | 120         |

\* refere-se à exportação.



$$Pdm_j = Ctd_j - (Pd_j + Pi_j + Prmin_j) \quad (3.4)$$

onde:

$Pdm_j$  - potência disponível para manutenção

$Ctd_j$  - capacidade total disponível

$Pd_j$  - demanda de ponta

$Pi_j$  - intercâmbio líquido de ponta

$Prmin_j$  - reserva mínima

$j$  - índice do período.

O intercâmbio líquido será positivo se o sistema for exportador e negativo se for importador.

Uma vez que os intercâmbios tenham sido devidamente incorporados às restrições de capacidade de cada área, a escala de manutenção de uma área é obtida de modo independente das outras.

É possível vislumbrar duas situações em que as restrições de capacidade possam ser relevantes. A primeira representa um cenário no qual se deseja viabilizar um dado valor de intercâmbio que se pretende vender. Desta forma, fornecendo os valores pretendidos de intercâmbio o programa calcula a melhor escala de manutenção que permita atingir tal objetivo. Naturalmente que existe um limite, a partir do qual não existirá nenhuma escala viável. A segunda situação é a recíproca desta. Dada uma necessidade imperiosa de manutenção, o programa tenta obter uma escala que respeite as restrições atuais. Se isto não for possível devido à insuficiência de potência disponível para manutenção, o programa relaxa gra-

dualmente as restrições de capacidade até que seja obtida uma solução. Após a obtenção das escalas de manutenção o programa verifica se é possível atender às necessidades de ponta de todas as áreas. Se for possível, são calculados novos intercâmbios de ponta entre áreas. Se não for possível, o problema como foi proposto não tem solução, e deve-se reestudar as necessidades de manutenção de cada área.

#### 3.4) Procedimentos para nivelar os custos marginais de produção de energia

Na seção 3.2 foram introduzidas as restrições de energia hidráulica com o objetivo de proporcionar um melhor aproveitamento dos recursos hídricos. Nesta seção é introduzido um novo critério de benefício, nivelamento de custos marginais de produção de energia, aplicável ao problema da programação da manutenção de duas ou mais áreas interligadas. Por este critério as gerações nas diversas áreas são calculadas tendo como objetivo a equalização dos custos marginais, respeitando no entanto os limites máximos de geração e intercâmbios entre áreas.

Como a manutenção afeta diretamente a capacidade de geração, são criadas restrições que limitam a máxima potência térmica que se pode ter em manutenção em cada período. Desta forma busca-se obter escalas de manutenção que permitam o cumprimento da meta de geração calculada para cada área.

O processo é iterativo e pode ser visualizado através do algoritmo 3.1

Algoritmo 3.1: Processo de Nivelamento de  
Custos Marginais

- 1) Obtenha uma solução inicial para a manutenção de cada área.
- 2) Determine, para cada área e para cada período as curvas de custo incremental, pela composição das unidades hidráulicas e térmicas em operação.
- 3) Calcule os custos marginais de produção de energia ( $C_{ma}$ ) para cada área e período, usando as curvas de custo incremental e a demanda média total da área (demanda própria mais intercâmbios).
- 4) Calcule o custo marginal médio ( $C_{med}$ ) das diversas áreas e teste para cada área

$$|C_{ma_s} - C_{med}| < Tol$$

$$s = 1, \dots, N_s$$

onde:

$N_s$  = número de áreas (subsistemas)

se afirmativo: Pare

caso contrário: vá para 5.

- 5) Defina novas gerações para cada área, aumentando a geração nas áreas de menor custo marginal e conseqüentemente reduzindo nas áreas de maior custo marginal.
- 6) Calcule novos intercâmbios de energia, respeitando os limites máximos.

7) Obtenha novas escalas de manutenção para cada área.

8) Solução obtida?

Sim: vá para 2

Não: pare

### 3.4.1) Construção das curvas de custo incremental

Na construção das curvas de custo incremental foram usadas funções aproximadas do custo de geração de cada usina hidráulica ou térmica.

A figura 3.2a. mostra a função custo de geração adotada para as usinas hidráulicas. O custo de produção é nulo enquanto se gerar a potência média até o valor da quota alocada para o período em questão. Acima desta potência é atribuído um custo penalizante. É imposto um limite superior para a potência média gerada ( $P_{lim}$ ), de modo a evitar um deplecionamento acentuado dos reservatórios. A figura 3.2.b) mostra a função

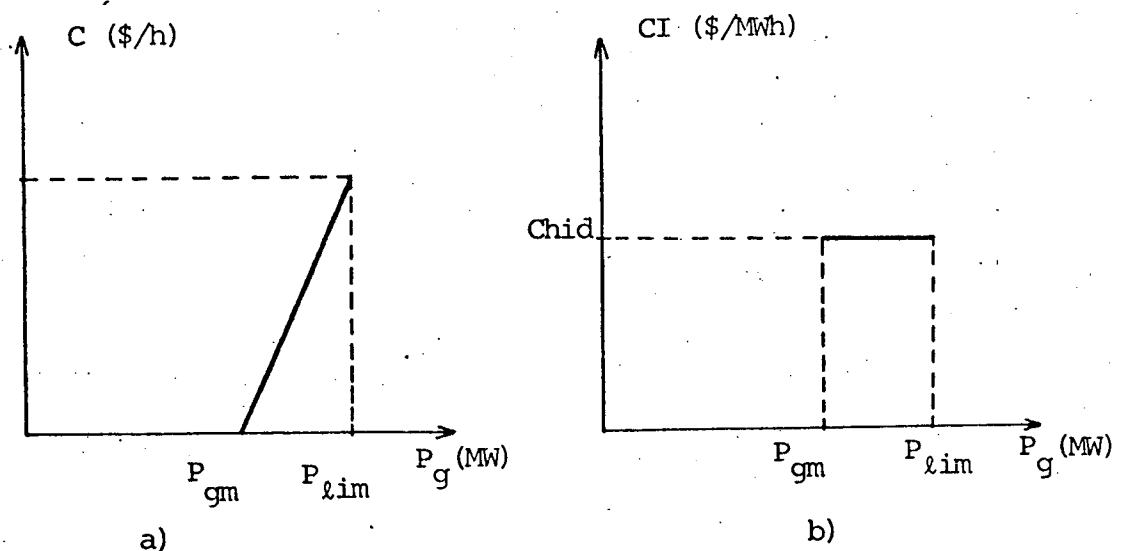


FIGURA 3.2) Função custo de geração (a) e função custo incremental (b) para as usinas hidráulicas.

incremental para as usinas hidráulicas. O valor do custo incremental ( $C_{hid}$ ) pode ser escolhido como o custo do déficit ou pode ser feito um pouco maior do que o custo da produção da térmica mais cara ou ainda, o valor da água no período considerado.

De modo similar as figuras 3.3.a e 3.3.b mostram a função custo de geração e o custo incremental para as usinas térmicas.

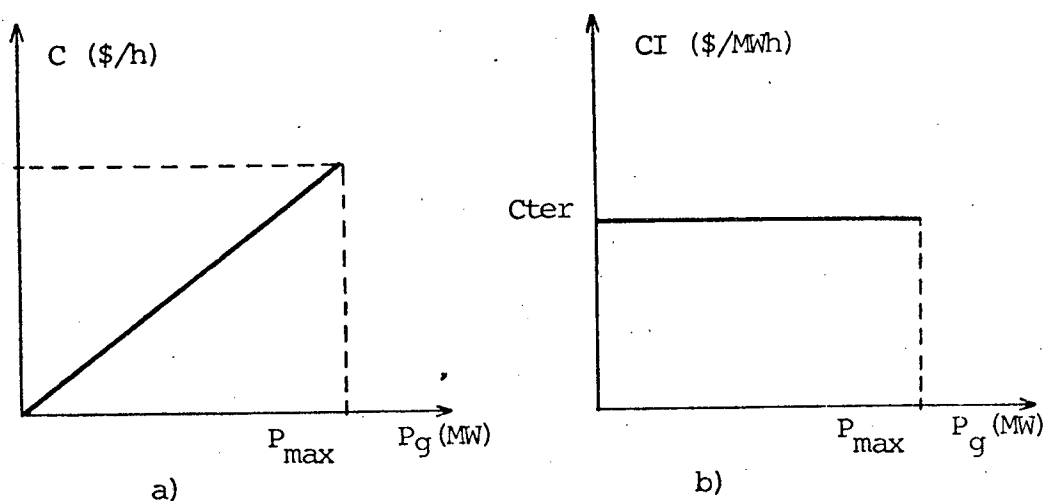


FIGURA 3.3. A função custo de geração (a) e custo incremental (b) para as usinas térmicas.

Foi adotada uma aproximação linear da função custo de geração, o que resulta num custo incremental constante.

Esta abordagem aproximada visa principalmente à simplificação do programa, além do que não se pretende aqui a determinação exata dos intercâmbios de energia, como já foi ressaltado.

No algoritmo 3.2 pode-se visualizar como são construídas as curvas de custo incremental para cada área.

Algoritmo 3.2: Obtenção das curvas de custo incremental e dos custos marginais.

- 1) Percorra as usinas e calcule, para cada usina  $k$  e período  $j$ , a máxima potência contínua da usina (desprezando limitação de energia):

$$Pdu_{kj} = \sum_{i=1}^{nu_{kj}} Ph_{ij} \cdot a_i, \text{ se } k \text{ for hidr\u00e1ulica.}$$

$$Pdu_{kj} = \sum_{i=1}^{nu_{kj}} Pn_i \cdot a_i, \text{ se } k \text{ for t\u00e9rmica.}$$

onde:

$$a_i = \text{disponibilidade aleat\u00f3ria da unidade } i \\ = (1,0 - FOR_i)$$

$nu_{kj}$  - n\u00famero de unidades da usina  $k$  dispon\u00edveis para gera\u00e7\u00e3o no per\u00edodo  $j$ .

- 2) Para cada usina  $k$  e per\u00edodo  $j$ , calcule a (m\u00e1xima) pot\u00eancia m\u00e9dia ger\u00e1vel:

$$Pmg_{kj} = \text{Min} | Pdu_{kj}, Pgm_{kj} |, \text{ se } k \text{ for hidr\u00e1ulica.}$$

ou  $Pmg_{kj} = Pdu_{kj}$ , se  $k$  for t\u00e9rmica.

- 3) Determine para cada per\u00edodo  $j$ , o primeiro ponto da curva de custo incremental da \u00e1rea ( $PG0_j, CIO_j$ ):

$$PG0_j = \sum_{k=1}^{Nush} Pmg_{kj}, \text{ se } Nush > 0$$

$$PG0_j = 0, \text{ se } Nush = 0$$

$$CIO_j = 0$$

onde:

Nush = Número de usinas hidráulicas.

- 4) Determine para cada período  $j$ , o segundo ponto da curva de custo incremental ( $PG1_j$ ,  $CI1_j$ ):

$$PG1_j = PG0 + \sum_{k=1}^{Nust} Pmq_{kj}$$

$$CI1_j = \text{Max } |Cter_k|, \quad k=1, Nust$$

se  $Nust > 0$

e  $PG1_j = PG0_j$

$$CI1_j = CI0_j, \quad \text{se } Nust = 0$$

- 5) Determine para cada período  $j$ , o terceiro ponto da curva de custo incremental ( $PG2_j$ ,  $CI2_j$ ):

$$PG2_j = PG1_j + K_p \cdot PG0_j$$

$$PG2_j = CI1_j + Chid$$

onde:

$K_p$  - Fração da geração hidráulica penalizada (usualmente  $K_p \cong 0,2$ ).

- 6) Determine para cada período  $j$ , a demanda média própria ( $Dea_j$ ) e a total ( $Dtea_j$ ):

$$Dea_j = Pd_j \cdot FC$$

$$Dtea_j = Dea_j + ILen_j/T_j$$

onde: FC = Fator de carga

$ILen_j$  = Intercâmbio líquido de energia.

- 7) Calcule o custo marginal para cada período  $j$ , utilizando a demanda média total e a curva de custo incremental.

$$Cma_j = f (PG_i, CI_i, Dtea)_j$$

- 8) Pare

Uma curva de custo incremental para o sistema exemplo é mostrada na figura 3.4.

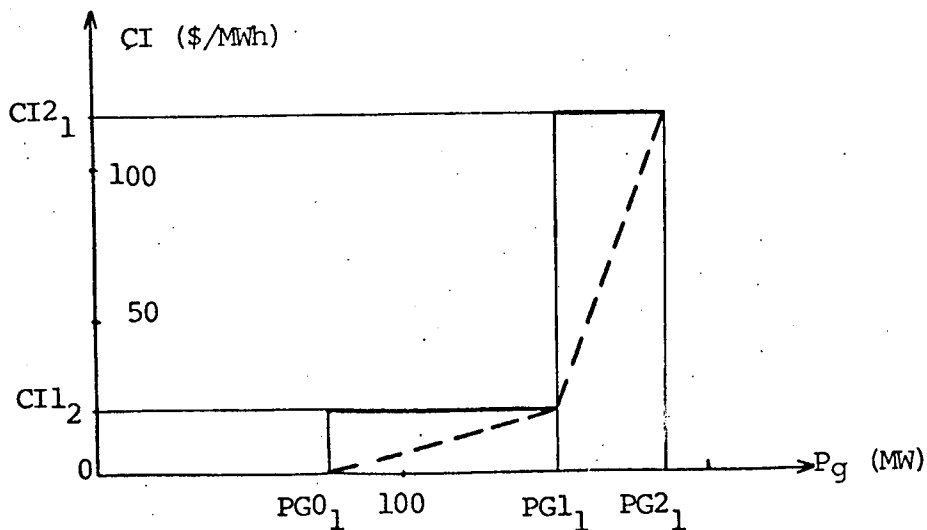


FIGURA 3.4 - Curva de custo incremental para o sistema exemplo, período 1.



Como são armazenadas apenas as informações relativas aos pontos  $(PG_0, CI_0)$ ,  $(PG_1, CI_1)$  e  $(PG_2, CI_2)$ , o custo incremental relacionado com um dado valor de potência média gerada será calculado pelas equações das retas que aparecem em linha tracejada na figura 3.4. Embora a figura 3.4 evidencie uma diferença expressiva entre os valores das linhas cheias (valores exatos) e das linhas tracejadas (aproximados), esta diferença tende a reduzir-se, em termos relativos, quando o número de usinas térmicas do sistema é maior e de diferentes custos incrementais o que pode ser visualizado na figura 3.5.

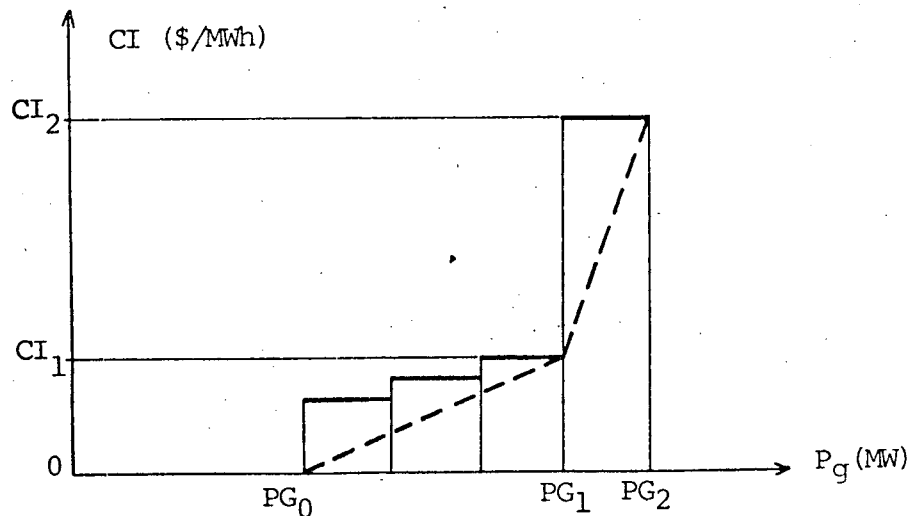


FIGURA 3.5 - Curva de custo incremental para um sistema hipotético, com três usinas térmicas e duas hidráulicas.

### 3.4.2) Obtenção da energia a ser gerada em cada área e dos novos intercâmbios de energia

Da análise do algoritmo 3.1 pode-se observar que, após a obtenção das curvas de custo incremental (passo 2) é possível calcular os novos custos marginais de cada área, o que é feito no passo 3. Após a constatação da necessidade de uma nova iteração (passo 4), parte-se para a determinação da energia a ser gerada em cada área (passo 5).

O valor da energia a ser gerada em cada área é determinado através de um procedimento similar ao do despacho econômico clássico. Aqui as curvas de custo incremental estão relacionadas com áreas ao invés de unidades e o objetivo é suprir a demanda de energia de todo o sistema interligado e não apenas de uma única área. Isto faz com que, na obtenção da energia gerada em cada área, seja necessário respeitar os limites máximos de intercâmbio entre áreas.

Devido a este motivo, dentre outros, optou-se por um processo iterativo de nivelamento de custos marginais no qual são impostos limites às gerações das diversas áreas, sendo que nas iterações seguintes estes limites são aumentados.

O algoritmo 3.3 apresenta estas e outras características do processo de obtenção da energia gerada e dos intercâmbios de energia.

Algoritmo 3.3 - Obtenção da energia gerada e dos intercâmbios entre áreas.

- 1) Percorra os períodos.
- 2) Obtenha a demanda total de energia do sistema interligado (Des) para o período em questão.

$$Des_j = T_j \cdot \sum_{s=1}^{Ns} Dea_{sj}$$

- 3) Calcule os limites de geração de energia (Lge) para cada área e período

$$Lge_{sj} = T_j \cdot Dtea_{sj} \quad \text{se for a primeira iteração.}$$

$$Lge_{sj} = Lge_{sj} + Ke \cdot T_j \cdot Dea_{sj} \quad \text{iterações seguintes.}$$

- 4) Faça o custo incremental do sistema (CIS) igual ao menor custo marginal das áreas do sistema interligado.

$$CIS = \text{Min } (Cma_s) , \quad s = 1, \dots, Ns$$

- 5) Percorra as curvas de custo incremental e obtenha o primeiro valor da energia gerada.

$$Pg_{sj} = f(PGi, CIi, CIS)_j \quad s = 1, Ns$$

$$Ega_{sj} = T_j \cdot Pg_{sj} \quad s = 1, Ns$$

- 6) Faça  $Ega_{sj} = \text{Min } (Lge_{sj}, Ega_{sj})$

- 7) Calcule a energia gerada no sistema

$$Egs_j = \sum_{s=1}^{Ns} Ega_{sj}$$

8) Verifica atendimento:

$$Egs_j < Des_j ?$$

Sim: Calcule um novo valor para CIS e volte ao passo 5.

