ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Escola Federal de Engenharia
Biblioteca
MAUÁ
Itajubá

"AVALIAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS REGIONAIS DE PRODUÇÃO: UMA CONTRIBUIÇÃO AO PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO DESCENTRALIZADA"

VOLUME I

LEONARDO SOARES JOÃO

ORIENTADOR:

PROF. DR. AFONSO HENRIQUES MOREIRA SANTOS

ITAJUBÁ - MG

1991

CLASS. 621.311.2.001.63(043.2)
CUTT. J62a
vol. 1
TOMBO 673

EFEI / BIBLIOTECA

ESTE LIVRO DEVE SER DEVOLVIDO NA ÚLTIMA DATA CARIMBADA.

17/7/92		
29/7/92		
14.8.92		
07.9.92		
24.9.92		
06.12.93		
09.12.96		
19/07/00		
14.11.02		
27.11.2002		
26/02/03		
23/12/2004		
20-09-10		

Ministério da Educação

ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

Reconhecida Lei 2232 - 05/01/1917

A N E X O I I

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação "Avaliação dos Custos Marginais Regionais de Produção: Uma Contribuição ao Planejamento da Geração Descentralizada"
Autor: Leonardo Soares João

JULGAMENTO

EXAMINADORES	CONCEITO	RUBRICA
1	A^+	
2	A +	
3	A +	
4	x-x-x-x-x-x-x-x	x-x-x-x-x-x-x-x-x

Resultado Médio: Conceito A + , ou seja, aprovado com distinção.

Observações:

Itajubá, 13 de Dezembro de 1991.

Prof. Sérgio Valdir Bajay
1 Examinador - UNICAMP

Prof. Germano Lambert Torres
2 Examinador - EFEI

Prof. Afonso Henriques Moreira Santos
3 Examinador - EFEI - Orientador

Aos meus pais, GUILHERME e MARIA HELENA

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é fruto do esforço de diversas pessoas que, direta ou indiretamente colaboraram para a sua elaboração. Desta forma, agradeço:

À minha família, pelo apoio e carinho recebido nestes anos longe de casa;

À Iale Reis de Oliveira, pelo incentivo e pela confiança em mim depositados;

Ao Afonso, pela orientação e pelos ensinamentos recebidos;

Aos amigos pela bela oportunidade que tive de, com eles, aprender um pouco mais sobre a vida;

Aos professores e funcionários da EFEI, que sempre abriram para mim todas as portas.

Este trabalho contou com o suporte financeiro da CAPES.

SUMÁRIO

Este trabalho foi concebido para a obtenção dos custos marginais regionais em sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica. Estes custos possibilitarão estabelecer os contratos, em bases reais e justas, para a venda da energia gerada de forma descentralizada, notadamente nas pequenas centrais hidroelétricas e as termoelétricas que utilizam biomassa.

Inicialmente apresenta-se um sistema hidrotérmico de geração, discutindo-se os problemas que decorrem da sua operação e expansão. A seguir é feita uma breve apresentação dos modelos que podem ser utilizados para solucionar os problemas da expansão.

A metodologia proposta para o cálculo dos custos marginais de geração é baseada na técnica de programação linear. A forma iterativa é utilizada para se obter a solução e assim é possível incorporar as não linearidades das funções de geração.

A implementação do método é feita em um programa de computador sendo apresentado um exemplo ilustrativo. Os custos marginais obtidos são utilizados para o cálculo dos custos marginais regionais, segundo a metodologia corrente.

ABSTRACT

This work was concepted to obtain the regional marginal costs in eletrical hidrothermal energy generation systems. This costs will help to stablish contracts to sell energy; in real and correct values. This is specially benefic for descentralized generations as small hidroeletric power plants and small thermal power plants wich use biomass.

Initially, an hidrothermal system is presented and the problems due to operation and expansion are discussed. And then, a brief presentation of the models that can be used to solve problems in generation expansion, is made.

The proposed methodology to calculate the marginal costs is based in linear programming. An iterative form is used to obtain the solution, making incorporate the non-linearities of generation functions.

The implementation of the method is made by a computer program, that is the tool used to obtain the marginal costs. An aplication example is made, and the marginal costs obtained are used to calculate the regional marginal costs, according to the current metholodogy.