Não: vá para 9.

9) Calcule o desvio de energia ( $Deg_j$ ) e teste.

$$Deg_j = Egs_j - Des_j$$

se  $Deg_j < Tol$

então: vá para 10

senão: Calcule um novo valor para CIS e volte ao passo 5.

10) Calcule o deficit ou superávit de energia de cada área:

$$Rld_{sj} = Ega_{sj} - T_j \cdot Dea_{sj}$$

11) Calcule os intercâmbios de energia entre áreas respeitando os limites máximos.

12) Calcule os intercâmbios líquidos para cada área ( $Ilen_{sj}$ ).

13) Recalcule as energias geradas, para cada área:

$$Ega_{sj} = T_j \cdot Dea_{sj} + Ilen_{sj}$$

14) Feche laço do período.

15) Pare.

### 3.4.3) Restrições de Energia Para as Usinas Térmicas

Após a obtenção dos novos valores da energia gerada em cada área, é necessário refletir esta modificação no programa de escalonamento da manutenção. Mais especificamente, deve-se alterar convenientemente o vetor  $\underline{b}$  para que o programa perceba que se trata de uma nova situação. Isto é conseguido com as restrições de energia para as unidades térmicas.

É possível dividir a geração total de energia de uma dada área em três parcelas:

- 1) Parte hidráulica prevista
- 2) Parte térmica
- 3) Parte hidráulica extra. (parcela penalizada).

No programa de escalonamento da manutenção são implementadas restrições relativas às partes 1 e 2, sendo a parte 3 usada apenas na obtenção do custo marginal de produção de energia da área. Desta forma o efeito da parcela 3 será considerado indiretamente, através dos intercâmbios.

As restrições de energia para as usinas térmicas são implementadas de modo similar às restrições de capacidade (intercâmbio de ponta), pois também se enquadram na categoria de restrições de recursos.

Cada unidade que sai para manutenção representa uma redução na capacidade de geração térmica da área. Esta redução é dada pela equação 3.5.

$$E_{ef_i} = T_j \cdot P_{n_i} \cdot a_i \quad (3.5)$$

onde:  $E_{ef_i}$  = Energia efetiva da unidade  $i$  (MW-mês).

Assim, na matriz de restrições A, este é o valor usado para a restrição de energia térmica.

Os valores do vetor h representam os recursos disponíveis, que neste caso são as energias térmicas disponíveis para manutenção a cada período, calculados pela equação 3.6:

$$Etdm_{sj} = (T_j \cdot \sum_{k=1}^{Nust} \sum_{i=1}^{nu_k} a_i \cdot Pn_i) - Egt_{sj} \quad (3.6)$$

onde:

$Etdm_{sj}$  = Energia térmica disponível para manutenção da área  $s$  no período  $j$  (MW-mês)

$Egt_{sj}$  = Geração térmica prevista para a área  $s$  no período  $j$ .

$$Egt_{sj} = T_j \cdot (Dtea_{sj} - PG0_{sj}) \quad (3.7)$$

$$\text{se } Dtea_{sj} > PG0_{sj}$$

$$\text{e } Egt_{sj} = 0 \quad , \quad \text{caso } Dtea_{sj} \leq PG0_{sj}.$$

A equação 3.7 parte do pressuposto de que não haverá geração térmica enquanto houver recursos hídricos disponíveis, dentro da quota alocada para o período. Isto significa que se está considerando apenas o aspecto energético do problema.

Embora a descrição feita sobre as restrições de energia térmica tenha enfatizado sua utilização no processo de nivelamento de custos marginais, sua aplicação no caso de um sistema isolado é também possível. Neste caso, a presença destas restri-



C A P Í T U L O    I V

TÉCNICA DE OTIMIZAÇÃO E SUA IMPLEMENTAÇÃO



#### 4.1 - INTRODUÇÃO

Embora existam vários métodos para a solução do problema de programação linear inteira, tais como o método dos planos de corte, "branch and bound", etc, os métodos de enumeração implícita têm-se revelado mais adequados às particularidades do problema em questão.

O método aqui apresentado é uma extensão do algoritmo de enumeração implícita desenvolvido por E. Balas, que incorpora uma série de melhoramentos apresentados por Merrill e Dopazo [8].

As principais características deste método são:

- As operações executadas pelo algoritmo são adições e comparações lógicas, o que o torna imune a problemas de instabilidade numérica;
- É capaz de encontrar uma solução que satisfaça as restrições do problema, desde que ela exista;
- É capaz de obter as soluções ótimas, segundo um dado critério de otimalidade.

#### 4.2 - A Escolha da Árvore de Decisões e o Efeito sobre o Processo de Busca

A cada unidade está associado um subconjunto de variáveis, que representam os períodos nos quais a manutenção da unidade pode ser iniciada, conforme a formulação do problema feita no capítulo II. Essa definição permite a construção de uma árvore de decisões compacta, como a apresentada na figura 4.1 para o sistema exemplo.

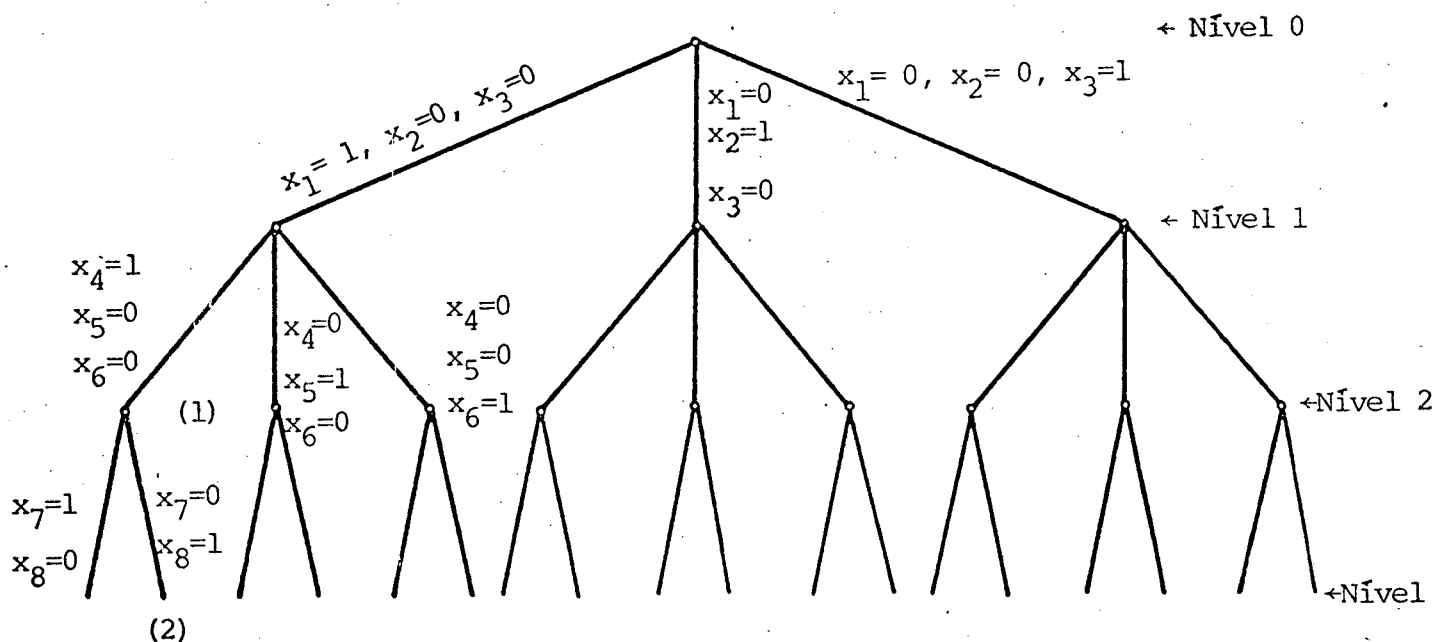


FIGURA 4.1 - Árvore de decisões compacta para o sistema exemplo.

A árvore é composta de tantos níveis quantas forem as unidades a serem escalonadas para manutenção, e cada nível possui um número de ramos idêntico ao número de variáveis da unidade correspondente ao nível.

Devido ao fato da manutenção de uma unidade só poder come

çar uma única vez, soluções como  $\underline{x} = [1 \ 1 \ 1 \ \dots]^t$  são impossíveis e não figuram na árvore de decisões. Isto permite uma redução muito significativa no número de soluções a serem pesquisadas.

Pela formulação do problema (equações 2.1 a 2.4), o número total de soluções seria:

$$Nts = \prod_{i=1}^N 2^{r_i} \quad (a)$$

$$\text{ou } Nts = 2^{\sum_{i=1}^N r_i} \quad (b) \quad (4.1)$$

que corresponde a:

$$Nts = 2^{nv} \quad (c)$$

onde:

$N$  = número de unidades geradoras.

$r_i$  = número de variáveis associadas à unidade  $i$ .

$nv$  = número total de variáveis.

$Nts$  = número total de soluções.

Graças à escolha adequada da árvore de decisões, são examinadas apenas as soluções nas quais uma única variável do grupo associado a cada unidade assume valor unitário. Isto reduz o número de soluções a serem pesquisadas ( $Nsp$ ) a

$$Nsp = \prod_{i=1}^N r_i \quad (4.2)$$

Para o sistema exemplo tem-se:

$$N_{ts} = 2^8 = 64 \quad e$$

$$N_{sp} = 3 \times 3 \times 2 = 18$$

o que representa uma redução de 72% aproximadamente.

Uma outra vantagem resultante da escolha desta árvore de decisões é que ela permite uma redução no número de restrições que necessitam figurar explicitamente na matriz de restrições, porque as restrições de que a manutenção só pode iniciar uma única vez e de que todas as unidades devem ser escalonadas são consideradas implicitamente.

A determinação da solução ótima implica na enumeração de todas as soluções possíveis. Em geral a maioria das soluções são inviáveis e apenas muito poucas são ótimas. O algoritmo proposto permite que apenas poucas soluções necessitem ser pesquisadas explicitamente; a maioria é enumerada implicitamente através de testes que possibilitem ignorar certos ramos que se detecta não conter solução ótima.

### 4.3 - O Processo de Busca da Solução Ótima

A idéia básica do algoritmo é partir de uma solução inicial, viável ou não, analisar esta solução em cada nível sob o ponto de vista de viabilidade, cancelar se possível, através de testes, as variáveis e restrições redundantes, até a determinação de uma solução viável. A partir daí, serão examinadas apenas as soluções que possuírem custo inferior ao da última solução viável encontrada. Após o término da enumeração, a última solução viável obtida é a solução ótima.

Para se ter uma melhor compreensão do algoritmo utilizado, é feita a seguir uma transcrição de parte do artigo de Merrill e Dopazo [8].

#### 4.3.1 - O Conceito de Solução Nominal

A solução inicial usada pelo algoritmo é denominada solução nominal, que pode ou não ser viável. Seja definido como solução nominal o ramo mais à esquerda da árvore de decisões da figura 4.1. Ela corresponde a se ter  $x(0) = [10010010]^t$ , isto é, supõe-se que a manutenção de cada unidade seja iniciada no primeiro período permissível.

Em termos da equação 2.3, que é aqui repetida por uma questão de simplificação, o efeito de cada elemento não nulo do vetor  $\underline{x}$  é provocar uma modificação no vetor  $\underline{y}$ :

$$\underline{y} = \underline{b} - \underline{A} \cdot \underline{x} \quad (2.3)$$

Defina-se como  $M$  o conjunto dos índices das variáveis que assumem valor unitário. Para a solução nominal do sistema exemplo tem-se  $M = \{1, 4, 7\}$ .

$$\underline{y} = \underline{b} - \sum_{i \in M} \underline{a}_i \quad (4.3)$$

onde  $\underline{a}_i$  é a  $i$ -ésima coluna da matriz  $\underline{A}$ .

Sejam  $x_{i_j} = 1$ ,  $j = 1, \dots, N$ , as variáveis não nulas da solução nominal, onde o subscrito  $i_j$  corresponde ao primeiro período no qual a unidade  $j$  pode sair para manutenção e  $N$  é o número de unidades gradoras. No exemplo  $i_1 = 1$ ,  $i_2 = 4$  e  $i_3 = 7$ . Defina-se.

$$\underline{y}(0) = \underline{b} - \sum_{j=1}^N \underline{a}_{i_j} \quad (4.4)$$

e finalmente seja definida uma nova matriz de restrições  $\underline{G}$ , cujas colunas  $\underline{g}_k$  sejam dadas por:

$$\underline{g}_k = \underline{a}_k - \underline{a}_{i_j} \quad i_j \leq k < i_{j+1} \quad (4.5)$$

Devido à restrição de que todas as unidades precisam ser escalonadas pode-se escrever:

$$\underline{G} \cdot \underline{x} = \underline{A} \cdot \underline{x} - \sum_{j=1}^N \underline{a}_{i_j} \quad (4.6)$$

Evidenciando  $\underline{A} \cdot \underline{x}$  na equação (4.6) e  $\underline{b}$  na equação (4.4) e substituindo na equação 2.3 obtém-se:

$$\underline{y} = \underline{y}(0) - \underline{G} \cdot \underline{x} \quad (4.7)$$

Qualquer nó da árvore de decisões situado acima da base representa uma solução parcial  $\underline{x}(i)$ ,  $i < N$ . Por exemplo, o ponto assinalado com "1" na árvore de decisões representa a solução parcial do nível 2  $\underline{x}(2) = [100100\dots]^t$ . Neste ponto  $x_i$ ,  $i = 1$  a 6 são especificados, enquanto  $x_7$  e  $x_8$  são variáveis livres. O ponto assinalado com "2" representa uma possível conclusão da solução parcial, obtida pela especificação de  $x_7=0$  e  $x_8=1$ . Neste algoritmo as variáveis não especificadas ou livres, são tratadas como assumindo temporariamente o valor nominal, mas sujeitas a modificações à medida que a solução progride.

O algoritmo utiliza a equação (4.7) ao invés da equação 2.3. De maneira similar cada elemento unitário de  $\underline{x}$  significa que uma coluna de  $\underline{G}$  é subtraída de  $\underline{y}$ . Por exemplo, a solução parcial do nível 2  $\underline{x}(2) = [100100\dots]^t$  está associada com  $\underline{y}(2) = \underline{y}(0) - g_1 - g_4$ , e para a conclusão  $\underline{x}(3) = [10010001]^t$  tem-se:  $\underline{y}(3) = \underline{y}(2) - g_8$ .

#### 4.3.2 - Teste de Cancelamento e Término

Os testes a serem apresentados têm como finalidade reduzir o número de soluções que necessitam ser enumeradas explicitamente e o tempo de processamento para a obtenção da solução ótima.

Seja definido, para cada solução parcial  $\underline{x}(i)$ , um limite superior  $\underline{y}(U)$ , de forma que, para qualquer conclusão  $\underline{x}(N)$  descendente de  $\underline{x}(i)$  se verifique:

$$\underline{y}_j(N) \leq \underline{y}_j(U) = \underline{y}_j(i) - \sum_{k=i+1}^N \inf(k, j, \underline{G}) \quad (4.8)$$

$$j = 1, \dots, Ntr$$

onde:  $\inf(k, j, \underline{G})$  = menor elemento da linha  $j$  da matriz  $\underline{G}$ , associado às variáveis não canceladas da unidade  $k$ .

Ntr = número total de restrições

- Teste de cancelamento de uma solução parcial (Teste número 1).

Se para alguma solução parcial  $\underline{x}(i)$ , algum elemento  $y_j(U) < 0$ , então não existe nenhuma solução ótima descendente de  $\underline{x}(i)$  e ela pode ser cancelada.

- Teste de cancelamento de variáveis (Teste número 2)

Se para alguma solução parcial  $\underline{x}(i)$  existe uma variável  $x_m$  associada a uma unidade  $k$ ,  $i+1 \leq k \leq N$ , tal que para alguma restrição  $j$  se verifique:

$$y_j(U) + \inf(k, j, \underline{G}) - G_{jm} < 0 \quad (4.9)$$

então  $x_m$  pode ser cancelada.

Este teste permite cancelar uma variável  $x_m$ , associada a alguma unidade não escalonada  $k$ , ( $i+1 \leq k \leq N$ ), se for verificado que  $x_m=1$  não pode fazer parte de nenhuma solução ótima descendente de  $\underline{x}(i)$ . O cancelamento implica em fixar  $x_m=0$ .

- Segundo teste de cancelamento de uma solução parcial (Teste número 3).

É possível que, para uma dada solução parcial  $\underline{x}(i)$ , a aplicação do teste de cancelamento de variáveis provoque o cancelamento de todas as variáveis associadas a uma unidade  $k$ ,  $i+1 \leq k \leq N$ . Neste caso não existe nenhuma solução ótima descendente de  $\underline{x}(i)$  e a solução pode ser cancelada.



Pode ocorrer de alguma restrição se tornar irrelevante para a conclusão de uma solução parcial  $\underline{x}(i)$ . Isto ocorre quando nenhuma das soluções descendentes de  $\underline{x}(i)$  violam a restrição.

Para a realização do teste de cancelamento de restrições é necessário definir um limite inferior  $\underline{y}(L)$  do vetor  $\underline{y}(N)$ , para todas as possíveis conclusões da solução parcial  $\underline{x}(i)$ .

$$y_j(N) \geq y_j(L) = y_j(i) - \sum_{k=i+1}^N \sup(k, j, \underline{G}) \quad (4.10)$$

$$j = 2, \dots, Ntr.$$

onde  $\sup(k, j, \underline{G}) =$  maior elemento da linha  $j$  da matriz  $\underline{G}$ , correspondente às variáveis não canceladas da unidade  $k$ .

- Teste de cancelamento de restrições (Teste número 4).

Se para uma solução parcial  $\underline{x}(i)$ , o limite inferior  $y_j(L) \geq 0$ , a restrição  $j$  pode ser cancelada.

O cancelamento de restrições torna a busca mais eficiente. Ela no entanto não é aplicada à restrição 1, função objetivo, porque o valor de  $b_1$  varia durante a busca, à medida que melhores soluções são obtidas.

#### 4.4 - O Algoritmo de Obtenção da Solução Ótima

A figura 4.2 é um algoritmo simplificado do método de busca da solução ótima implementado. Em termos da árvore de decisões, a busca inicia no topo da árvore e desce um ramo por vez, até que se cheque à base ou se detecte que ele não contém solução viável. Se uma solução viável é encontrada ela é impressa e é

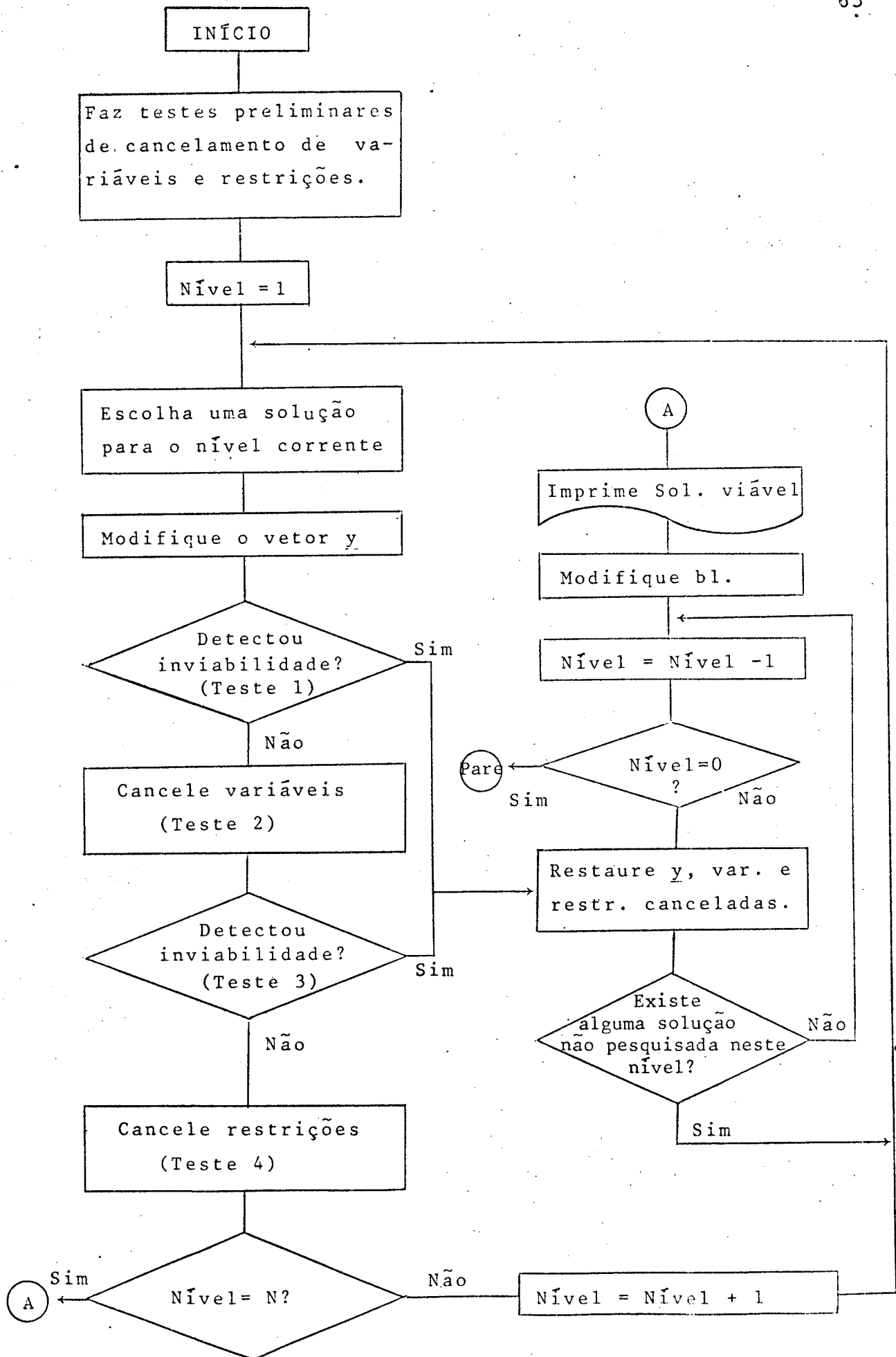


FIGURA 4.2 - Algoritmo do Método de Enumeração Implícita

feita uma modificação no valor de  $b_1$ . Duas possibilidades de modificação surgem:

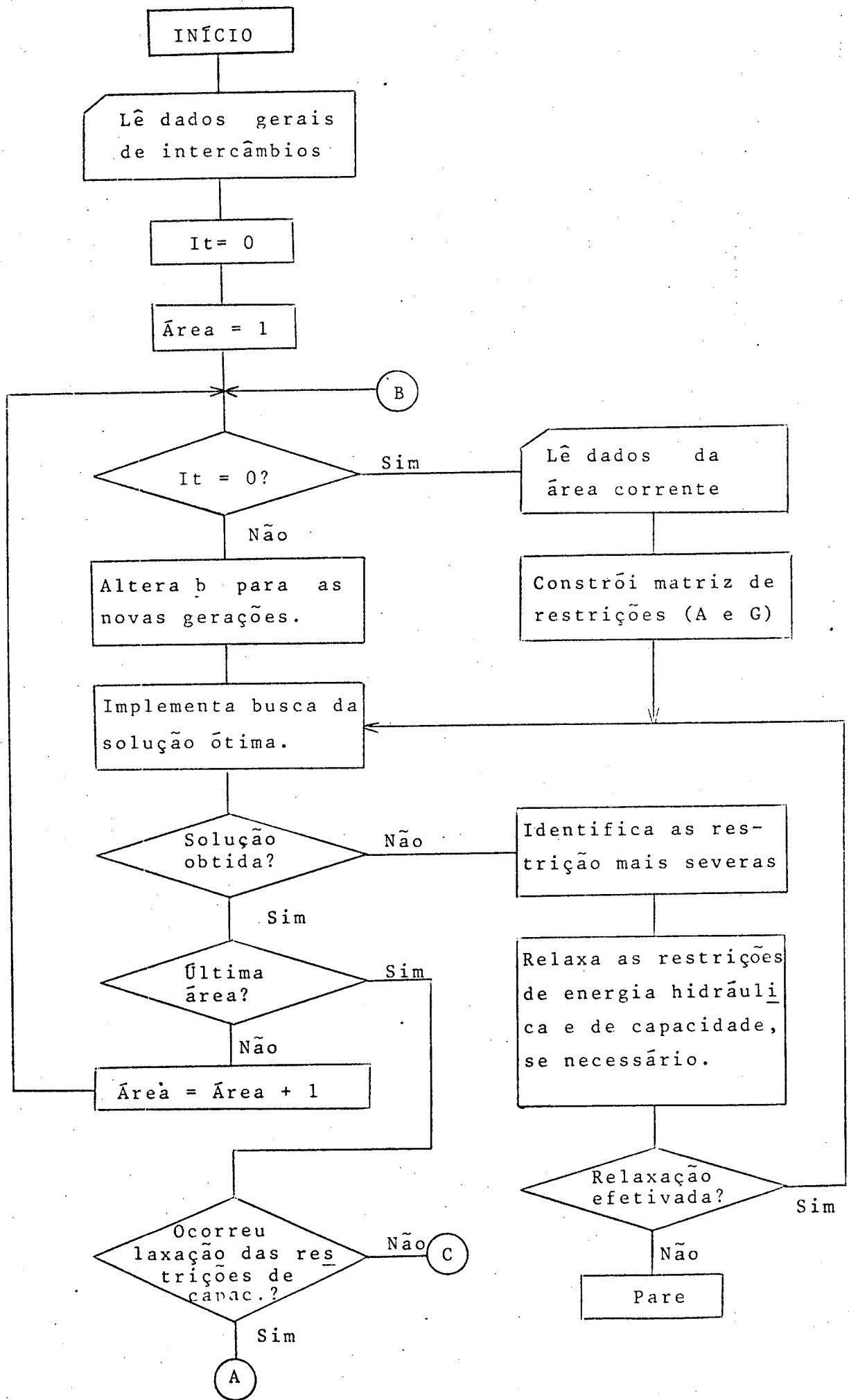
- Se  $b_1$  for feito igual ao custo da última solução viável obtida, o programa passará a considerar somente as soluções com custo igual ou inferior a este. Desta forma, ao terminar o processo de enumeração, várias soluções viáveis terão sido impressas e se houver mais de uma solução ótima, todas serão impressas.

- Se  $b_1$  for feito uma unidade menor do que o custo da última solução viável obtida, apenas as soluções com custo inferior serão consideradas e na hipótese de existir mais de uma solução ótima, será impressa apenas uma. Em compensação, o processo de enumeração terminará mais rapidamente.

Quando um ramo é pesquisado e determinado inviável, é tentada uma nova solução no mesmo nível. Caso todas tenham sido enumeradas, retorna-se no nível anterior e o processo é repetido, procedimento este denominado retorno à enumeração. Quando todos os ramos tiverem sido enumerados o processo está encerrado. Graças aos testes a maioria das soluções são enumeradas implicitamente.

#### 4.5- Descrição do Método de Programação da Manutenção em Sistemas Interligados.

Nesta sub-seção é descrito o método de obtenção de escalas de manutenção para duas ou mais áreas interligadas. O algoritmo de enumeração implícita da figura 4.2 é parte integrante de um algoritmo mais geral, apresentado na figura 4.3, que incorpora os conceitos apresentados no capítulo 3.



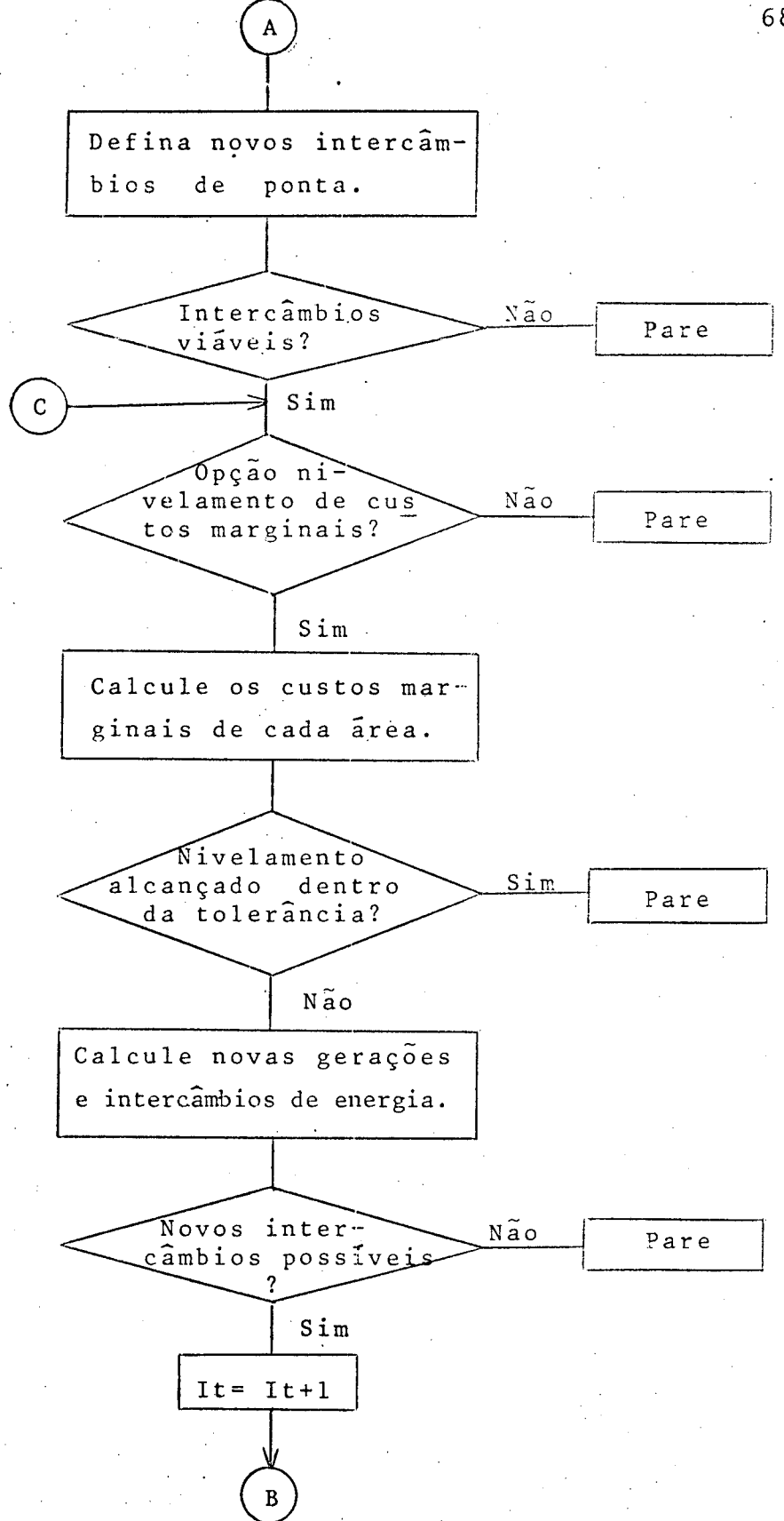


FIGURA 4.3 - Algoritmo do método de programação da manutenção em sistemas interligados.

São discutidos a seguir alguns aspectos relevantes do algoritmo.

#### 4.5.1 - Os Mecanismos de Identificação e Relaxação de Restrições

As restrições de energia hidráulica foram incorporadas ao problema para melhorar o aproveitamento dos recursos hídricos. Em períodos de elevada afluência estas restrições tendem a ser muito severas o que pode impedir a obtenção de uma solução viável.

Quando o processo de busca termina sem encontrar uma solução viável, surge a necessidade de identificar quais restrições são mais severas. O grau de severidade de uma restrição é medido por dois parâmetros:

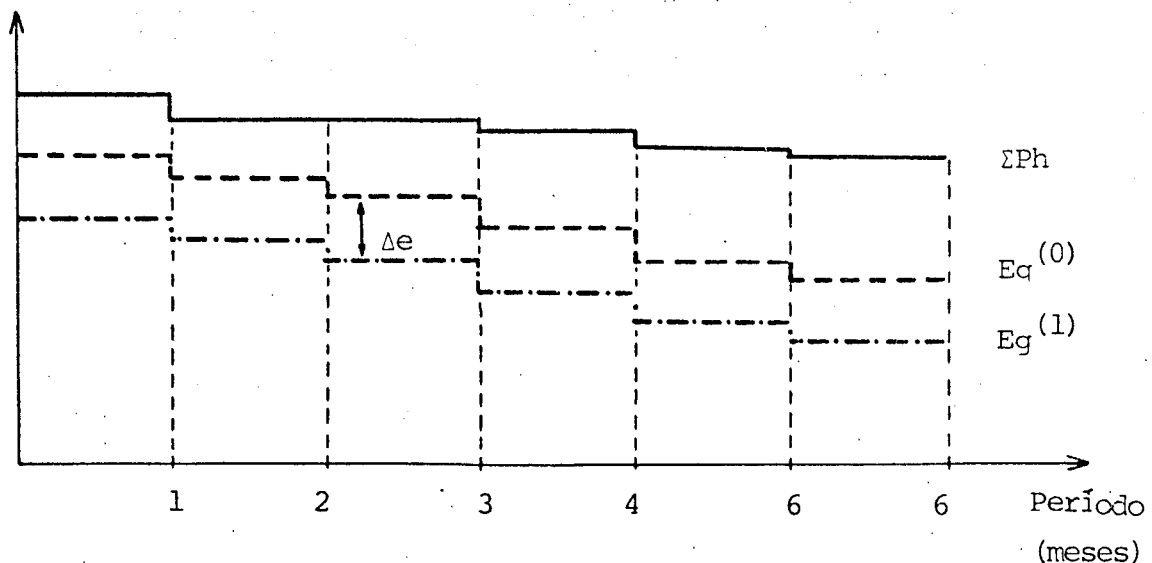
- o número de vezes que a restrição foi responsável por cancelar uma variável (parâmetro 1)
- o número de vezes que a restrição foi responsável por cancelar uma solução parcial, no teste número 1 (parâmetro 2).

A necessidade destes dois parâmetros é devida ao fato de que o cancelamento de uma variável contribui com um peso muito menor para a ocorrência do evento "nenhuma solução viável foi encontrada", do que o cancelamento de uma solução parcial. Assim, se uma determinada restrição foi responsável por cancelar uma solução parcial ela é assinalada como "severa" (parâmetro 2), enquanto pelo parâmetro 1, cancelamento de variáveis, apenas as restrições que provocaram um número de cancelamentos acima da média são consideradas severas.

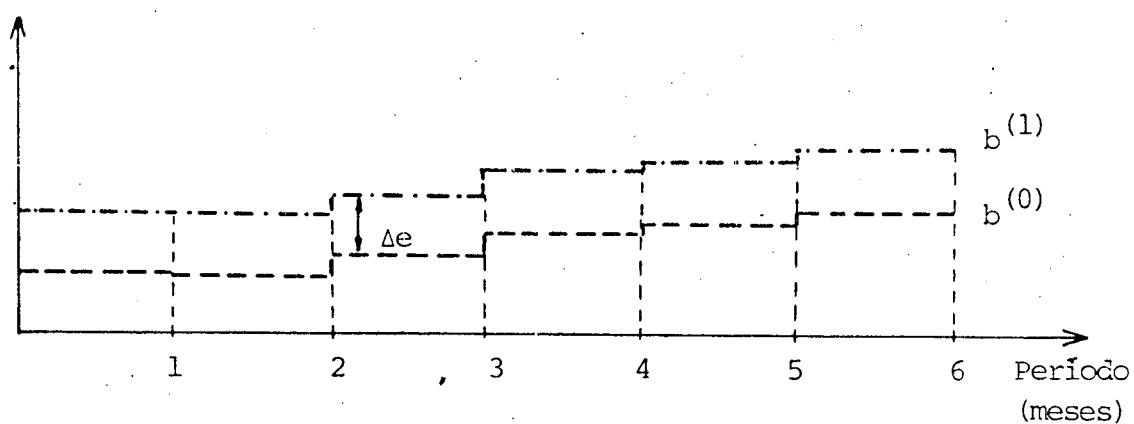
O mecanismo de identificação descrito tem-se revelado adequado para a identificação das restrições mais severas, não relaxando indevidamente uma restrição pouco severa, nem deixando de assinalar as mais severas.