CONTEÚDO

Página

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO 2

1.1 - Um Sistema Hidrotérmico De Geração De Energia Elétrica 5

1.2 - As Usinas Hidroelétricas 7

1.3 - As Usinas Termoelétricas 8

1.4 - A Operação Do Sistema 10

1.5 - Os Custos 14

1.5.1 - Os custos de operação 14

1.5.2 - Os custos do incremento na capacidade de geração 14

1.6 - Os Custos Marginais E As Tarifas 15

1.7 - Os Objetivos Da Dissertação 19

CAPÍTULO 2 - OS MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR 22

2.1 - Um Panorama do Problema do Planejamento da Expansão 22

2.2 - Os Modelos 25

2.2.1 - A simulação 26

2.2.2 - A programação dinâmica 26

2.2.3 - A programação linear e a programação mista linear-inteira 27

2.2.4 - A programação multi-objetivo (técnica do "trade-off") 28

2.2.5 - A teoria de Portafólio (Portfolio) 30

2.2.6 - A aplicação da inteligência artificial ... 31

CAPÍTULO 3 - O MODELO MATEMÁTICO 34

3.1 - A Função Objetivo 35

3.2 - A Matriz De Restrições 42

3.2.1 - O limite de geração 42

3.2.2 - O limite de capacidade 44

3.2.3 - A demanda de energia 45

3.2.4 - A demanda de ponta 47

3.2.5 - Limite nos armazenamentos máximo e mínimo de um reservatório e o acoplamento hidráulico 48
3.2.6 - O limite de defluência mínima de um reservatório 54
3.2.7 - A questão do enchimento prematuro do reservatório de uma usina hidroelétrica candidata 55
3.3 - O Cálculo Dos Custos 56
3.3.1 - Custos relativos ao incremento de capacidade de geração 56
3.3.2 - Custos relativos a geração de energia elétrica 59
3.4 - O Valor Final Da Água 60
3.5 - O Uso De Equivalentes 61
3.5.1 - Equivalentes de usinas termoelétricas existentes 63
3.5.2 - Equivalentes de usinas hidroelétricas existentes 64
3.5.3 - Equivalentes de PCH's 68
3.6 - Alguns Cuidados No Uso Da Programação Linear ... 70
3.7 - Um Exemplo De Montagem Da Matriz De Restrições Utilizando O Modelo Matemático 71
3.7.1 - Os dados de entrada 72
3.7.1.1 - Usinas hidroelétricas existentes 72
3.7.1.2 - Usinas hidroelétricas mistas 73
3.7.1.3 - Usinas hidroelétricas candidatas 74
3.7.1.4 - Reservatórios 75
3.7.1.5 - Usinas termoelétricas existentes 75
3.7.1.6 - Usinas termoelétricas candidatas 76
3.7.1.7 - Linhas de transmissão existentes 76
3.7.1.8 - Linhas de transmissão candidatas 77
3.7.1.9 - Os dados complementares 77
3.7.2 - A montagem da matriz 78

CAPÍTULO 4 - APLICAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO ... 90
4.1 - O Programa De Computador 90
4.2 - O Sistema A Ser Estudado 94

CAPÍTULO 5 - OS CUSTOS MARGINAIS REGIONAIS E SUA APLICAÇÃO À GERAÇÃO DESCENTRALIZADA 106

5.1 - A Remuneração De Energia E Capacidade Oriundas Da Produção Descentralizada 106

5.2 - Os Custos Marginais Regionais 110

CAPÍTULO 6 - CONCLUSÃO 119

BIBLIOGRAFIA 122

LISTA DE FIGURAS

Página

FIGURA 1.1 - Representação de sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica 6

FIGURA 1.2 - Arranjo típico de uma usina hidroelétrica . 7

FIGURA 1.3 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica.. 9

FIGURA 1.4 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica de ciclo combinado 10

FIGURA 1.5 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica a gás 11

FIGURA 1.6 - Curvas de carga diária, semanal e mensal .. 12

FIGURA 2.1 - Perda de carga x receita exigida (custos): um exemplo de um modelo de estratégia 29

FIGURA 2.2 - Exemplo da técnica do "trade-off": impacto da emissão de SO2 para dois cenários diferentes de crescimento de carga 29

FIGURA 2.3 - Plano cartesiano, associando riscos e rentabilidade das variadas opções de expansão 30

FIGURA 3.1 - A demanda de energia na ponta e fora da ponta 47

FIGURA 3.2 - O acoplamento hidráulico entre usinas 49

FIGURA 3.3 - Curvas típicas das relações cota x volume, rendimento x altura de queda, e produtividade x volume 51

FIGURA 3.4 - Metodologia de cálculo do custo unitário de uma usina (linha) candidata 57

FIGURA 3.5 - Metodologia de cálculo do custo de geração (transmissão) de uma usina (linha) 60

FIGURA 3.6 - A proposta de expansão do horizonte 61

FIGURA 3.7 - Esquema típico de um sistema de usinas em cascata 65

FIGURA 3.8 - Equivalente de um grupo de PCH's 68

FIGURA 3.9 - Sistema proposto para a ilustração do funcionamento do modelo matemático 71

FIGURA 3.10 - Matriz completa, com elementos não nulos assinalados 80

FIGURA 3.11 - Detalhe da matriz: demanda de ponta e de energia (neste caso LC e LE importam energia) 81
FIGURA 3.12 - Detalhe da matriz: demanda de ponta e de energia (neste caso LC e LE importam energia) 82
FIGURA 3.13 - Detalhe da matriz: elemento do tipo HE ... 83
FIGURA 3.14 - Detalhe da matriz: elemento do tipo HM ... 84
FIGURA 3.15 - Detalhe da matriz: elemento do tipo HC ... 85
FIGURA 3.16 - Detalhe da matriz: elemento do tipo RE ... 86
FIGURA 3.17 - Detalhe da matriz: elemento do tipo TE ... 87
FIGURA 3.18 - Detalhe da matriz: elemento do tipo TC ... 87
FIGURA 3.19 - Detalhe da matriz: elemento do tipo LE ... 88
FIGURA 3.20 - Detalhe da matriz: elemento do tipo LC ... 88
FIGURA 4.1 - O Diagrama de blocos do programa 91
FIGURA 4.2 - Fluxograma de execução de um caso 93
FIGURA 4.3 - Sistema sem as usinas e linha candidata ... 94
FIGURA 4.4 - Sistema com expansão 95
FIGURA 4.5 - Mercado primário: demanda de ponta 96
FIGURA 4.6 - Mercado primário: demanda de energia 96
FIGURA 4.7 - Custos marginais de energia na ponta 97
FIGURA 4.8 - Custos marginais de energia fora da ponta . 97
FIGURA 4.9 - Custos marginais de ponta 98
FIGURA 4.10 - Exportação de energia na ponta e fora da ponta 98
FIGURA 4.11 - Geração hidroelétrica total na ponta 99
FIGURA 4.12 - Geração hidroelétrica total fora da ponta 99
FIGURA 4.13 - Geração termoelétrica na ponta 100
FIGURA 4.14 - Capacidade instalada da usina HMTO3CE 100
FIGURA 4.15 - Capacidade instalada da usina HCTO1CE 101
FIGURA 4.16 - Capacidade instalada da usina HCTO2CE 101
FIGURA 4.17 - Capacidade instalada da usina HCTO3CE 102
FIGURA 4.18 - Capacidade instalada da usina HCTO4CE 102
FIGURA 4.19 - Déficits do caso base 103
FIGURA 5.1 - Curva de custos marginais 108
FIGURA 5.2 - Relação entre as demandas de ponta e de energia 111