As restrições que são assinaladas pelo mecanismo de identificação são identificadas quanto ao tipo (capacidade, energia hidráulica, outros tipos). Se forem restrições de energia hidráulica há necessidade de se identificar a usina a que estão associadas, porque a relaxação é efetuada individualmente por usina.

Em termos do algoritmo, a relaxação das restrições de energia hidráulica de uma usina consiste de um acréscimo de valor constante às posições do vetor  $\underline{b}$  relacionadas com a usina em questão. Fisicamente isto representa uma redução de igual valor, nas quotas de energia alocada para geração. As figuras 4.4 a e b ilustram este fato.



- a) Capacidade disponível (MW), Energia alocada (MW mês) inicial (0) e após relaxação (1).



b) Potência disponível para manutenção (MW) antes (0) e depois (1) da relaxação da restrição de energia.

FIGURA 4.4 - Ilustração do mecanismo de relaxação das restrições de energia hidráulica.

O valor do acréscimo  $\Delta e$  pode ser especificado pelo usuário, o que permite controlar o grau de acuracidade com que se deseja obter as soluções, de sorte que não seja preciso deixar de gerar além do que for estritamente necessário para viabilizar uma escala de manutenção.

Uma abordagem similar é feita para as restrições de capacidade. Neste caso, parte-se do pressuposto de que seja necessário viabilizar uma escala de manutenção para a área em questão, logo os intercâmbios podem ser alterados. A relaxação também é feita de forma gradual, e uma nova solução é tentada após cada relaxação. Desta forma uma escala será obtida provocando o mínimo de alterações nos intercâmbios programados.



#### 4.5.2 - Definição dos Novos Intercâmbios de Ponta

Se, durante o processo de determinação das escalas de manutenção, para uma ou mais áreas ocorreu relaxação das restrições de capacidade, é necessário realizar testes de viabilidade das soluções.

Para que as soluções sejam viáveis dois requisitos são necessários:

- A reserva de geração do sistema interligado deve ser sempre positiva;
- Os intercâmbios entre áreas não podem ultrapassar os limites máximos.

No algoritmo implementado são realizados testes que verificam os requisitos mencionados. Se as soluções forem viáveis, são calculados novos intercâmbios que atendam aos requisitos de ponta de cada área e ainda proporcionem uma reserva de geração especificada para a área.

Se as soluções forem inviáveis os requisitos de manutenção devem ser reestudados e com isso uma nova solução deve ser tentada.

#### 4.5.3 - O Mecanismo de Nivelamento de Custos Marginais

O nivelamento de custos marginais é um critério de otimização inter-áreas e portanto pode ser utilizado simultaneamente com quaisquer dos critérios que atuam sobre uma única área (nivelamento de reservas, mínimo desvio de uma escala ideal, etc).

Devido ao elevado grau de interdependência entre as grandezas envolvidas, o processo é de natureza iterativa. Assim, na determinação das gerações de cada área são impostos limites máximos, que são gradualmente atenuados à medida que as iterações se sucedem.

Existem três possibilidades de parada quando esta opção é invocada:

- a) Os custos marginais das diversas áreas foram nivelados dentro de uma dada tolerância;
- b) Não é possível alterar as gerações além dos valores atuais, isto é, o limite máximo de geração ou intercâmbio foi atingido para uma ou mais áreas.
- c) O algoritmo detecta inviabilidade para uma das áreas, devido às restrições de energia térmica terem se tornado muito severas.

Como o processo pode ser interrompido no meio de uma iteração, deve-se considerar como solução ótima as escalas obtidas na iteração imediatamente anterior.

C A P Í T U L O   V

EXEMPLOS E RESULTADOS

## 5.1) INTRODUÇÃO

Neste capítulo o método proposto é usado na obtenção de escalas de manutenção para um sistema isolado e também para um sistema interligado constituído de três subsistemas ou áreas de controle.

Na seção 5.2 é abordado o caso de um único sistema. São consideradas três hipóteses hidrológicas. Para a primeira, referida como período hidrológico normal, são arbitrados valores de energia disponível para geração a cada mês. A segunda é obtida a partir da primeira, supondo uma redução de 15% nos valores de energia disponível, e é denominada período seco. A última é denominada período chuvoso e os valores de energia disponível são aproximadamente 15% superiores aos do período normal. São também consideradas variações nas alturas de queda, em conformidade com os valores de energia disponível. (Apêndice 2).

As escalas inicialmente obtidas (sub-seções 5.2.2 e 5.2.3) desconsideram o aspecto energético, cuidando apenas do atendimento à demanda de ponta. São usados os critérios nivelamento de reservas ou de risco, para cada uma das hipóteses hidrológicas. Na sub-seção 5.2.4 são incorporadas as restrições de energia hidráulica e térmica. Com o uso do critério mínimo desvio de uma escala ideal, e através da especificação da reserva mínima a ser respeitada, são obtidas novas escalas. Os dois grupos de soluções são então comparados através dos parâmetros risco de não atendimento à carga (LOLP)\* e energia não gerada devido à manutenção (ENGM)\*\*.

---

\* LOLP - Loss of Load probability

\*\* ENGM - A diferença entre a energia programada para geração em um dado mês e a possível de ser gerada considerando a manutenção.

A seção 5.3 trata da obtenção de escalas para três áreas de controle interligadas. Duas abordagens distintas são implementadas. Em ambas parte-se do pressuposto de que exista uma escala inicial proposta por cada área e que melhor atenda aos interesses de cada uma. Devido à necessidade de respeitar as restrições regionais de reserva de geração surge o problema da coordenação destas escalas. Na primeira abordagem as soluções são obtidas por área, pelo uso combinado da função objetivo mínimo desvio de uma escala ideal e da especificação da reserva mínima a ser respeitada em cada área. Caso não seja encontrada solução viável, as restrições de capacidade da área são relaxadas, e após a obtenção de todas as escalas novos intercâmbios são calculados.

A segunda abordagem consiste no agrupamento das três áreas e da obtenção simultânea das escalas de manutenção, também usando simultaneamente o critério de mínimo desvio da escala ideal com a especificação da reserva mínima regional. São feitas comparações entre as soluções obtidas pelas duas abordagens segundo parâmetros de confiabilidade, e tempo de processamento.

## 5.2) Soluções obtidas para um único sistema

### 5.2.1) Descrição resumida do sistema utilizado

Os dados utilizados nesta seção são baseados na configuração atual do sistema ELETROSUL, que compreende três usinas hidrelétricas, com capacidade instalada total de 2.602 MW e cinco usinas térmicas com capacidade total instalada de 620 MW.

Considera-se que metade das máquinas (12) saiam para manutenção num período de 6 meses, por uma questão de simplicidade.

Para cada usina hidrelétrica são fornecidos os valores da energia alocada para geração a cada mês e a altura de queda média correspondente.

Para cada unidade são fornecidas a potência nominal, o primeiro e o último período disponível para manutenção e a duração desta. Considera-se que as unidades de uma usina não possam sair simultaneamente para manutenção, isto é, estão sujeitas à restrição de exclusão.

A cada mês corresponde um valor de demanda de ponta, que aparece na tabela 5.1, juntamente com a reserva nominal bruta.

Uma descrição detalhada do sistema é apresentada no Apêndice 2.

TABELA 5.1 - Demanda de Ponta (MW) e Reserva Nominal Bruta (MW) para o Sistema ELETROSUL

| MÊS | Demanda de Ponta | Reserva Nom. Bruta |
|-----|------------------|--------------------|
| 1   | 2.000            | 1.222              |
| 2   | 2.100            | 1.122              |
| 3   | 2.200            | 1.022              |
| 4   | 2.260            | 962                |
| 5   | 2.350            | 872                |
| 6   | 2.320            | 902                |

### 5.2.2) Resultados obtidos com o uso do critério nivelamento de reservas

Foram obtidas soluções usando o critério nivelamento de reservas para as três hipóteses hidrológicas, em que são considerados os efeitos da variação da altura de queda sobre a disponibilidade de ponta das unidades hidráulicas. Uma solução adicional é obtida, sem considerar o efeito supra citado. Esta solução é referida como abordagem convencional.

A Tabela 5.2 apresenta as soluções obtidas, o número de iterações efetuadas até a determinação da solução ótima e o tempo de CPU gasto, usando um computador IBM 4341.

TABELA 5.2 - Escalas obtidas com o critério nivelamento de reservas

| Período      | Unidade em Manutenção |          |          |             |
|--------------|-----------------------|----------|----------|-------------|
|              | Convencional          | Chuvoso  | Normal   | Seco        |
| 1            | 1,3                   | 1,3      | 1,3,6,10 | 1,3,6,10,12 |
| 2            | 2,6                   | 2,9      | 2,4,10   | 2,9,10,12   |
| 3            | 4,8,10,12             | 4,7,9,10 | 5,8,9    | 4,7,9       |
| 4            | 5,8,10,12             | 5,7,8,10 | 7,8,9,12 | 5,7,11      |
| 5            | 7,9,11                | 8,11,12  | 7,11,12  | 8,11        |
| 6            | 7,9,11                | 6,11,12  | 11       | 8           |
| Nº Iterações | 16                    | 16       | 11       | 13          |
| Tempo (s)    | 46                    | 37       | 29       | 33          |

O elevado número de iterações necessárias para a obtenção da solução ótima é devido ao pequeno incremento de potência usado nas restrições de capacidade. Na realidade, foi utilizado um incremento inicial de 40 MW que era reduzido sucessivamente a cada nova iteração. Buscou-se com isso a obtenção de uma escala que, se não representa o ótimo global, está muito próxima deste.

A Tabela 5.3 mostra a reserva líquida correspondente a cada solução, bem como a probabilidade de não atendimento da carga.

TABELA 5.3 - Reservas líquidas (MW) e risco de não atendimento à demanda (dias/mês) para o critério nivelamento de reservas.

| Período | Convencional |        | Chuvoso |        | Normal |        | Seco |        |
|---------|--------------|--------|---------|--------|--------|--------|------|--------|
|         | RLN*         | LOLP** | RLD***  | LOLP   | RLD    | LOLP   | RLD  | LOLP   |
| 1       | 714          | 0,0034 | 714     | 0,0034 | 586    | 0,0130 | 493  | 0,0350 |
| 2       | 679          | 0,0059 | 664     | 0,0080 | 596    | 0,0130 | 501  | 0,0290 |
| 3       | 730          | 0,0064 | 651     | 0,0140 | 605    | 0,0160 | 502  | 0,0280 |
| 4       | 670          | 0,0200 | 650     | 0,0140 | 584    | 0,0180 | 525  | 0,0250 |
| 5       | 679          | 0,0260 | 674     | 0,0061 | 601    | 0,0180 | 490  | 0,0280 |
| 6       | 709          | 0,0280 | 665     | 0,0096 | 691    | 0,0048 | 497  | 0,0290 |
| TOTAL   | -            | 0,0897 | -       | 0,0551 | -      | 0,0828 | -    | 0,1740 |

\* Reserva Líquida Nominal

\*\* Valores de LOLP obtidos considerando-se hidrologia normal

\*\*\* Reserva Líquida Disponível.

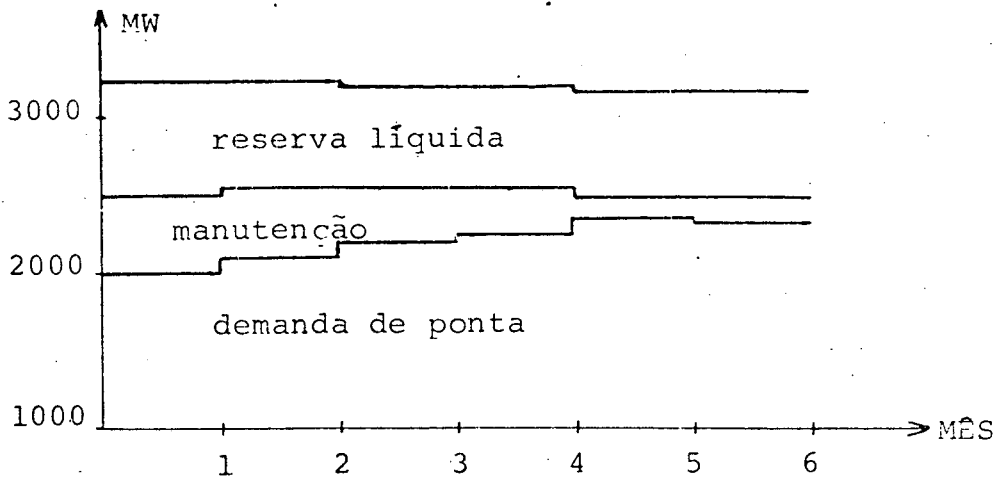


Os valores de reserva líquida apresentados para a abordagem convencional são valores nominais. Na hipótese de ocorrência de um período hidrológico normal, os seguintes valores de reserva líquida seriam obtidos: 714, 679, 681, 575, 511 e 515 MW, para os períodos de 1 a 6, respectivamente.

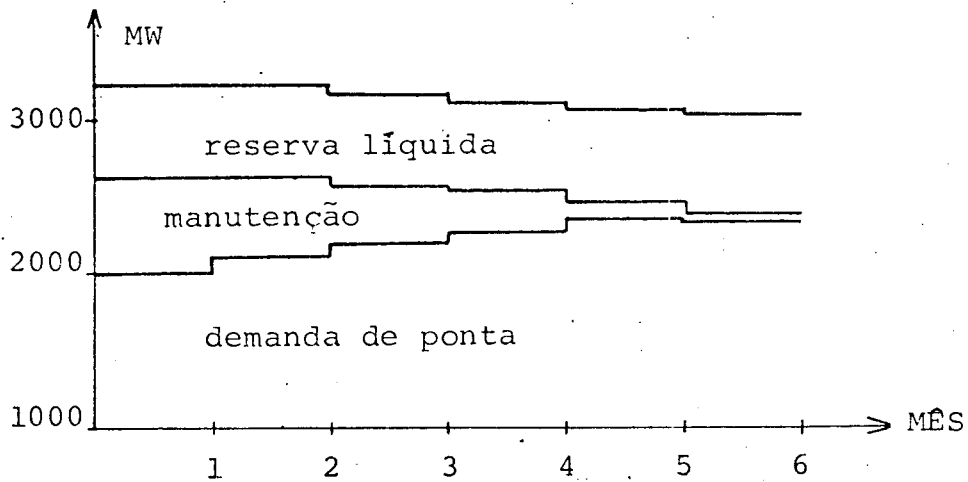
Algumas observações podem ser feitas sobre os resultados da Tabela 5.2. Pode-se perceber que a escala correspondente ao período chuvoso é a que mais se aproxima da abordagem convencional. Isto se deve ao fato de que no período chuvoso as potências disponíveis estão mais próximas dos valores nominais. Existe uma concentração de manutenções nos primeiros períodos para a hipótese de um ano seco, que é explicada por dois fatos. O primeiro é a menor demanda prevista para estes três meses e o segundo é a perda de ponta devido ao deplecionamento dos reservatórios, que vai se acentuando nos meses de março a junho, o que reduz a potência disponível para manutenção nestes meses. A Figura 5.1 ilustra estes fatos.

Uma rápida análise da Tabela 5.3 já é suficiente para se perceber o efeito da perda de capacidade de geração, devido ao deplecionamento dos reservatórios, sobre o risco de não atendimento à demanda. A reserva média para o período normal é de 610,5 MW e para o período seco ela vale 501,3 MW. Assim, existe uma perda de reserva média da ordem de 17,9%, o que provocou um aumento de 107,3% no LOLP para o período seco.

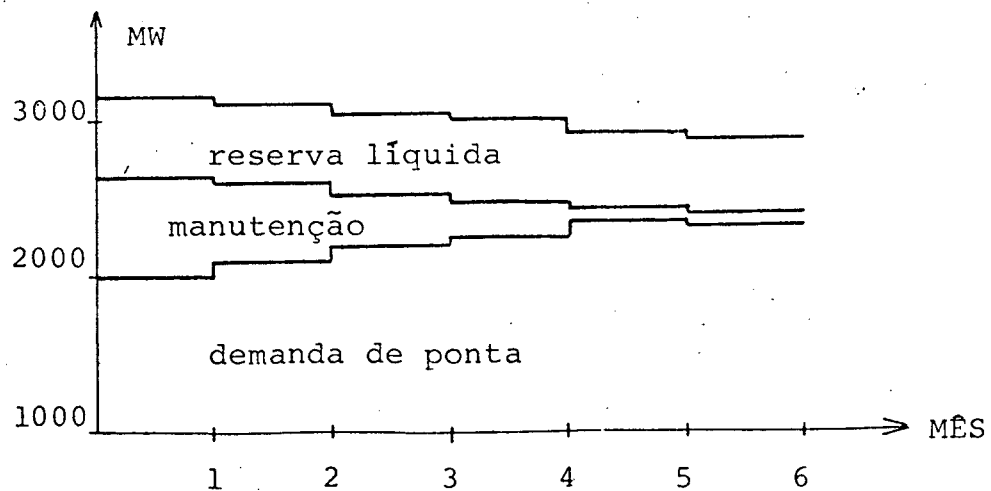
É também perceptível que a não consideração da influência do deplecionamento dos reservatórios sobre a potência das unidades hidráulicas leva à obtenção de escalas com maior risco de



a) Período chuvoso



b) Período normal



c) Período seco

FIGURA 5.1 - Demanda de ponta, potência em manutenção e reserva líquida para as escalas obtidas pelo critério nivelamento de reservas.

não atendimento à demanda. No exemplo, a escala convencional leva a um valor de LOLP 9,8% superior ao obtido pela escala normal.

### 5.2.3) Resultados obtidos pelo critério nivelamento de risco

A utilização do critério nivelamento de risco requer a determinação da carga equivalente. Na determinação desta variável foram usados dois valores de carga, um para representar a demanda de ponta dos dias úteis e outro para os finais de semana. Uma representação mais detalhada da demanda pode ser usada, se desejado. A Tabela 5.4 mostra os valores de demanda usados para os dias úteis e finais de semana e a carga equivalente.

TABELA 5.4 - Valores de demanda (MW) para o sistema ELETROSUL. Critério nivelamento de risco.

| Período | Dias Úteis | Finais de Semana | Carga Equivalente |
|---------|------------|------------------|-------------------|
| 1       | 2.000      | 1.660            | 1968,3            |
| 2       | 2.100      | 1.715            | 2067,9            |
| 3       | 2.200      | 1.770            | 2167,6            |
| 4       | 2.260      | 1.794            | 2227,5            |
| 5       | 2.350      | 1.808            | 2317,3            |
| 6       | 2.320      | 1.803            | 2287,3            |

São apresentadas na Tabela 5.5 as soluções obtidas com o uso do critério nivelamento de risco, o número de iterações e o tempo de CPU correspondentes.

TABELA 5.5 - Escalas obtidas com o critério nivelamento de risco.

| Período   | Unidades em Manutenção |           |          |           |
|-----------|------------------------|-----------|----------|-----------|
|           | Convencional           | Chuvoso   | Normal   | Seco      |
| 1         | 1,7,8,9                | 1,3,10,12 | 1,3,6,10 | 1,3,6,7   |
| 2         | 3,7,8,9,10             | 2,6,10,12 | 2,4,10   | 2,7,9,10  |
| 3         | 2,10                   | 4,9       | 5,8,9    | 4,9,10,12 |
| 4         | 4,11,12                | 5,9       | 7,8,9,11 | 5,11,12   |
| 5         | 6,11,12                | 7,8,11    | 7,11,12  | 8,11      |
| 6         | 5                      | 7,8,11    | 12       | 8         |
| Iterações | 16                     | 13        | 13       | 12        |
| Tempo (s) | 46                     | 30        | 35       | 30        |

O tempo de processamento, bem como o número de iterações são semelhantes ao critério nivelamento de reservas.

A Tabela 5.6 apresenta as reservas líquidas e o risco de não atendimento à carga, para as escalas apresentadas na Tabela 5.5.

TABELA 5.6 - Resultados obtidos com o critério nivelamento de risco. Reservas em MW e LOLP em dias/mês.

| Período | Convencional |        | Chuvoso |        | Normal |        | Seco |        |
|---------|--------------|--------|---------|--------|--------|--------|------|--------|
|         | RLD          | LOLP*  | RLD     | LOLP   | RLD    | LOLP   | RLD  | LOLP   |
| 1       | 648          | 0,0092 | 663     | 0,0079 | 586    | 0,0130 | 492  | 0,0350 |
| 2       | 688          | 0,0055 | 628     | 0,0110 | 596    | 0,0130 | 484  | 0,0400 |
| 3       | 622          | 0,0100 | 718     | 0,0049 | 607    | 0,0160 | 500  | 0,0280 |
| 4       | 641          | 0,0140 | 658     | 0,0140 | 599    | 0,0170 | 541  | 0,0220 |
| 5       | 550          | 0,0230 | 658     | 0,0078 | 603    | 0,0180 | 492  | 0,0280 |
| 6       | 546          | 0,0240 | 608     | 0,0066 | 675    | 0,0057 | 500  | 0,0290 |
| TOTAL   | -            | 0,0857 | -       | 0,0522 | -      | 0,0827 | -    | 0,1820 |

\* Valores de LOLP foram obtidos considerando-se hidrologia normal.

Uma comparação das Tabelas 5.6 e 5.3 revela que, exceto para o caso seco, todas as escalas obtidas pelo critério nivelamento de risco proporcionam um risco menor do que as escalas obtidas pelo critério nivelamento de reservas.

#### 5.2.4) Soluções obtidas com a inclusão de restrições de energia hidráulica e térmica

Até aqui as soluções foram obtidas visando o atendimento da demanda de ponta. Em sistemas com predominância de geração hidráulica a disponibilidade de água é o principal elemento de incerteza no atendimento da demanda de energia. Logo deve ser dada atenção especial ao aspecto energético, quando da obtenção de escalas de manutenção das unidades geradoras.

Nesta seção as escalas de manutenção são obtidas com o uso da função objetivo mínimo desvio de uma escala ideal. A escala ideal, que será aqui designada escala de referência, é a solução obtida pelo critério nivelamento de reservas ou risco. São impostas restrições de energia hidráulica e de energia térmica, para garantir o bom aproveitamento dos recursos hídricos e reduzir as chances de déficit de energia.

Os resultados obtidos com a utilização do critério mínimo desvio da escala ideal demonstraram que a simples utilização deste critério não é suficiente para garantir um nível de confiabilidade adequado ao sistema. Assim, foi necessário especificar o valor da reserva mínima a ser respeitada pela escala de manutenção.

As Tabelas 5.7 e 5.8 apresentam os resultados obtidos para o período chuvoso, para quatro diferentes valores de reserva mínima especificada. Em termos gerais quanto maior o valor de uma reserva mínima especificada, menor o nível de risco. Mas valores elevados de reserva mínima provocam vertimentos elevados devido à manutenção, evidenciando a necessidade de uma solução de compromisso, o que é ilustrado pela Figura 5.2.

TABELA 5.7 - Resultados para o período chuvoso. Escala de referência: critério nivelamento de reservas para a mesma hipótese hidrológica. Reservas em MW e LOLP em dias/mês.

| Período | R <sub>Resp</sub> * = 0 |                       | R <sub>Resp</sub> = 500 |                       | R <sub>Resp</sub> = 600 |                       | R <sub>Resp</sub> = 630 |                       |
|---------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|         | RLD                     | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  |
| 1       | 1222                    | $0,14 \times 10^{-4}$ | 1029                    | $0,13 \times 10^{-3}$ | 764                     | $0,18 \times 10^{-2}$ | 764                     | $0,18 \times 10^{-2}$ |
| 2       | 997                     | $0,28 \times 10^{-3}$ | 929                     | $0,47 \times 10^{-3}$ | 664                     | $0,80 \times 10^{-2}$ | 646                     | $0,93 \times 10^{-2}$ |
| 3       | 651                     | $0,14 \times 10^{-1}$ | 511                     | $0,30 \times 10^{-1}$ | 677                     | $0,71 \times 10^{-2}$ | 710                     | $0,46 \times 10^{-2}$ |
| 4       | 650                     | $0,14 \times 10^{-1}$ | 542                     | $0,21 \times 10^{-1}$ | 617                     | $0,17 \times 10^{-1}$ | 635                     | $0,16 \times 10^{-1}$ |
| 5       | 182                     | 0,49                  | 505                     | $0,29 \times 10^{-1}$ | 604                     | $0,19 \times 10^{-1}$ | 635                     | $0,16 \times 10^{-1}$ |
| 6       | 342                     | 0,16                  | 514                     | $0,36 \times 10^{-1}$ | 698                     | $0,62 \times 10^{-2}$ | 634                     | $0,17 \times 10^{-1}$ |
| TOTAL   | -                       | 0,68                  | -                       | 0,12                  | -                       | $0,59 \times 10^{-1}$ | -                       | $0,64 \times 10^{-1}$ |

\*R<sub>Resp</sub> = Valor especificado da reserva mínima (MW)

TABELA 5.8 - Energia não gerada devido à manutenção (MW-Mês) para o período chuvoso.

| Período | R <sub>Resp</sub> = 0 | R <sub>Resp</sub> = 500 | R <sub>Resp</sub> = 600 | R <sub>Resp</sub> = 630 | Referências |
|---------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------|
| 1       | 0                     | 0                       | 331                     | 331                     | 506         |
| 2       | 0                     | 0                       | 266                     | 266                     | 266         |
| 3       | 102                   | 253                     | 102                     | 102                     | 102         |
| 4       | 102                   | 93                      | 102                     | 102                     | 102         |
| 5       | 78,9                  | 71,7                    | 71,7                    | 0                       | 0           |
| 6       | 0                     | 71,7                    | 0                       | 71,7                    | 0           |
| TOTAL   | 282,9                 | 489,4                   | 872,7                   | 872,7                   | 976         |

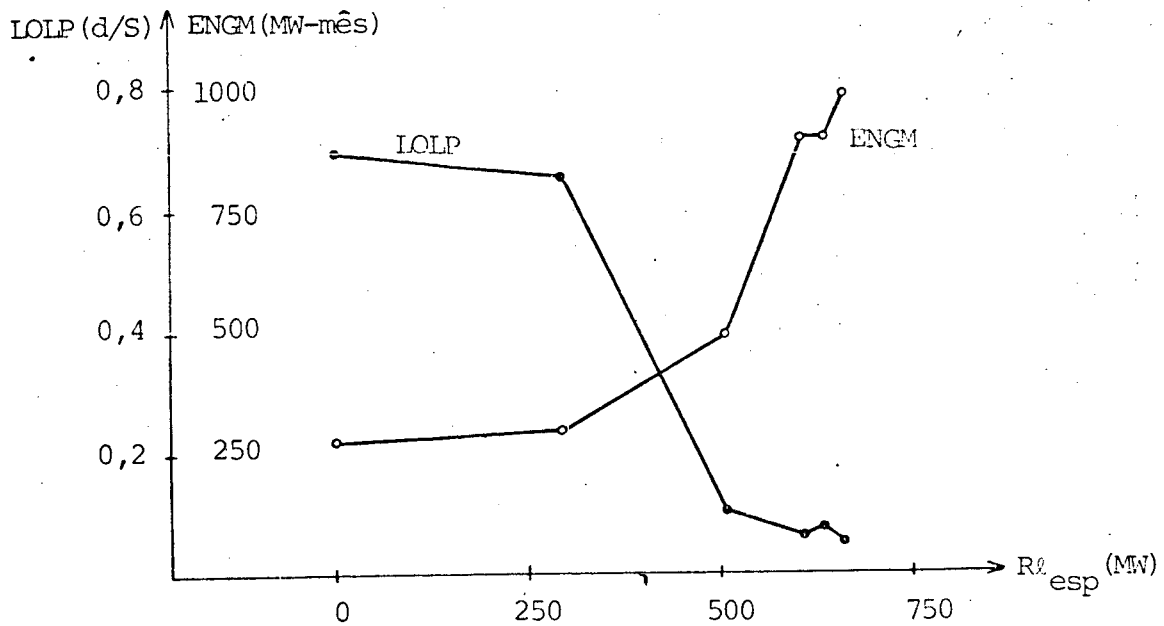


FIGURA 5.2 - Energia não gerada devido a manutenção e risco de não atendimento à demanda para o período chuvoso.

As Tabelas 5.9 e 5.10 apresentam os resultados obtidos para o período normal, usando como escala de referência a obtida pelo critério nivelamento de risco. Devido à menor afluência em relação ao período chuvoso, os valores da energia não usada por manutenção são mais baixos, mas também é perceptível o comportamento oposto das curvas de LOLP e energia não usada devido à manutenção (Fig.5.3).

Uma escala foi obtida com a especificação de uma reserva mínima de 586 MW, o mesmo valor da menor reserva obtida para a escala de referência. A escala encontrada proporciona uma reserva mínima de 587 MW, maior portanto que a de referência, e leva a um valor de energia não gerada 7,1% menor; mas é inferior no aspecto



de confiabilidade, com um valor de LOLF 7,6% maior. (Ver Tabela 5.6, período normal).

TABELA 5.9 - Reserva líquida disponível (MW) e LOLP (dias/mês) para o período normal.

| Período | R <sub>Lesp</sub> = 0 |                       | R <sub>Lesp</sub> = 450 |                       | R <sub>Lesp</sub> = 550 |                       | R <sub>Lesp</sub> = 586 |                       |
|---------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
|         | RLD                   | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  | RLD                     | LOLP                  |
| 1       | 1204                  | $0,18 \times 10^{-4}$ | 1013                    | $0,18 \times 10^{-3}$ | 696                     | $0,42 \times 10^{-2}$ | 714                     | $0,34 \times 10^{-2}$ |
| 2       | 1104                  | $0,75 \times 10^{-4}$ | 738                     | $0,33 \times 10^{-2}$ | 596                     | $0,13 \times 10^{-1}$ | 598                     | $0,13 \times 10^{-1}$ |
| 3       | 605                   | $0,16 \times 10^{-1}$ | 468                     | $0,43 \times 10^{-1}$ | 605                     | $0,16 \times 10^{-1}$ | 587                     | $0,17 \times 10^{-1}$ |
| 4       | 171                   | 0,59                  | 467                     | $0,48 \times 10^{-1}$ | 562                     | $0,18 \times 10^{-1}$ | 592                     | $0,19 \times 10^{-1}$ |
| 5       | 126                   | 0,84                  | 499                     | $0,32 \times 10^{-1}$ | 601                     | $0,18 \times 10^{-1}$ | 601                     | $0,18 \times 10^{-1}$ |
| 6       | 514                   | $0,31 \times 10^{-1}$ | 514                     | $0,31 \times 10^{-1}$ | 608                     | $0,15 \times 10^{-1}$ | 591                     | $0,19 \times 10^{-1}$ |
| TOTAL   | -                     | $0,15 \times 10^{-1}$ | -                       | 0,16                  | -                       | $0,84 \times 10^{-1}$ | -                       | $0,89 \times 10^{-1}$ |

TABELA 5.10 - Energia não gerada por manutenção (MW-mês) para o período normal

| Período | R <sub>Lesp</sub> = 0 | R <sub>Lesp</sub> = 450 | R <sub>Lesp</sub> = 550 | R <sub>Lesp</sub> = 586 | Referência |
|---------|-----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------|
| 1       | 0                     | 0                       | 326                     | 326                     | 356        |
| 2       | 0                     | 25,0                    | 126                     | 101                     | 126        |
| 3       | 1,7                   | 17,4                    | 1,7                     | 1,7                     | 1,7        |
| 4       | 0                     | 0                       | 0                       | 20,6                    | 0          |
| 5       | 0                     | 0                       | 0                       | 0                       | 0          |
| 6       | 0                     | 0                       | 0                       | 0                       | 0          |
| TOTAL   | 1,7                   | 42,4                    | 453,7                   | 449,3                   | 483,7      |

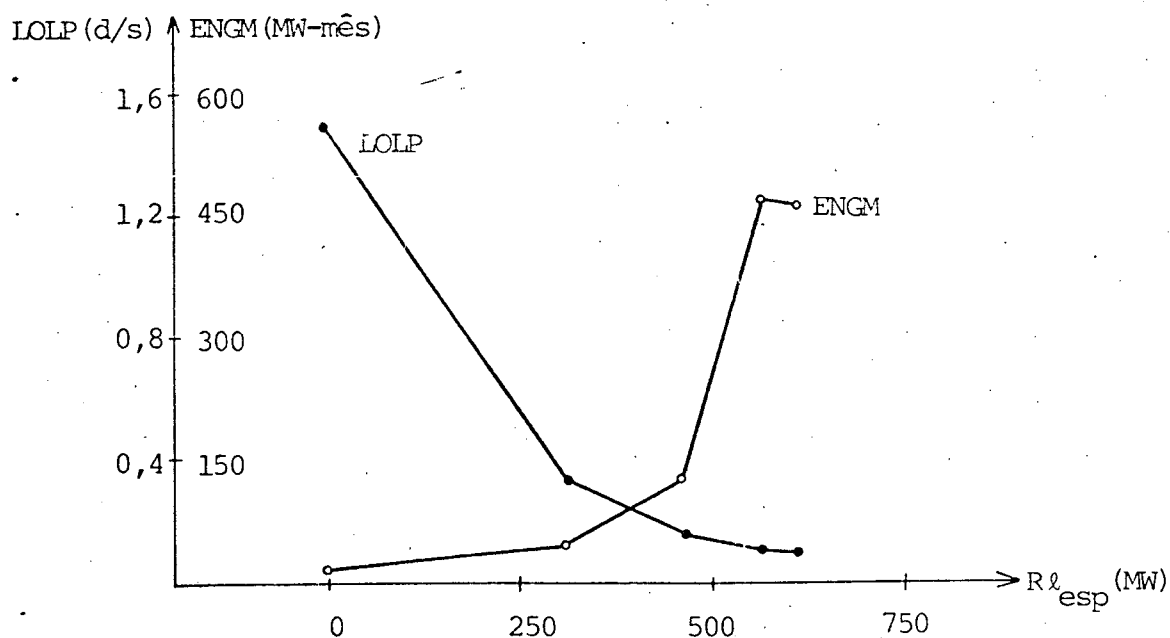


FIGURA 5.3 - Energia não gerada devido à manutenção e risco de não atendimento à demanda para o período normal.

Finalmente as Tabelas 5.11 e 5.12 mostram os resultados para o período seco. Devido às baixas afluências os valores de energia não gerada por manutenção são pequenos e pouco influenciados pelas escalas de manutenção. Vale ressaltar que a escala obtida com a especificação da mínima reserva líquida 490 MW levou a uma solução com um nível de risco ligeiramente menor do que a solução de referência e ainda proporciona um menor valor de energia não gerada por manutenção.

TABELA 5.11 - Reserva líquida disponível (MW) e LOLP (dias/mês) para o período seco.

| Período | R <sub>L</sub> esp = 0 |                       | R <sub>L</sub> esp = 400 |                       | R <sub>L</sub> esp = 450 |                       | R <sub>L</sub> esp = 490 |                       |
|---------|------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|-----------------------|
|         | RLD                    | LOLP                  | RLD                      | LOLP                  | RLD                      | LOLP                  | RLD                      | LOLP                  |
| 1       | 1094                   | $0,61 \times 10^{-4}$ | 969                      | $0,38 \times 10^{-3}$ | 476                      | $0,41 \times 10^{-1}$ | 494                      | $0,33 \times 10^{-1}$ |
| 2       | 339                    | 0,14                  | 435                      | $0,55 \times 10^{-1}$ | 501                      | $0,29 \times 10^{-1}$ | 501                      | $0,29 \times 10^{-1}$ |
| 3       | 84                     | 0,97                  | 406                      | $0,72 \times 10^{-1}$ | 522                      | $0,23 \times 10^{-1}$ | 504                      | $0,26 \times 10^{-1}$ |
| 4       | 525                    | $0,25 \times 10^{-1}$ | 423                      | $0,81 \times 10^{-1}$ | 525                      | $0,25 \times 10^{-1}$ | 525                      | $0,25 \times 10^{-1}$ |
| 5       | 490                    | $0,28 \times 10^{-1}$ | 405                      | $0,84 \times 10^{-1}$ | 490                      | $0,28 \times 10^{-1}$ | 490                      | $0,28 \times 10^{-1}$ |
| 6       | 497                    | $0,29 \times 10^{-1}$ | 412                      | $0,84 \times 10^{-1}$ | 497                      | $0,29 \times 10^{-1}$ | 497                      | $0,29 \times 10^{-1}$ |
| TOTAL   | -                      | $0,12 \times 10^{-1}$ | -                        | 0,38                  | -                        | 0,17                  | -                        | 0,17                  |

TABELA 5.12 - Energia não gerada devido à manutenção (MW-Mês) para o período seco.

| Período | R <sub>L</sub> esp = 0 | R <sub>L</sub> esp = 400 | R <sub>L</sub> esp = 450 | R <sub>L</sub> esp = 490 | Referência |
|---------|------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|------------|
| 1       | 0                      | 0                        | 56,3                     | 56,3                     | 66,6       |
| 2       | 0                      | 0                        | 0                        | 0                        | 0          |
| 3       | 0                      | 0                        | 0                        | 0                        | 0          |
| 4       | 0                      | 0                        | 0                        | 0                        | 0          |
| 5       | 0                      | 0                        | 0                        | 0                        | 0          |
| 6       | 0                      | 0                        | 0                        | 0                        | 0          |
| TOTAL   | 0                      | 0                        | 56,3                     | 56,3                     | 66,6       |

A Figura 5.4 apresenta a influência do valor da reserva mínima especificada sobre o LOLP e a energia não gerada por manutenção.