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1 - INTRODUÇÃO

Inicialmente, é importante dizer que este trabalho faz parte de uma sequência de outros que vêm sendo desenvolvidos, em forma de cooperação, na Escola Federal de Engenharia de Itajubá,(EFEI) e na Área Interdisciplinar de Planejamento de Sistemas Energéticos da Universidade Estadual de Campinas, (UNICAMP). Este busca incorporar uma série de experiências e desenvolvimentos realizados dentro deste contexto, colocando-os de uma forma didática, além de desenvolver um programa para computador que passa a ser uma ferramenta de fácil uso para aqueles que atuam nesta área.

Este capítulo pretende dar ao leitor uma visão geral do que é um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica. Serão evidenciadas as variáveis envolvidas, quando deseja-se realizar o estudo da expansão deste sistema, a fim de que o mesmo possa tentar (com êxito ou não) suprir as previsões futuras de demanda de energia e de ponta que o mercado atendido solicitará. Esta previsão é fruto de um estudo do mercado e que não está incluído neste presente trabalho.

Deve-se ter em mente entretanto, que a expansão de um sistema de geração estará sempre sujeita a ajustes devido às transformações constantes que o mercado atendido sofre ao longo do tempo. Estas tranformações ocorrem em função de fatores normalmente alheios ao setor elétrico e que são de difícil incorporação aos modelos. A questão tecnológica é também um fator que pode fazer com que um dado plano de expansão se torne menos interessante do que um novo que considere a utilização de uma nova tecnologia que se mostre viável. As questões política e social são outros fatores que influenciam fortemente o planejamento da expansão pois são capazes de alterar de forma profunda o comportamento da sociedade face ao uso da energia elétrica e consequentemente mudam todas as previsões a respeito das demandas. Uma política econômica mais recessiva diminui o uso da energia elétrica, ao passo que a questão ecológica pode fazer com que se prefira a instalação de usinas mais adequadas ao meio ambiente.(e quase sempre mais dispendiosas). Uma política energética adequada pode incentivar um aumento no número de autoprodutores que poderiam dividir com a concessionária o

ônus da expansão do sistema de geração.

Antes de ser algo definitivo, inalterável, o planejamento da expansão deve ser encarado de uma forma dinâmica, que procure sempre adaptar-se às modificações que se fazem necessárias ao longo do tempo. Portanto, qualquer plano de expansão é tão somente um indicativo da direção que se deve tomar para alcançar os objetivos propostos. As reais atitudes a serem tomadas são fruto da conjunção dos interesses políticos, econômicos e sociais e devem ser baseadas nas informações obtidas dos modelos disponíveis. Neste sentido, SANTOS (1991), comenta:

"A expressão "least-cost planning" tem sido hoje utilizada, de uma maneira generalizada, para representar a inclusão de alternativas ao planejamento da expansão. Isto é, incluem-se no "conjunto" a ser "otimizado" novas alternativas descentralizadas, como a cogeração, as PCH's (pequenas centrais hidroelétricas), o gerenciamento de cargas por parte dos consumidores ("Demand Side Management"), dentre outros. Com isto busca-se ampliar o universo a ser otimizado, resultando em em alternativas melhores ou, pelo menos, equivalentes à original. Também a expressão "integrated resources planning" (planejamento integrado dos recursos) é utilizada, sendo que esta reflete melhor o que se pretende, ou seja: a integração de todas as fontes disponíveis de energia, visando o atendimento da demanda, não importando conceitos "conservadores", como a propriedade, a tecnologia e a escala. Se esquece, entretanto, que o conjunto será sempre parcial e mutável.

Parcial, pois não se pode incluir no planejamento alternativas sobre as quais não se tenha nenhum controle. É o caso por exemplo, das produções independentes, onde não é possível assegurar que uma determinada indústria instalará uma planta de cogeração, mesmo que esta seja a melhor opção para o parque gerador. Com efeito, a análise da indústria terá um enfoque bastante diferente, pois dependerá da sua capacidade financeira, das perspectivas do mercado para seus produtos, que muito pouco têm a ver com o setor elétrico, e, fundamentalmente, de sua preferência. Este último ponto, embora um tanto subjetivo, mostra-se a cada dia mais importante, e seu tratamento formalizado tem como marco inicial os trabalhos de Von Neumann e Morgenstern (1944).

Mutável, pois as tecnologias ditas "a priori" anti-econômicas ou tecnicamente arriscadas podem se tornar a médio prazo interessantes, graças principalmente às transformações tecnológicas, assim como podem se inviabilizar algumas opções face às mudanças institucionais, dentre outras.. É exemplo disto a atual preocupação ambientalista.