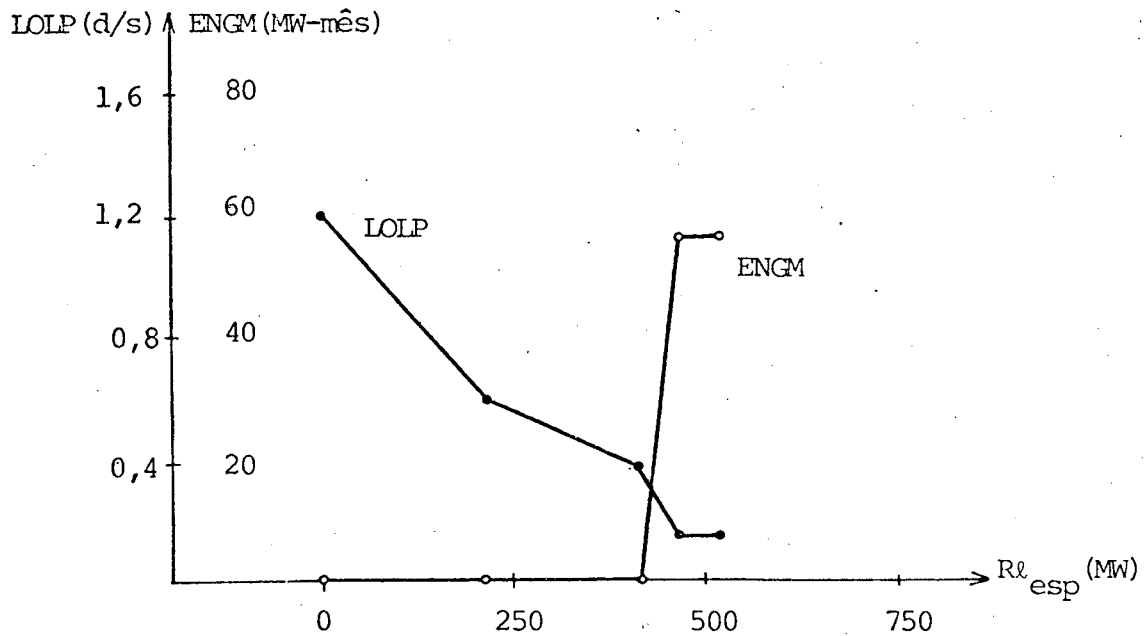


FIGURA 5.4 - Energia não gerada e LOLP para o período seco.

Uma palavra sobre o tempo de obtenção das soluções. A Tabela 5.13 traz o número de soluções pesquisadas até a obtenção da ótima e o tempo gasto, para o caso em que a reserva especificada é nula.

TABELA 5.13 - Comparação das soluções obtidas com  $R_{Lesp} = 0$  MW

| Período Hidrológico  | Chuvoso | Normal | Seco |
|----------------------|---------|--------|------|
| Soluções pesquisadas | 70      | 72     | 62   |
| Tempo cpu(s)         | 13,27   | 13,36  | 9,40 |

### 5.3) Obtenção de escalas de manutenção para três áreas interligadas

A programação da manutenção exemplificada nesta seção parte da premissa de que é mais realista a abordagem que dá prioridade aos interesses das diversas empresas do que ao interesse regional. Assim, ao invés de buscar escalas que maximizem a mínima reserva regional, são obtidas escalas que produzem a menor alteração nas escalas propostas por cada empresa e nos intercâmbios programados, respeitando no entanto os valores especificados de reserva para cada área e conseqüentemente para o sistema interligado.

#### 5.3.1) Descrição do sistema usado

As três áreas consideradas são baseadas nas empresas principais do sistema Sul: COPEL, CEEE, ELETROSUL. Os dados utilizados são representativos do sistema real para as condições operativas do ano de 1985. Os intercâmbios com o Sudeste e as gerações e cargas das empresas não incluídas são devidamente incorporados como carga ou geração em uma das três áreas.

No processo de escalonamento, são consideradas apenas as principais unidades do sistema.

Para cada área são fornecidos:

- Dados do parque gerador
- Carga própria
- Uma escala inicial de manutenção
- Restrições impostas à manutenção

São também fornecidos os intercâmbios de ponta programados e os respectivos limites (Tabela 5.14).

TABELA 5.14 - Intercâmbios de ponta (MW) programadas para as áreas do sistema Sul interligado.

| MÊS        | De 2 - COPEL<br>Para 3-ELETROSUL | De 3 - ELETROSUL<br>Para 1- CEEE |
|------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 1          | 457                              | 870                              |
| 2          | 469                              | 879                              |
| 3          | 499                              | 925                              |
| 4          | 516                              | 945                              |
| 5          | 470                              | 967                              |
| 6          | 466                              | 957                              |
| 7          | 516                              | 924                              |
| 8          | 510                              | 918                              |
| 9          | 516                              | 936                              |
| 10         | 519                              | 937                              |
| 11         | 511                              | 931                              |
| 12         | 512                              | 962                              |
| Int.máximo | 1.500                            | 1.500                            |

Os dados hidrológicos são baseados no período crítico do sistema interligado Sul-Sudeste, que compreende o período de 05/1952 a 11/1956. Uma descrição detalhada dos dados é feita no apêndice 3.

5.3.2) Soluções obtidas pela abordagem individualizada e critério mínimo desvio de uma escala ideal.

Nesta subseção as soluções são obtidas individualmente por área. Por esta abordagem, o programa tenta inicialmente obter a solução ótima respeitando os intercâmbios programados. Se não existe nenhuma solução viável para estes valores de intercâmbio, é realizada uma relaxação das restrições de capacidade, conforme explicado na seção 4.4, e a busca por uma solução viável é reiniciada. O processo de relaxação se repete até que seja obtida a primeira solução viável. A partir deste ponto nenhuma relaxação adicional é permitida e o algoritmo prossegue até a determinação da solução ótima, que é aquela que menos se afasta da escala proposta pela empresa.

A primeira tentativa feita com a abordagem individualizada não especificava nenhum valor de reserva mínima para qualquer das áreas. Como consequência foram obtidas escalas inviáveis, isto é, provocavam um déficit de geração para um determinado mês (julho). Nas soluções subsequentes foram especificados valores de reserva mínima para cada uma das três áreas. As soluções apresentadas nas figura 5.5 a, b e c, foram obtidas pela especificação de uma reserva mínima de 100, 0 e 650 MW para as áreas 1, 2 e 3, respectivamente. As linhas tracejadas representam a solução inicial proposta pela empresa e as linhas cheias, a obtida pelo programa.

| Unidades   | Períodos de Manutenção |       |   |       |       |       |       |   |   |       |       |    |
|------------|------------------------|-------|---|-------|-------|-------|-------|---|---|-------|-------|----|
|            | 1                      | 2     | 3 | 4     | 5     | 6     | 7     | 8 | 9 | 10    | 11    | 12 |
| Jacuí 1    |                        | ----- |   |       |       |       |       |   |   |       |       |    |
| Jacuí 3    |                        |       |   | ----- |       |       |       |   |   |       |       |    |
| Jacuí 4    |                        |       |   |       |       |       |       |   |   | ----- |       |    |
| Jacuí 6    |                        |       |   |       |       |       |       |   |   |       | ----- |    |
| P.Real 1   |                        |       |   | ----- |       |       |       |   |   |       |       |    |
| P.Real 2   |                        |       |   |       |       |       |       |   |   | ----- |       |    |
| Itaúba 2   |                        |       |   |       |       | ----- |       |   |   |       |       |    |
| Itaúba 4   |                        |       |   |       |       |       | ----- |   |   |       |       |    |
| P.Médici 2 |                        |       |   |       | ----- |       |       |   |   |       |       |    |
| Custo      | 1                      |       |   |       |       |       |       |   |   |       |       |    |

FIGURA 5.5. a) CEEE

| Unidades    | Períodos de Manutenção |   |       |       |       |   |       |   |       |       |    |    |
|-------------|------------------------|---|-------|-------|-------|---|-------|---|-------|-------|----|----|
|             | 1                      | 2 | 3     | 4     | 5     | 6 | 7     | 8 | 9     | 10    | 11 | 12 |
| G.Parigot 1 |                        |   | ----- |       |       |   |       |   |       |       |    |    |
| G.Parigot 3 |                        |   |       | ----- |       |   |       |   |       |       |    |    |
| G.Parigot 4 |                        |   |       |       | ----- |   |       |   |       |       |    |    |
| Foz.Ar.1    | -----                  |   |       |       |       |   |       |   |       |       |    |    |
| Foz.Ar.2    |                        |   |       |       | ----- |   |       |   |       |       |    |    |
| Foz.Ar.4    |                        |   |       |       |       |   | ----- |   |       |       |    |    |
| J.Mesq.1    |                        |   |       |       |       |   |       |   |       | ----- |    |    |
| Figueira 1  |                        |   |       |       |       |   | ----- |   |       |       |    |    |
| Figueira 2  |                        |   |       |       |       |   |       |   | ----- |       |    |    |
| Custo       | 10                     |   |       |       |       |   |       |   |       |       |    |    |

FIGURA 5.5. b) COPEL



| Unidades    | Períodos de Manutenção |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |
|-------------|------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|
|             | 1                      | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| S.Sant. 1   | —                      | — | — |   |   |   |   |   |   |    |    |    |
| S.Sant. 3   |                        |   |   |   |   |   | — | — |   |    |    |    |
| S.Osor. 1   |                        |   | — | — |   |   |   |   |   |    |    |    |
| S.Osor. 3   |                        |   |   |   | — | — |   |   |   |    |    |    |
| S.Osor. 6   |                        |   |   |   |   | — | — |   |   |    |    |    |
| P.Fundo 1   |                        |   |   | — | — |   |   |   |   |    |    |    |
| J.Lac. A1-1 |                        |   | — | — |   |   |   |   |   |    |    |    |
| J.Lac. A1-2 |                        |   |   |   |   | — | — |   |   |    |    |    |
| J.Lac. A2-1 |                        |   |   | — | — |   | — | — |   |    |    |    |
| J.Lac. A2-2 |                        |   |   |   |   | — | — | — | — |    |    |    |
| J.Lac. B-1  |                        |   |   |   |   |   |   | — | — | —  | —  |    |
| J.Lac. B-2  |                        |   |   |   |   |   |   |   |   | —  | —  | —  |
| Charq. 1    |                        |   |   | — | — |   |   |   |   |    |    |    |
| Charq. 2    |                        |   |   |   |   | — | — | — | — |    |    |    |
| Charq. 3    |                        |   |   |   |   |   |   | — | — | —  |    |    |
| Charq. 4    |                        |   |   |   |   |   |   |   |   | —  | —  | —  |
| Alegr. 1    |                        |   |   |   |   |   |   |   | — | —  | —  |    |
| Alegr. 2    |                        |   |   |   |   |   |   |   |   |    | —  | —  |
| Custo       | 6                      |   |   |   |   |   |   |   |   |    |    |    |

FIGURA 5.5. c) ELETROSUL

FIGURA 5.5 - Escalas de manutenção obtidas pelo critério mínimo desvio de uma escala ideal, com valores especificados de reserva mínima, usando a abordagem individualizada.

Os valores de reserva líquida correspondentes às soluções da figura 5.5 são mostrados na Tabela 5.15.

TABELA 5.15 - Reserva líquida (MW) e LOLP (dias/mês) para as escalas obtidas pela abordagem individualizada (Figura 5.4)

| Período | 1-CEEE | 2-COPEL | 3-ESUL | SISTEMA | LOLP (d/mês) |
|---------|--------|---------|--------|---------|--------------|
| 1       | -607   | 471     | 1397   | 1261    | 0,0003       |
| 2       | -655   | 422     | 1358   | 1125    | 0,0012       |
| 3       | -745   | 565     | 1369   | 1189    | 0,0009       |
| 4       | -854   | 490     | 1120   | 756     | 0,0300       |
| 5       | -931   | 414     | 1236   | 719     | 0,0380       |
| 6       | -948   | 416     | 1198   | 666     | 0,0610       |
| 7       | -846   | 269     | 1074   | 497     | 0,1400       |
| 8       | -835   | 282     | 1083   | 530     | 0,1200       |
| 9       | -863   | 583     | 1346   | 1066    | 0,0020       |
| 10      | -834   | 555     | 1353   | 1074    | 0,0023       |
| 11      | -823   | 238     | 1380   | 795     | 0,0170       |
| 12      | -813   | 304     | 1393   | 884     | 0,0088       |
| TOTAL   | -      | -       | -      | -       | 0,4215       |

Uma comparação entre as Tabelas 5.14 e 5.15 revela que há necessidade de modificar os intercâmbios programados. Na hipótese de que cada área deva possuir uma reserva local mínima de 100 MW, os seguintes valores de intercâmbio seriam obtidos:

TABELA 16 - Novos intercâmbios e diferença entre estes e os programados (MW) para a solução obtida com a abordagem individualizada (Figura 5.4)

| MÊS            | COPEL P/ELETROSUL |       | ELETROSUL P/CEEE |      |
|----------------|-------------------|-------|------------------|------|
|                | N.Int.            | Dif.  | N.Int.           | Dif. |
| 1              | 371               | - 86  | 870              | 0    |
| 2              | 322               | -147  | 879              | 0    |
| 3              | 465               | - 34  | 925              | 0    |
| 4              | 390               | -126  | 954              | 9    |
| 5              | 314               | -156  | 1031             | 64   |
| 6              | 316               | -150  | 1048             | 101  |
| 7              | 169               | -347  | 946              | 22   |
| 8              | 182               | -328  | 935              | 17   |
| 9              | 483               | - 33  | 963              | 27   |
| 10             | 455               | - 64  | 937              | 0    |
| 11             | 138               | -373  | 931              | 0    |
| 12             | 204               | -308  | 962              | 0    |
| $\Sigma  Dif $ | -                 | 2.152 | -                | 240  |

O tempo de CPU (IBM 4341) para obtenção das escalas para as três áreas foi de 1 minuto e 48 segundos e o programa usou uma partição de memória de 362 K bytes.

5.3.3) Solução obtida pela abordagem agrupada e critério mínimo desvio de uma escala ideal.

Após o agrupamento dos dados de carga e geração, uma primeira solução foi tentada, especificando uma reserva mínima regional de 700 MW. Após 70 minutos de CPU (IBM 4341), o programa foi interrompido sem chegar à solução ótima, embora tenha obtido várias soluções viáveis.

Uma nova solução foi tentada, mantendo o requisito de reserva mínima em 700 MW e reduzindo-se o número de variáveis de quase todas as unidades, postergando de 01 período o primeiro período permissível para manutenção. Desta forma o número total de variáveis foi reduzido de 159 para 124. A solução ótima foi obtida com um tempo de CPU de 30 minutos e 11 segundos. Das  $5,706 \times 10^{18}$  possíveis soluções, apenas 741 foram enumeradas explicitamente, o que evidencia a importância dos testes de cancelamento.

A Tabela 5.17 apresenta os valores de reserva líquida, o custo da solução para cada área e para o sistema, e o LOLP para o sistema, resultantes da solução obtida pela abordagem agrupada. Pela comparação das reservas líquidas obtidas através da abordagem individualizada (Tabela 5.15) com os valores da Tabela 5.17, percebe-se que a solução para a área 1 (CEEE) não se alterou, mas ela difere consideravelmente para as outras duas áreas. Nota-se que a solução individualizada leva a valores de reserva mínima local superiores aos da solução agrupada, mas a reserva mí

TABELA 5.17 - Reserva líquida (MW), LOLP (dias/mês) e custo da solução para a abordagem agrupada, usando a função objetivo mínimo desvio da escala ideal e reserva específica de 700 MW para o sistema interligado.

| Período       | 1- CEEE | 2- COPEL | 3- ESUL | SISTEMA | LOLP   |
|---------------|---------|----------|---------|---------|--------|
| 1             | -607    | 866,8    | 1730    | 1989,8  | 0,0    |
| 2             | -655    | 358,8    | 1358    | 1061,8  | 0,0018 |
| 3             | -745    | 255,3    | 1193    | 703,3   | 0,0330 |
| 4             | -854    | 490,6    | 1186    | 822,6   | 0,0170 |
| 5             | -931    | 414,6    | 1236    | 719,6   | 0,0380 |
| 6             | -948    | 416,6    | 1248    | 716,6   | 0,0380 |
| 7             | -846    | 278,8    | 1282    | 714,8   | 0,0430 |
| 8             | -835    | 281,8    | 1300    | 746,8   | 0,0290 |
| 9             | -863    | 583,3    | 981,9   | 702,2   | 0,0370 |
| 10            | -834    | 555,3    | 1020,7  | 742,0   | 0,0330 |
| 11            | -823    | 228,3    | 1380    | 785,3   | 0,0170 |
| 12            | -813    | 303,2    | 1393    | 883,2   | 0,0088 |
| Custo Solução | 1       | 8        | 11      | 20      | -      |
| TOTAL         | -       | -        | -       | -       | 0,2956 |

nima do sistema. é consideravelmente maior na abordagem agrupada (702,2 MW contra 497 MW da individualizada), o que proporciona um valor total de risco de não atendimento à demanda cerca de 30% menor.

A Tabela 5.18 apresenta os valores dos novos intercâmbios necessários para manter uma reserva local mínima de 100 MW em cada área. São também mostradas as diferenças entre os novos intercâmbios e os programados.

TABELA 5.18 - Novos intercâmbios e diferença entre estes e os programados (MW) para a solução obtida com a abordagem agrupada.

| MÊS           | COPEL P/ ELETROSUL |        | ELETROSUL P/CEEE |      |
|---------------|--------------------|--------|------------------|------|
|               | N.Int.             | Dif.   | N. Int.          | Dif. |
| 1             | 457                | 0      | 870              | 0    |
| 2             | 258,8              | -210,2 | 879              | 0    |
| 3             | 155,3              | -343,7 | 925              | 0    |
| 4             | 390,6              | -125,4 | 954              | 9    |
| 5             | 314,6              | -155,4 | 1031             | 64   |
| 6             | 316,6              | -149,4 | 1048             | 101  |
| 7             | 178,8              | -337,2 | 946              | 22   |
| 8             | 181,8              | -328,2 | 935              | 17   |
| 9             | 483,3              | - 32,7 | 963              | 27   |
| 10            | 455,3              | - 63,7 | 937              | 0    |
| 11            | 128,3              | -382,7 | 931              | 0    |
| 12            | 203,2              | -308,8 | 962              | 0    |
| $\Sigma$  Dif | -                  | 2437,4 | -                | 240  |

Os novos intercâmbios entre ELETROSUL e CEEE são os mesmos para as duas abordagens. No entanto há diferenças significativas no intercâmbio da COPEL para a ELETROSUL. Como esperado, a solução agrupada provoca uma modificação total(2.437,4MW) superior a provocada pela solução individualizada. (2.152 MW).

C A P Í T U L O VI

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Neste trabalho foi apresentado um método de obtenção de escalas de manutenção de geradores, utilizando programação inteira tipo 0-1. A abordagem realizada permite uma melhor representação das unidades hidráulicas, a consideração de aspectos energéticos e a extensão da técnica para duas ou mais áreas interligadas.

Pode-se citar como principais contribuições deste trabalho:

- O tratamento diferenciado das unidades hidráulicas, pela consideração da perda de capacidade de geração devido ao deplecionamento dos reservatórios:

- A inclusão de restrições de energia hidráulica e térmica, que permite a obtenção de escalas nas quais o aspecto energético é considerado e não apenas o atendimento à demanda de ponta;

- A extensão do método para a programação da manutenção de duas ou mais áreas interligadas;

- A introdução de um novo critério de benefício, nivelamento de custos marginais, aplicável na obtenção de escalas para duas ou mais áreas hidrotérmicas interligadas.

No capítulo 2 foi formulado o problema do escalonamento da manutenção como um problema de programação linear inteira. São apresentados alguns critérios objetivos mais usados, destacando-se os critérios mínimo desvio de uma escala ideal por sua utilidade na obtenção de escalas onde é necessária uma solução de compromisso, e o nivelamento de reservas ou risco. O nivelamento de risco é o único critério probabilístico, ainda que seja implementado de forma aproximada, devido à pouca flexibilidade do método que requer o uso de funções custo lineares.



No capítulo III estão apresentadas as principais contribuições deste trabalho. Nele são mostrados os aspectos teóricos das restrições de energia, tratamento dos intercâmbios e nivelamento de custos marginais, enquanto o capítulo IV dá ênfase aos aspectos de implementação do método.

O capítulo V é dedicado à apresentação dos resultados. A primeira parte deste capítulo trata dos aspectos energéticos envolvidos na obtenção de escalas para uma única área com geração predominantemente hidráulica. Inicialmente foram obtidas escalas sem as restrições de energia, utilizando os critérios nivelamento de reservas e nivelamento de risco. Os resultados foram comparados usando como índice de desempenho o risco de não atendimento à demanda, LOLP. Mesmo com a utilização de um modelo de carga bastante simplificado foi evidente a superioridade do critério nivelamento de risco. Foi notado também que, para as unidades hidráulicas, a consideração da perda de capacidade de geração devido ao deplecionamento dos reservatórios conduz a escalas com um menor nível de risco do que as obtidas utilizando-se os valores nominais.

Uma análise de sensibilidade da solução com a hidrologia demonstrou que as escalas se alteram consideravelmente com o deplecionamento dos reservatórios.

A inclusão das restrições de energia leva a obtenção de escalas que reduzem consideravelmente o valor da energia não gerada devido à manutenção, especialmente para uma hipótese hidrológica favorável. Deve-se tomar cuidado no entanto, porque os exemplos utilizados demonstraram que a minimização da energia não gerada por manutenção provoca um acréscimo considerável no valor da LOLP. Desta forma é necessária uma solução de compromisso, que pode ser ob-

tida pela especificação de um valor adequado de reserva mínima a ser respeitado em todos os períodos. Mesmo para valores elevados de reserva mínima, foram obtidas escalas com LOLP praticamente idêntico a da solução de referência, e que levam a um menor valor de energia não gerada por manutenção.

A programação da manutenção de duas ou mais áreas interligadas deve ser feita de uma maneira integrada, para garantir um nível aceitável de reservas no sistema interligado. Existe uma série de interesses a serem compatibilizados, tais como: o desejo de cada empresa de seguir sua própria escala de manutenção, o interesse no cumprimento dos intercâmbios programados, e a necessidade de manter um nível satisfatório de reservas em cada área e no sistema interligado.

As soluções obtidas para o caso de três áreas interligadas buscam atender prioritariamente aos interesses individuais, o que foi obtido com o uso da função mínimo desvio de uma escala ideal. Duas abordagens foram implementadas: uma individualizada, na qual as soluções foram obtidas por área, buscando minimizar as alterações nos intercâmbios programados e outra agrupada, onde os intercâmbios não são considerados. Em ambas foram especificados valores de reserva mínima, por área na solução individualizada, e para o sistema na abordagem agrupada.

Os resultados obtidos mostram uma clara vantagem para a abordagem individualizada, pois ela permitiu a obtenção de escalas com menor número de alterações em relação às escalas iniciais e também menor modificação nos intercâmbios contratados. Embora o nível de confiabilidade para o sistema seja menor do que na abordagem agrupada, o ganho no aspecto tempo de processamento é muito

significativo (cerca de 17 vezes menor), o que sugere que esta é a abordagem mais promissora para a solução de sistemas de grande porte.

Foi também testado o critério nivelamento de custos marginais na obtenção de escalas de manutenção para o Sistema Interligado Sul, mas não foi possível a obtenção de escalas que proporcionassem custos marginais melhores do que os correspondentes às escalas apresentadas no capítulo V, o que pode ser atribuído à pequena participação térmica no total de geração. Este fato sugere que este critério seja mais adequado à programação da manutenção de sistemas interligados nos quais a geração térmica tenha uma participação mais expressiva no total da geração.

Como sugestões para futuros trabalhos pode-se citar:

a) A incorporação de restrições de intercâmbio na solução agrupada, o que pode ser obtido construindo-se um conjunto de restrições de capacidade para cada área componente e outro para o sistema interligado. Assim, na obtenção das soluções, seria permitida a relaxação das restrições das áreas, mas as restrições do sistema seriam sempre respeitadas.

b) O aperfeiçoamento das restrições de energia hidráulica, pelo uso de um simulador a usina individualizada. Desta forma seria possível determinar se a energia não gerada devido à manutenção implicaria em vertimentos ou não.

c) Explorar a possibilidade de se obter a programação da manutenção das unidades pertencentes a usinas hidráulicas situadas numa mesma cascata, usando as idéias da sugestão b. Isto significa que o critério de particionamento deixe de ser por área de contro-

le e passe a ser geográfico.

d) Obtenção de escalas de manutenção para sistemas muito grandes em estágios. Num estágio inicial seria obtido a programação da manutenção para as unidades de grande e médio porte. Num estágio subsequente seriam escalonadas as unidades de menor porte, supondo fixa a manutenção das unidades do primeiro estágio.

Embora a solução particionada seja em geral sub-ótima, ela tem um custo computacional muito inferior ao da abordagem unificada e dependendo da dimensão do sistema pode ser a única opção viável.

e) O aperfeiçoamento do algoritmo, através da pré-ordenação das variáveis de cada unidade, de um processo de enumeração mais inteligente, como o sugerido por Kohli e Sharma [9].

f) A determinação dos intercâmbios através de um modelo de rede, por exemplo fluxo de carga DC, que permita determinar com maior precisão a viabilidade de uma solução obtida para duas ou mais áreas interligadas.

APÊNDICE I - DADOS PARA O SISTEMA EXEMPLO

1) Dados gerais:

- Número de unidades a saírem para manutenção: 3
- Número de períodos do intervalo de planejamento: 4
- Unidades agrupadas por restrição de imediatismo: 2 e 3
- Número de períodos entre as manutenções das unidades agrupadas por restrição de imediatismo: 0
- Unidades agrupadas por restrição de exclusão: 1 e 2
- Fator de carga: 0,8

2) Dados das unidades

| NOME | USINA | DDM | CAPAC | PPDPM | UPDPM |
|------|-------|-----|-------|-------|-------|
| UH-A | 1     | 2   | 100   | 1     | 4     |
| UH-B | 1     | 1   | 100   | 1     | 3     |
| UT-C | 2     | 2   | 50    | 2     | 4     |

DDM - Duração da manutenção

PPDPM - Primeiro período disponível para manutenção

UPDPM - Último período disponível para manutenção

CAPAC -- Capacidade nominal.

3) Dados das usinas

| USINA | NTMAQ. | CI  | FOR | Hr | TIPTUR |
|-------|--------|-----|-----|----|--------|
| Hidro | 3      | 100 | 0   | 50 | 1      |
| Termo | 2      | 20  | 0   | -  | -      |

NTMAQ - Número total de máquinas.

CI - Custo incremental (U\$/MWh)

FOR - Taxa de saída forçada.

Hr - Altura de referência

TIPTUR - Tipo de turbina.

## 4) Dados hidrológicos

| Período | 1    | 2    | 3    | 4    |
|---------|------|------|------|------|
| Hq      | 48,0 | 48,0 | 50,0 | 50,0 |
| Pg      | 108  | 102  | 95   | 124  |

## 5) Dados de demanda, intercâmbio de ponta e energia e reserva mínima.

| Período | Pd  | P <sub>i</sub> | Ilen | Pr <sub>min</sub> |
|---------|-----|----------------|------|-------------------|
| 1       | 154 | 47             | 30   | 31                |
| 2       | 140 | 44             | 30   | 28                |
| 3       | 150 | 40             | 25   | 30                |
| 4       | 186 | 46             | 35   | 36                |

Onde:

- Hq - Altura de queda média (m)
- Pg - Potência média gerada (mw)
- Pd - Potência de demanda (mo)
- P<sub>i</sub> - Intercâmbio líquido de ponta (mw)
- Ilen - Intercâmbio líquido de energia (mw-mês)
- Pr<sub>min</sub> - Reserva mínima (mw)

APÊNDICE II - DADOS DO SISTEMA "ELETROSUL"

São apresentados a seguir os dados do sistema utilizado na seção 5.2. Embora algumas aproximações tenham sido feitas, os valores apresentados são representativos da configuração atual do sistema de geração da ELETROSUL. As unidades são apresentadas em ordem decrescente do produto potência (CAPAC) x nº de variáveis (NVA). São fornecidos o primeiro e o último período disponível para manutenção (PPDPM e UPDPM) e a duração desta (DDM). O número de variáveis e o índice da primeira variável (IDPV) são calculados pelo programa.

Outras abreviações usadas neste apêndice são descritas a seguir.

NTMQ - No. total de unidades da usina

TURB - Tipo de turbina (1= Francis ou Pelton;  
2= Kaplan).

IRHD = Indicador de restrição de energia para a usina  
( 0 = existe ; 1 = não existe).

NMQM - No. de máquinas da usina, programadas para a manutenção.

REDIS1 , REDIS2 - Potências relativas à curva de capacidade indisponível (Figura 2.3).

RISK1 , RISK2 - Riscos associados a REDIS1 e REDIS2 .

HQUED - Queda média prevista para o período.

EMED - Energia média prevista para geração no período considerado.

SISTEMA ELETROSUL

NUMERO DE MESES DA SIMULACAO 6

NUMERO DE UNIDADES A SAIREM PARA MANUTENCAO 12

NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANUTENCAO = 6

| UNID     | USINA | CAPAC | PPCPM | UPDPM | DDM | RVA | ICPV |
|----------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|------|
| 1-SSANT1 | 1     | 333   | 1     | 5     | 1   | 5   | 1    |
| 2-SSANT2 | 1     | 333   | 2     | 6     | 1   | 5   | 6    |
| 3-SGSOR1 | 2     | 175   | 1     | 4     | 1   | 4   | 11   |
| 4-SOSOR2 | 2     | 175   | 2     | 5     | 1   | 4   | 15   |
| 5-SOSOR3 | 2     | 175   | 3     | 6     | 1   | 4   | 19   |
| 6-P.FUN1 | 3     | 110   | 1     | 6     | 1   | 6   | 23   |
| 7-JLACB  | 6     | 125   | 1     | 6     | 2   | 5   | 29   |
| 8-JLACA2 | 5     | 66    | 1     | 6     | 2   | 5   | 34   |
| 9-JLACA1 | 4     | 50    | 1     | 6     | 2   | 5   | 39   |
| 10-ALEGR | 8     | 33    | 1     | 6     | 2   | 5   | 44   |
| 11-CHRQ1 | 7     | 18    | 1     | 6     | 2   | 5   | 49   |
| 12-CHRQ2 | 7     | 18    | 1     | 6     | 2   | 5   | 54   |

UNIDADES AGRUPADAS POR RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE.

1 2 3 4 5 11 12

NUMERO DE UNIDADES DE CADA GRUPO SUJEITO A RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE

2 3 2

| USINA   | HREF  | NTMQ | TURB | IRHD | NMQM | NO. DA MAQ. EM MANUT. |
|---------|-------|------|------|------|------|-----------------------|
| S. SANT | 102.0 | 4    | 1    | 1    | 2    | 1 2                   |
| S. OSOR | 68.4  | 6    | 1    | 1    | 3    | 3 4 5                 |
| P. FUND | 247.0 | 2    | 1    | 1    | 1    | 6                     |



---

| USINA (TERM.) | NMAC | NMCM | POT. | INST.(MW) | Nº.DA | MAC.EM | MANUT. |
|---------------|------|------|------|-----------|-------|--------|--------|
| J.LAC.A1      | 2    | 1    |      | 100       | 9     |        |        |
| J.LAC.A2      | 2    | 1    |      | 132       | 8     |        |        |
| J.LAC.B       | 2    | 1    |      | 250       | 7     |        |        |
| CHARG.        | 4    | 2    |      | 72        | 11    | 12     |        |
| ALEGR.        | 2    | 1    |      | 66        | 10    |        |        |

---

NUMERO TOTAL DE VARIAVEIS = 58

---

| REDIS1 | REDIS2 | RISK1      | RISK2      |
|--------|--------|------------|------------|
| 320.0  | 780.0  | 0.10197002 | 0.00091999 |

---

| USINA | FOR      |
|-------|----------|
| 1     | 0.023700 |
| 2     | 0.020600 |
| 3     | 0.020600 |
| 4     | 0.053200 |
| 5     | 0.053200 |
| 6     | 0.053200 |
| 7     | 0.053200 |
| 8     | 0.053200 |

---

1) PERIODO NORMAL

---

| *-----* |       |   |                    |   |        |        |        |       |       |       | *-----* |  |
|---------|-------|---|--------------------|---|--------|--------|--------|-------|-------|-------|---------|--|
| I       | USINA | I | MESES DA SIMULACAO |   |        |        |        |       | I     |       |         |  |
| I       | I     | I | 1                  | 2 | 3      | 4      | 5      | 6     | I     |       |         |  |
| I       | 1     | I | HQUED(M)           | I | 102.0  | 102.0  | 101.0  | 100.0 | 98.0  | 97.0  | I       |  |
| I       |       | I | EMED(MW)           | I | 1200.0 | 1100.0 | 1000.0 | 950.0 | 850.0 | 800.0 | I       |  |
| I       | 2     | I | HQUED(M)           | I | 68.4   | 68.4   | 67.0   | 66.0  | 65.0  | 65.0  | I       |  |
| I       |       | I | EMED(MW)           | I | 1000.0 | 900.0  | 850.0  | 850.0 | 800.0 | 800.0 | I       |  |
| I       | 3     | I | HQUED(M)           | I | 247.0  | 247.0  | 243.0  | 240.0 | 236.0 | 233.0 | I       |  |
| I       |       | I | EMED(MW)           | I | 140.0  | 130.0  | 110.0  | 100.0 | 90.0  | 90.0  | I       |  |

---

## 2) PERIODO SECO

| *-----* |         | MESES DA SIMULACAO |          |       |       |       |       |       |   |
|---------|---------|--------------------|----------|-------|-------|-------|-------|-------|---|
| I       | USINA I | I                  | 1        | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |       |       |       |       |       |   |
| I       | 1       | I HQUED (M)        | I 101.0  | 100.0 | 98.0  | 97.0  | 95.0  | 93.0  | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 1020.0 | 935.0 | 850.0 | 807.0 | 722.0 | 680.0 | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |       |       |       |       |       |   |
| I       | 2       | I HQUED (M)        | I 66.0   | 65.0  | 64.0  | 64.0  | 62.0  | 62.0  | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 850.0  | 765.0 | 722.0 | 722.0 | 680.0 | 680.0 | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |       |       |       |       |       |   |
| I       | 3       | I HQUED (M)        | I 245.0  | 243.0 | 240.0 | 236.0 | 233.0 | 230.0 | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 119.0  | 110.0 | 93.5  | 85.0  | 76.5  | 76.5  | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |       |       |       |       |       |   |

## 3) PERIODO CHUVOSO

| *-----* |         | MESES DA SIMULACAO |          |        |        |        |       |       |   |
|---------|---------|--------------------|----------|--------|--------|--------|-------|-------|---|
| I       | USINA I | I                  | 1        | 2      | 3      | 4      | 5     | 6     | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |        |        |        |       |       |   |
| I       | 1       | I HQUED (M)        | I 104.0  | 103.0  | 102.0  | 102.0  | 100.0 | 100.0 | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 1330.0 | 1265.0 | 1150.0 | 1092.0 | 977.0 | 920.0 | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |        |        |        |       |       |   |
| I       | 2       | I HQUED (M)        | I 69.0   | 69.0   | 68.4   | 68.4   | 67.0  | 67.0  | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 1050.0 | 1035.0 | 977.0  | 977.0  | 920.0 | 920.0 | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |        |        |        |       |       |   |
| I       | 3       | I HQUED (M)        | I 248.0  | 248.0  | 245.0  | 245.0  | 240.0 | 240.0 | I |
| I       |         | I EMED (MW)        | I 161.0  | 150.0  | 126.0  | 115.0  | 103.0 | 103.0 | I |
| *-----* |         | *-----*            |          |        |        |        |       |       |   |

PARAMETRO CARACTERISTICO = 97.70

| PERIODO | PCNTA DE CARGA | CARG.EG. |
|---------|----------------|----------|
| 1       | 2000.0         | 1968.3   |
| 2       | 2100.0         | 2067.9   |
| 3       | 2200.0         | 2167.6   |
| 4       | 2260.0         | 2227.5   |
| 5       | 2350.0         | 2317.3   |
| 6       | 2320.0         | 2287.3   |

### APÊNDICE III: DADOS DO SISTEMA "INTERLIGADO SUL"

Nas páginas seguintes são apresentados os dados utilizados na seção 5.3. As abreviaturas utilizadas são as mesmas do Apêndice 2.