Assim, observa-se que a situação de "mínimo custo" não existe de fato, principalmente quando se trabalha com decisões que terão efeitos a médio e longo prazos."

SANTOS conclui:

"De tudo que foi apresentado, é importante ressaltar os seguintes pontos:

- o planejamento ao custo mínimo, como concebido originalmente, mostrou-se, ao longo dos últimos anos, ser falho para os objetivos a que se propunha;
- uma nova interpretação tem sido dada a este conceito, ao se abrir o conjunto de alternativas às iniciativas independentes, seja de produção ou de conservação, o que pode levar a menores custos de energia;
- a "determinação", por parte das concessionárias e poder concedente, do chamado ponto de equilíbrio, obtido através das ferramentas microeconômicas e de pesquisa operacional, tem sido contestada;
- a mudança de comportamento dos agentes envolvidos passa a ser fundamental para se buscar o "equilíbrio", através de negociação entre todas as partes;
- a adaptação da legislação a esta nova realidade é urgente, pois o cenário futuro se mostra complexo no que diz respeito aos conflitos de interesses;
- a tarifa passa a ter um papel mais estratégico, substituindo uma visão determinística;
- o risco passa a ser considerado como algo que tem preço, e todas as decisões devem considerar este fator, não de forma linear, como fazem os métodos estocásticos convencionais, mas segundo o comportamento do indivíduo face a ele;
- dentro deste contexto, as ferramentas de programação matemática perdem seu papel de decisoras, sendo, entretanto fundamentais para a definição dos caminhos viáveis

à expansão."

1.1 - Um Sistema Hidrotérmico De Geração De Energia Elétrica

Um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica é composto por usinas onde a energia primária (energia potencial hidráulica, química, nuclear, etc) é convertida em energia elétrica. Uma rede de linhas de transmissão se encarrega de transportar a energia elétrica das usinas até os consumidores.

O sistema de geração de energia elétrica normalmente tem sido dimensionado de modo a atender continuamente as demandas de energia e de ponta que lhes são solicitadas. O não atendimento caracteriza-se em um déficit de energia e/ou de ponta, o que não é desejável, pois é um fator de inibição da atividade econômica. Ultimamente entretanto o planejamento tem sido pensado assumindo-se um risco com relação as demandas, devido as limitações de capital que o setor elétrico vem sofrendo.

Devido a natureza aleatória da vazão nos rios que alimentam as usinas hidroelétricas, o planejamento normalmente é feito considerando-se que no futuro as demandas de ponta e energia devem ser atendidas mesmo havendo a repetição da pior série de vazões já registrada no sistema em estudo. Esta suposição, um tanto conservadora, pode levar a situações no futuro onde poderá existir uma sobra de energia, devido a ocorrência de séries de vazões melhores do que a prevista (o que é provável que ocorra). O uso desta energia excedente deve ser incentivado, pois o seu custo é baixo, tratando-se de uma energia denominada secundária. Diferentemente da energia primária que é aquela que com menor margem de erro pode ser assegurada, a energia secundária não o é. Portanto deve-se tomar certos cuidados nesse incentivo. Este enfoque é o que será utilizado neste trabalho não sendo necessariamente o melhor. O desenvolvimento de modelos estocásticos melhoraram o aspecto técnico, ao se tratar, ao se tratar com incertezas, mas é falho no seu lado financeiro.

Uma representação simplificada de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica pode ser visto na figura 1.1. Nesta figura estão representados os elementos componentes

deste sistema na forma de símbolos que serão utilizados ao longo de todo este trabalho.