Várias considerações sobre os dados aqui apresentados foram feitas na sub-seção 5.3.1 e portanto não serão repetidas.

1) CADOS GERAIS E DE INTERCAMBIOS

++ SISTEMA SUL - TRES AREAS INTERLIGADAS ++

NUMERO DE SUBSISTEMAS 3  
 NUMERO DE MESES DA SIMULACAO 12

| * I SISTEMA I | INTERCAMBIOS LIQUIDOS MENSAL ( ENERGIA/PONTA ) |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | * I   |
|---------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| I 1-CEEE I    | -455I  | -445I | -560I | -590I | -975I | -585I | -210I | -552I | -579I | -625I | -615I | -672I | -672I |
| I             | -870I  | -875I | -925I | -945I | -967I | -947I | -924I | -916I | -930I | -937I | -931I | -962I | -962I |
| I 2-CPEL I    | -148I  | -58I  | -156I | -169I | -136I | -112I | -67I  | 0I    | 0I    | 0I    | 0I    | 0I    | 0I    |
| I             | 457I   | 465I  | 499I  | 516I  | 470I  | 405I  | 215I  | 510I  | 510I  | 519I  | 511I  | 512I  | 512I  |
| I 3-ESUL I    | 581I   | 543I  | 716I  | 759I  | 713I  | 571I  | 571I  | 552I  | 575I  | 620I  | 615I  | 672I  | 672I  |
| I             | 413I   | 410I  | 426I  | 429I  | 497I  | 461I  | 409I  | 408I  | 420I  | 415I  | 420I  | 450I  | 450I  |

INTERCAMBIOS MAXIMOS ENTRE SISTEMAS

|            |          |        |        |
|------------|----------|--------|--------|
| I          | I CEEE I | CPEL I | ESUL I |
| I 1-CEEE I | 0 I      | 0 I    | 1500 I |
| I 2-CPEL I | 0 I      | 0 I    | 1500 I |
| I 3-ESUL I | 1500 I   | 1500 I | 0 I    |

2) DADOS PARA AREA1 - CEEL

NUMERO DE UNIDADES A SAIREM PARA MANUTENCAO 9

NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANUTENCAO = 12

| UNID    | USINA | CAPAC | FPDPM | UPDPM | SUM | NVA | ICPV |
|---------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|------|
| ITAUBA2 | 3     | 125   | 4     | 9     | 2   | 5   | 1    |
| ITAUBA4 | 3     | 125   | 5     | 9     | 2   | 4   | 6    |
| P.MEDC2 | 5     | 63    | 3     | 9     | 2   | 6   | 10   |
| P.REAL1 | 2     | 70    | 2     | 6     | 2   | 4   | 16   |
| P.REAL2 | 2     | 70    | 8     | 12    | 2   | 4   | 20   |
| JACUI4  | 1     | 30    | 8     | 12    | 1   | 5   | 24   |
| JACUI1  | 1     | 30    | 2     | 6     | 2   | 4   | 29   |
| JACUI3  | 1     | 30    | 3     | 6     | 1   | 4   | 33   |
| JACUI6  | 1     | 30    | 5     | 12    | 2   | 3   | 37   |

UNIDADES AGRUPADAS POR RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE

7 8 6 9 4 5 1 2

NUMERO DE UNIDADES DE CADA GRUPO SUJEITO A RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE

4 2 2

| USINA  | HREF | NTMG | TURE | IRFD | NMGV | NU. DA MAN. EM MANUT. |
|--------|------|------|------|------|------|-----------------------|
| JACUI  | 93.5 | 6    | 1    | 1    | 4    | 7 5 6 9               |
| P.REAL | 32.0 | 2    | 1    | 1    | 2    | 4 2                   |
| ITAUBA | 33.7 | 4    | 1    | 1    | 2    | 1 4                   |
| H.GRUP | 50.0 | 1    | 1    | 1    | 0    | 5                     |

USINA (TERM.) NITMAQ NMQM POT. INST.(MW) NUNJAS MACS. A SOFRER MANUT.

P.MEDIC 2 1 126  
 T.AGRUP 1 0 38

| UNIDADE | SEMANA IDEAL | CUSTO ATRASO | CUSTO ANULACION |
|---------|--------------|--------------|-----------------|
| ITAUBA2 | 6            | 1            | 1               |
| ITAUBA4 | 7            | 1            | 1               |
| P.MEDC2 | 5            | 1            | 1               |
| P.REAL1 | 4            | 1            | 1               |
| P.REAL2 | 10           | 1            | 1               |
| JACUI4  | 10           | 1            | 1               |
| JACUI1  | 2            | 1            | 1               |
| JACUI3  | 4            | 1            | 1               |
| JACUI6  | 11           | 1            | 1               |

| USINA | UNIDADE | MESES DA SIMULACAO |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------|---------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|       |         | 1                  | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
| I     | I       | 93.5               | 93.5  | 93.0  | 92.0  | 91.0  | 91.0  | 91.0  | 91.0  | 92.0  | 93.0  | 94.0  | 94.0  |
| I     | I       | 180.0              | 180.0 | 170.0 | 160.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 140.0 |
| I     | I       | 35.0               | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  | 35.0  |
| I     | I       | 90.0               | 90.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  | 80.0  |
| I     | I       | 89.0               | 89.0  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  | 88.5  |
| I     | I       | 170.0              | 170.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 | 150.0 |
| I     | I       | 50.0               | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  |
| I     | I       | 40.0               | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  |

PERIODO CARGA DE PCNTA

|    |      |
|----|------|
| 1  | 1653 |
| 2  | 1671 |
| 3  | 1755 |
| 4  | 1795 |
| 5  | 1838 |
| 6  | 1801 |
| 7  | 1756 |
| 8  | 1745 |
| 9  | 1780 |
| 10 | 1750 |
| 11 | 1769 |
| 12 | 1829 |

3) DAJOS PARA A AREA 2 - COPEL

NUMERO DE UNIDADES A SAIREM PARA MANUTENCAO 9

NUMERO TOTAL DE PERIODOS PARA MANUTENCAO = 12

| UNID    | USINA | CAPAC | PPDPM | UPDPM | UDM | NVA | IDPV |
|---------|-------|-------|-------|-------|-----|-----|------|
| FUZ AR4 | 2     | 419   | 6     | 12    | 4   | 6   | 1    |
| FUZ AR2 | 2     | 419   | 3     | 3     | 4   | 5   | 7    |
| FUZ ARI | 2     | 419   | 1     | 5     | 4   | 4   | 12   |
| G.PAR3  | 1     | 63    | 2     | 7     | 1   | 6   | 16   |
| G.PAR4  | 1     | 63    | 3     | 9     | 4   | 6   | 22   |
| G.PAR1  | 1     | 63    | 1     | 5     | 1   | 5   | 29   |
| J.MESQ1 | 3     | 25    | 8     | 12    | 1   | 5   | 33   |
| FIGRA1  | 5     | 10    | 6     | 10    | 4   | 4   | 38   |
| FIGRA2  | 5     | 10    | 8     | 12    | 4   | 4   | 42   |

UNIDADES AGRUPADAS POR RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE

|   |   |   |   |   |   |   |   |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 | 4 | 5 | 3 | 2 | 1 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|

NUMERO DE UNIDADES DE CADA GRUPO SUJEITO A RESTRICAO DE EXCLUSIVIDADE

|   |   |   |
|---|---|---|
| 3 | 3 | 2 |
|---|---|---|

| USINA   | HREF  | NIMG | TURB | IRHD | NMQM | NG. DA MA. | LM | MANUT. |
|---------|-------|------|------|------|------|------------|----|--------|
| G.PARIG | 714.0 | 4    | 1    | 1    | 3    | 0          | 4  | 5      |
| FUZ AR. | 135.0 | 4    | 1    | 1    | 3    | 3          | 4  | 1      |
| J.MESQ. | 50.0  | 2    | 1    | 1    | 1    | 7          |    |        |
| H.GRUP  | 50.0  | 1    | 1    | 1    | 0    | 8          |    |        |

USINA (TERM.) NIMAC NMQM POT. INST.(MW) N. DAS MACS. A SERFER MANUT.  
FIGUEIRA 3 2 30 9

UNIDADE SEMANA IDEAL CUSTO ATRASO CUST. ANTICIPACAO

|         |    |   |   |
|---------|----|---|---|
| FUZ AR4 | 8  | 1 | 1 |
| FUZ AR2 | 5  | 1 | 1 |
| FUZ ARI | 3  | 1 | 1 |
| G.PAR3  | 4  | 1 | 1 |
| G.PAR4  | 6  | 1 | 1 |
| G.PAR1  | 3  | 1 | 1 |
| J.MESQ1 | 10 | 1 | 1 |
| FIGRA1  | 8  | 1 | 1 |
| FIGRA2  | 10 | 1 | 1 |



|   |         | MESES DA SIMULACAO |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---|---------|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|   |         | 1                  | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    |
| I | USINA I | I                  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| I | I       | I                  |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
| I | 1       | HQUED(M) I         | 715.0 | 715.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 | 714.0 |
| I | I       | EMED(MW) I         | 113.0 | 113.0 | 120.0 | 125.0 | 130.0 | 135.0 | 130.0 | 130.0 | 110.0 | 100.0 | 100.0 |
| I | 2       | HQUED(M) I         | 130.0 | 130.0 | 125.0 | 125.0 | 120.0 | 130.0 | 130.0 | 125.0 | 125.0 | 125.0 | 125.0 |
| I | I       | EMED(MW) I         | 325.0 | 414.0 | 408.0 | 410.0 | 490.0 | 480.0 | 700.0 | 600.0 | 650.0 | 700.0 | 650.0 |
| I | 3       | HQUED(M) I         | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  |
| I | I       | EMED(MW) I         | 40.0  | 35.0  | 36.0  | 40.0  | 40.0  | 40.0  | 20.0  | 40.0  | 25.0  | 30.0  | 40.0  |
| I | 4       | HQUED(M) I         | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  | 50.0  |
| I | I       | EMED(MW) I         | 75.0  | 70.0  | 72.0  | 75.0  | 75.0  | 80.0  | 60.0  | 60.0  | 60.0  | 60.0  | 70.0  |

PERIODO CARGA DE PCNTA

|    |      |
|----|------|
| 1  | 1139 |
| 2  | 1188 |
| 3  | 1287 |
| 4  | 1326 |
| 5  | 1345 |
| 6  | 1347 |
| 7  | 1331 |
| 8  | 1318 |
| 9  | 1322 |
| 10 | 1325 |
| 11 | 1304 |
| 12 | 1252 |



| USINA  | HREF  | NTMG | TURB | IRHD | NMCM | NO. | DA | MA. | LM | MANUT. |
|--------|-------|------|------|------|------|-----|----|-----|----|--------|
| S.SANT | 102.0 | 4    | 1    | 1    | 2    | 1   |    |     |    |        |
| S.O50R | 68.4  | 6    | 1    | 1    | 3    | 5   |    |     |    | 4      |
| P.FUND | 247.0 | 2    | 1    | 1    | 1    | 6   |    |     |    |        |

| USINA (TERM.) | NTMAC | NMCM | POT. | INST.(MW) | N. | DAS | MACS. | A | SCRFRER | MANUT. |
|---------------|-------|------|------|-----------|----|-----|-------|---|---------|--------|
| J.LAC.A1      | 2     | 2    |      | 100       | 12 | 11  |       |   |         |        |
| J.LAC.A2      | 2     | 2    |      | 132       | 7  | 10  |       |   |         |        |
| J.LAC.B       | 2     | 2    |      | 250       | 7  | 8   |       |   |         |        |
| CHARG.        | 4     | 4    |      | 72        | 15 | 16  |       |   |         | 17     |
| ALEGR.        | 2     | 2    |      | 66        | 15 | 14  |       |   |         |        |

| UNIDADE | SEMANA IDEAL | CUSTO ATRASO | CUSTO ANTECIPACAO |
|---------|--------------|--------------|-------------------|
| SSANTI  | 2            | 1            | 1                 |
| SSANT3  | 7            | 1            | 1                 |
| SCSOR3  | 5            | 1            | 1                 |
| SCSOR6  | 7            | 1            | 1                 |
| SOSOR1  | 3            | 1            | 1                 |
| P.FUNI  | 4            | 1            | 1                 |
| JLCB1   | 9            | 1            | 1                 |
| JLCO2   | 10           | 1            | 1                 |
| JLCAEA  | 5            | 1            | 1                 |
| JLCAZB  | 7            | 1            | 1                 |
| JLCAIB  | 6            | 1            | 1                 |
| JLCAIA  | 3            | 1            | 1                 |
| ALGR1   | 9            | 1            | 1                 |
| ALGR2   | 11           | 1            | 1                 |
| CHRO2   | 6            | 1            | 1                 |
| CHRO3   | 8            | 1            | 1                 |
| CHRO4   | 10           | 1            | 1                 |
| CHRU1   | 4            | 1            | 1                 |

| *-----* |            | MESES DA SIMULACAO |       |       |       |       |        |        |        |        |       |       |       | *-----* |       |
|---------|------------|--------------------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|---------|-------|
| I       | USINA I    | 1                  | 2     | 3     | 4     | 5     | 6      | 7      | 8      | 9      | 10    | 11    | 12    | I       | I     |
| I       | I          | 102.0              | 102.0 | 102.0 | 102.0 | 102.0 | 102.0  | 102.0  | 102.0  | 102.0  | 102.0 | 102.0 | 102.0 | 102.0   | 102.0 |
| I       | I HOUED(M) | 658.0              | 700.0 | 780.0 | 700.0 | 650.0 | 1055.0 | 1073.0 | 1020.0 | 1020.0 | 950.0 | 500.0 | 700.0 | 700.0   | 700.0 |
| I       | I EMED(MW) | 70.0               | 400.0 | 550.0 | 500.0 | 570.0 | 470.0  | 330.0  | 908.0  | 630.0  | 680.0 | 720.0 | 500.0 | 500.0   | 500.0 |
| I       | I HOUED(M) | 250.0              | 250.0 | 250.0 | 250.0 | 240.0 | 249.0  | 249.0  | 249.0  | 249.0  | 249.0 | 249.0 | 249.0 | 249.0   | 249.0 |
| I       | I EMED(MW) | 20.0               | 35.0  | 50.0  | 55.0  | 110.0 | 165.0  | 155.0  | 205.0  | 200.0  | 200.0 | 200.0 | 200.0 | 200.0   | 200.0 |

CARGA DE PCNTA

|    |      |
|----|------|
| 1  | 1492 |
| 2  | 1531 |
| 3  | 1628 |
| 4  | 1683 |
| 5  | 1727 |
| 6  | 1715 |
| 7  | 1681 |
| 8  | 1603 |
| 9  | 1683 |
| 10 | 1690 |
| 11 | 1656 |
| 12 | 1671 |

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] W.R. Christiaanse and A.H. Palmer, "A technique for the automated scheduling of the maintenance of generation facilities", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91, No.1, Jan.-Feb. 1972, pp.137-144.
- [2] W.R. Christiaanse, "A program for calculating optimal maintenance schedules recognizing constraints", pp. 230-239, PICA Proceedings, 1973.
- [3] A.D. Patton, J.Ali, "Comparison of methods for generator maintenance scheduling, Paper C72 452-1, IEEE Summer Power Meeting, July 1972.
- [4] K. Hara, M.Kimura, N.Honda, "A method for planning economic unit commitment and maintenance of thermal power systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-85, No.5, pp.427 436, May 1966.
- [5] H.H. Zörn, V.H. Quintana, "Generator maintenance scheduling via successive approximation dynamic programming", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-94, pp.665-671, March/April 1975.
- [6] Z.A. Yamayee, K. Sidenblad, M. Yoshimura, "A Computationally efficient optimal maintenance scheduling method", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, pp 330-338, February 1983.

- [7] J. Gruhl, "Electric generation production scheduling using a quasi-optimal sequential technique", MIT Energy Lab Report MIT-EL 73-003, 1973.
- [8] J.F. Dopazo, H.J. Merrill, "Optimal generator maintenance scheduling using integer programming", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-94, No.5, pp.1537-1545, September/October 1975.
- [9] J.C. Kohli, J. Sharma, M.P. Dave, "Optimal preventive and corrective maintenance scheduling in power systems - Models and techniques of analysis", Paper C75 146-6, IEEE Winter Power Meeting, January 1975.
- [10] R.S. Salgado, "Soluções ótimas de escalas de manutenção de geradores através de programação linear inteira", Dissertação de M.E. - UFSC, Santa Catarina, Fevereiro, 1981.
- [11] L.L. Garver, "Adjusting maintenance schedules to levelize risk", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-91, No.5, pp 2057-2063, September/October 1972.
- [12] F.A. El - Sheikhi, R. Billinton, "Generating unit maintenance scheduling for single and two interconnected systems", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS 103, No.5, May 1984.

- [13] L.A.M. Fortunato, "Coordenação de programas de manutenção preventiva de unidades geradoras em um sistema de energia elétrica", Dissertação de M.E. - UFRJ, Rio de Janeiro, Março, 1985.
- [14] L.E. Booth, "The econometric reliability of selected strategies affecting maintenance", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, No.1, pp 203-211, January 1983.
- [15] M.V.F. Pereira, L.M.V.G. Pinto, "A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems, IEEE Transactions on PAS. Vol. PAS-101, No.10, October 1982.