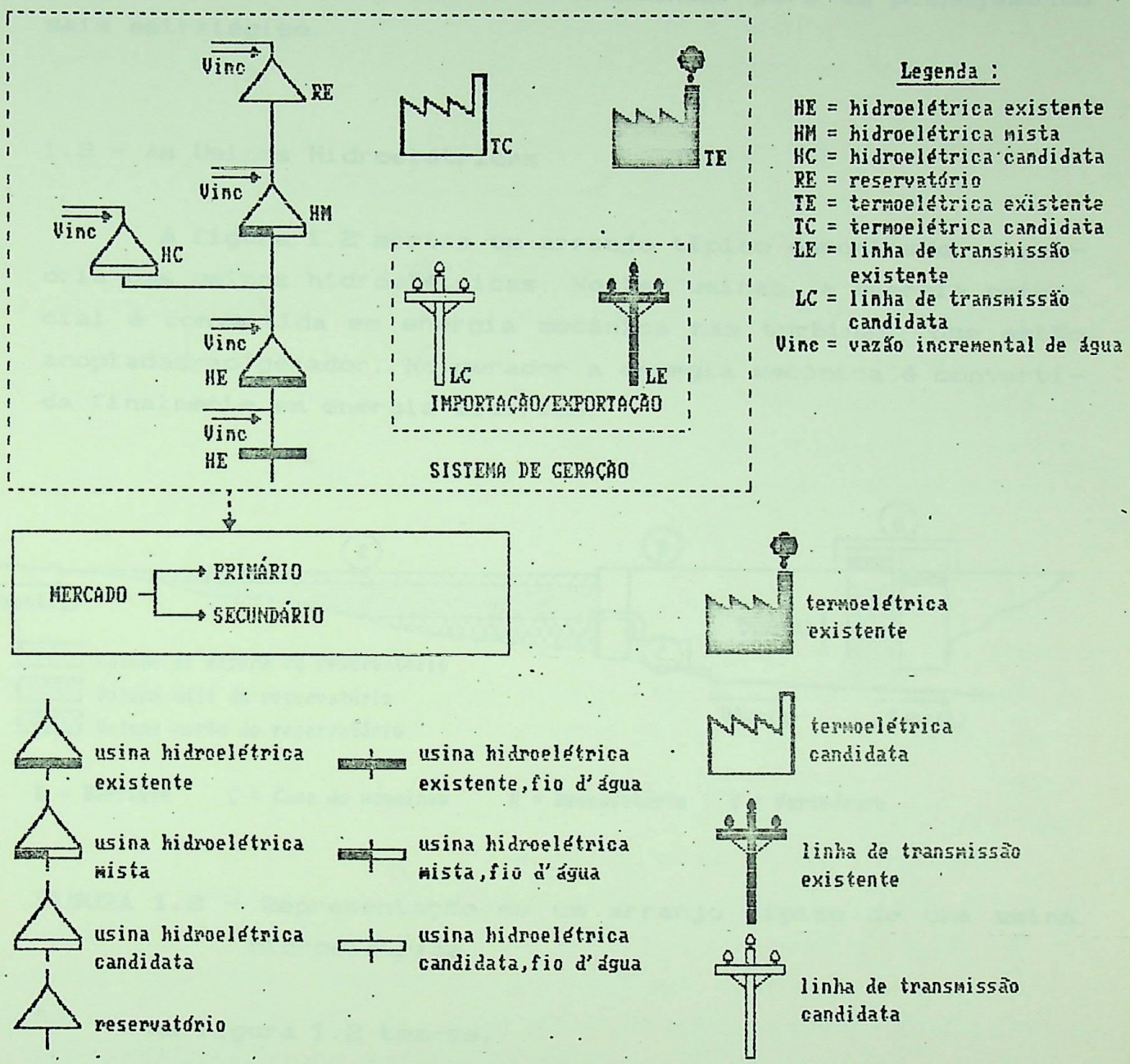


FIGURA 1.1 - Representação de sistema hidrotérmico de geração de enegia elétrica.

As instalações candidatas à construção são inicialmente identificadas cabendo ao planejador definir quais e quando devem ser efetivamente construidas a fim de que se possa obter um plano de expansão que apresente o menor custo, dentro de uma visão determinística, ou uma melhor relação "rentabilidade x risco", dentro de um enfoque estratégico ("Teoria financeira

moderna"). O modelo linear, aqui proposto, busca apenas o menor custo possível, obedecidas todas as restrições as quais está sujeito, mas é uma ferramenta fundamental para um planejamento mais estratégico.

1.2 - As Usinas Hidroelétricas

A figura 1.2 mostra um arranjo típico encontrado na maioria das usinas hidroelétricas. Nestas usinas, a energia potencial é convertida em energia mecânica nas turbinas, que estão acopladas ao gerador. No gerador a energia mecânica é convertida finalmente em energia elétrica.

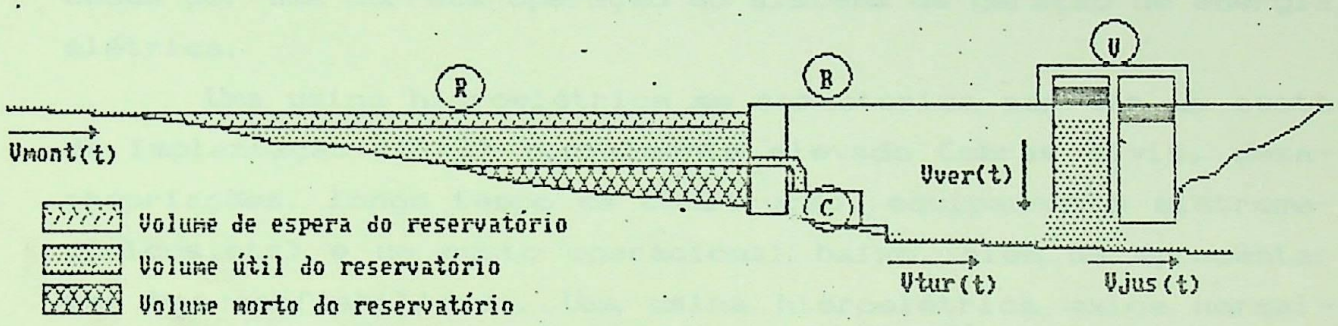


FIGURA 1.2 - Representação de um arranjo típico de uma usina hidroelétrica.

Na figura 1.2 tem-se,

$Vmont_{(t)}$ = volume de montante no período t;
$Vtur_{(t)}$ = volume turbinado no período t;
$Vver_{(t)}$ = volume vertido no período t;
$Vjus_{(t)}$ = volume de jusante (turbinado + vertido) no período t.

A barragem, no caso de grandes usinas, tem a função de de criar o reservatório onde a água é acumulada para que se possa fazer a regularização da vazão. Uma outra função da barragem é criar o desnível necessário quando o sítio onde ela es-

tiver localizada não o apresentar. Nas usinas que não possuem reservatório para a acumulação de água, a barragem tem apenas a função de criar um obstáculo para que o curso d'água possa ser direcionado para a casa de máquinas, onde estão localizadas as turbinas. Este tipo de usina é conhecido como usina a fio d'água.

Em uma usina hidroelétrica haverá vertimento sempre que o volume contido no reservatório alcançar o máximo permitido ou quando a vazão turbinada não for suficiente para alcançar a mínima vazão de jusante estabelecida (sendo complementada então pela vazão vertida). O vertimento não é uma situação normalmente desejável pois significa energia primária disponível não convertida em energia elétrica pelo grupo gerador (turbina + gerador elétrico). Esta situação pode ser evitada em muitos casos por uma correta operação do sistema de geração de energia elétrica.

Uma usina hidroelétrica se caracteriza por ter um custo de implantação ($/kW) normalmente elevado (obras civis, desapropriações, longo tempo de construção, equipamentos eletromecânicos,etc) e um custo operacional baixo, além de apresentar uma boa confiabilidade. Uma usina hidroelétrica exige normalmente de 40 a 70 % de seu investimento total para que se possa ser instalada a primeira máquina. Tal fato é uma limitação que o modelo utilizado neste trabalho não é capaz de incorporar.

No Brasil, devido a ocorrência de muitos sítios favoráveis, as usinas hidroelétricas formam a base da geração de energia elétrica, respondendo em 1989 por 96,2% da energia produzida e por 91,3% da potência instalada [SIESE-1989]. Esta situação entretanto não é a típica para o mercado mundial, sendo normal encontrar-se a geração baseada em usinas termoelétricas.

1.3 - As Usinas Termoelétricas

A figura 1.3 mostra um arranjo típico encontrado nas usinas termoelétricas atualmente em uso. O calor utilizado para a formação do vapor na caldeira vem, tradicionalmente da queima de biomassa, de carvão, de gás, de derivados de petróleo ou da reação termonuclear. Existem ainda as termoelétricas onde a

turbina é acionada diretamente pelos gases obtidos da queima de um combustível (normalmente gás), como pode ser visto na figura 1.5. A energia contida no vapor (ou nos gases) é convertida em energia mecânica na turbina , que está acoplada a um gerador onde é então convertida em energia elétrica. Um outro tipo de usina termoelétrica é aquela onde são combinados os dois tipos anteriormente citados e por isto recebe o nome de usina de ciclo combinado. Neste tipo de usina os gases oriundos da turbina a gás são usados para a produção de vapor em uma caldeira que alimenta uma turbina a vapor, recuperando-se assim uma boa parcela da energia que seria normalmente rejeitada para a atmosfera pela turbina a gás, como pode ser visto na figura 1.4.

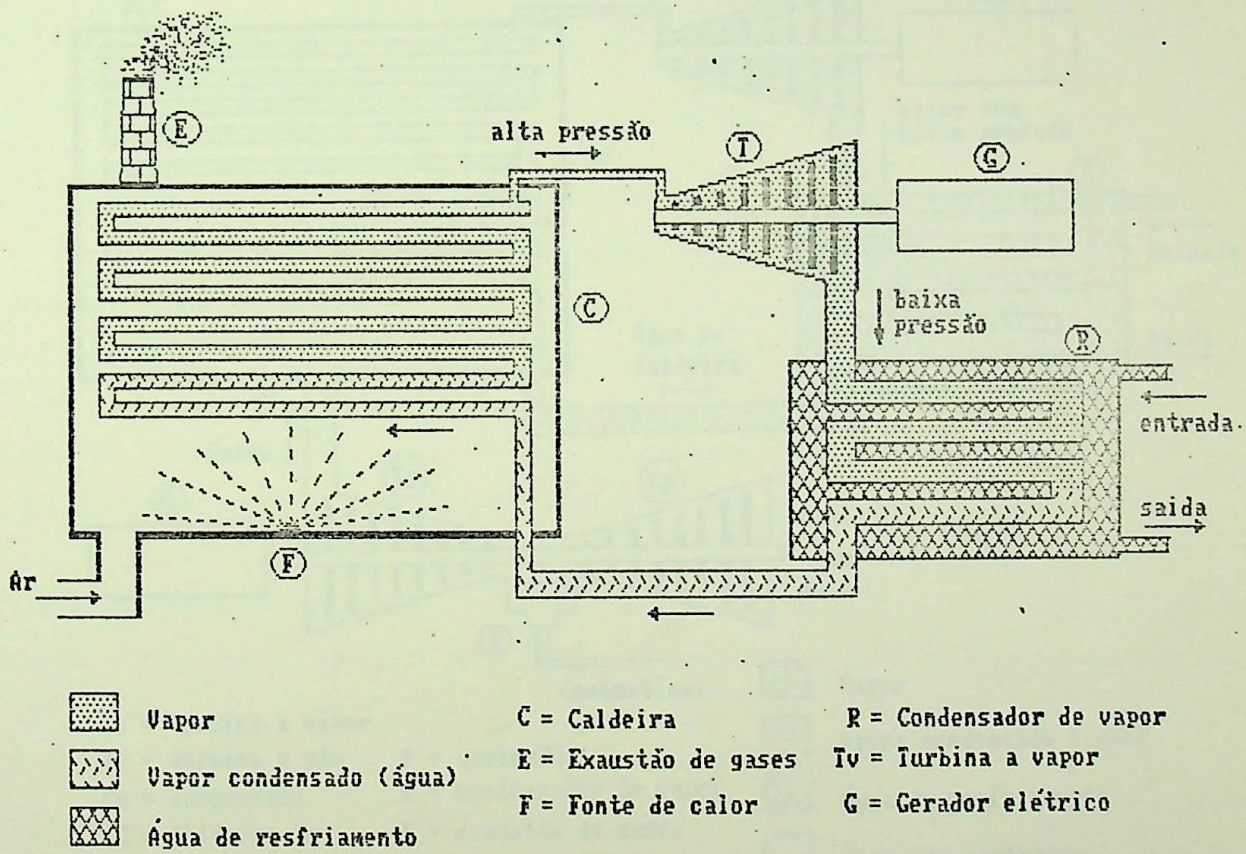


FIGURA 1.3 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica.

As usinas termoelétricas caracterizam-se por ter um custo de implantação (US$/kW) normalmente menor do que de uma usina hidroelétrica equivalente, mas apresentam um custo de operação elevado devido principalmente aos gastos com combustível. O im-

pacto ambiental provocado por este tipo de usina é bem mais elevado se comparado ao de uma usina hidroelétrica a fio d'água (as hidroelétricas que possuem grandes reservatórios podem produzir um grande impacto, ainda não totalmente esclarecido, e que são alvos de estudos nos dias de hoje) e em função disto os seus custos de implantação e operação têm crescido bastante nos últimos anos. Este fato acentua-se quando trata-se de termoelétricas a carvão.

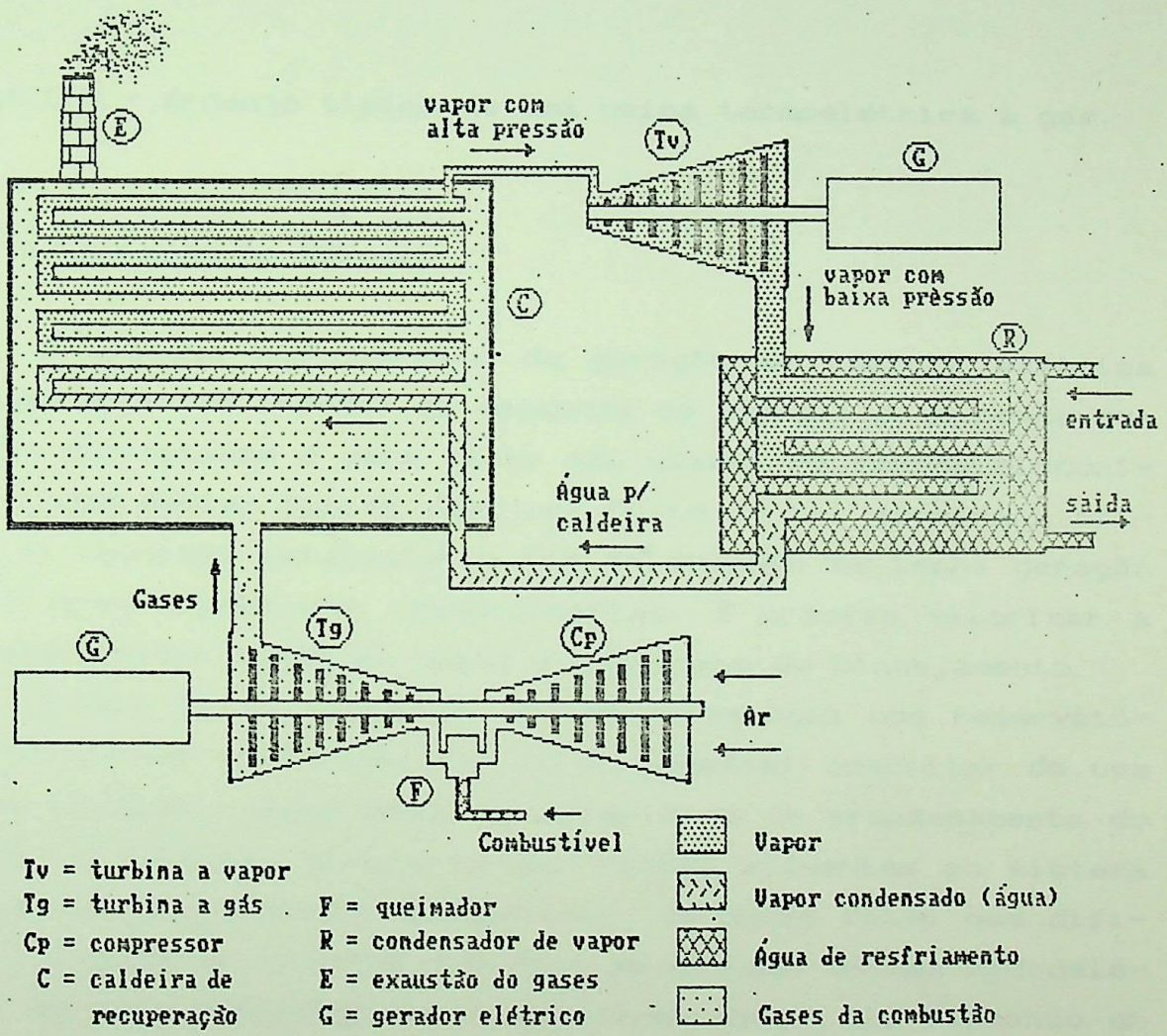


FIGURA 1.4 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica de ciclo combinado.

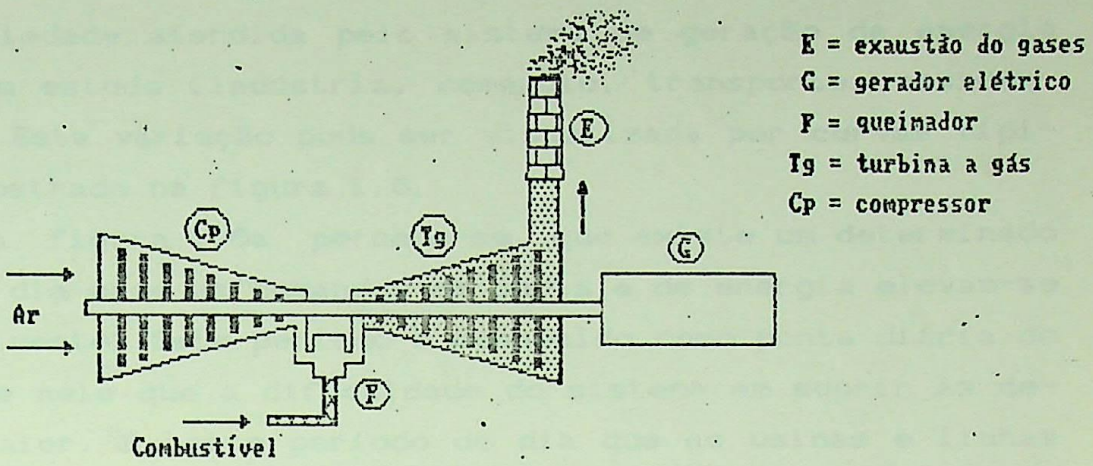


FIGURA 1.5 - Arranjo típico de uma usina termoelétrica à gas.

1.4 - A Operação Do Sistema

O sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica tem como objetivo atender as demandas de energia e de ponta que lhe são solicitadas e para tanto são usadas as fontes disponíveis. O uso destas fontes deve ser feito de tal maneira a otimizar os recursos existentes a fim de que não se tenha geração térmica e/ou importação desnecessárias. É preciso valorizar a água armazenada, tendo em vista o horizonte de planejamento.

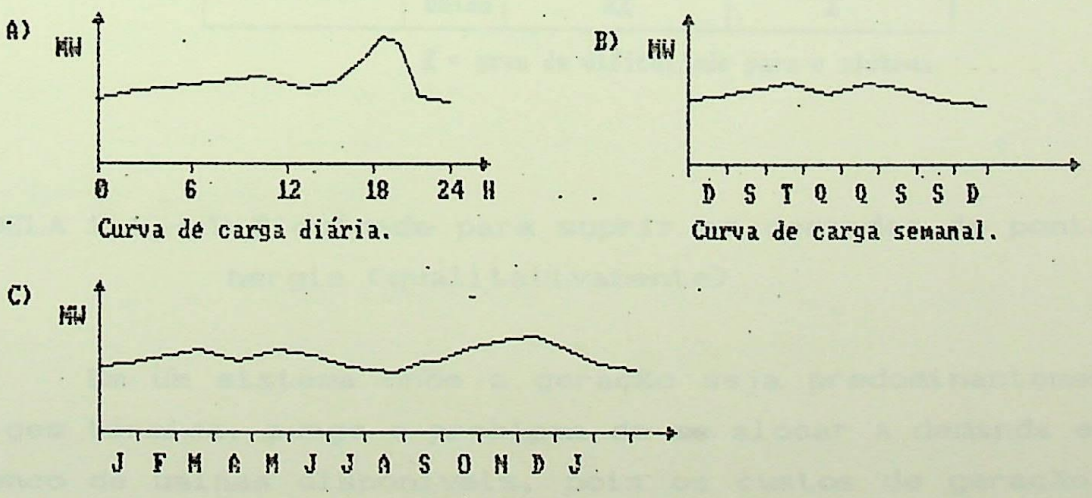
O fato de ser possível armazenar-se água nos reservatórios das usinas hidroelétricas torna possível conciliar de uma maneira razoável (dependendo da capacidade de armazenamento do sistema) a natureza aleatória das vazões afluentes ao sistema com as suas necessidades energéticas. Um outro fator que dificulta a tomada de decisões é o fato de algumas usinas hidroelétricas estarem hidraulicamente acopladas entre si, formando um sistema em cascata (uma usina a jusante de outra). Neste ponto é importante dizer-se que a atual onda liberalizante da economia, a consequente privatização do setor elétrico enfrenta dificuldades na venda de usinas que se encontram em cascata, tendo em vista o vínculo hidráulico existentes entre elas.

As demandas de ponta e de energia variam ao longo do dia, semana, mês e ano em função das atividades sócio-econômi-

cas da sociedade atendida pelo sistema de geração de energia elétrica em estudo (indústria, comércio, transporte, residência, etc). Esta variação pode ser visualizada por curvas típicas como mostrado na figura 1.6.

Pela figura 1.6a percebe-se que existe um determinado período do dia onde as demandas de ponta e de energia elevam-se substancialmente. Este período é conhecido como ponta diária do sistema e é nele que a dificuldade do sistema em suprir as demandas é maior. É neste período do dia que as usinas e linhas de transmissões trabalham normalmente no limite operacional dos equipamentos. O fato das usinas hidroelétricas trabalharem com uma produção maior de energia elétrica e, consequentemente turbinando mais água, pode fazer com que a produtividade da usina diminua. Esta diminuição ocorre porque com um maior volume de água saindo da turbina, normalmente o nível de jusante eleva-se, diminuindo a altura líquida de queda e conseqüentemente a energia potencial disponível. Tal fato é tão mais relevante quanto menor for a queda da usina.

As linhas de transmissão trabalhando com um carregamento maior provocam uma perda maior de energia devido ao aquecimento maior dos cabos, diminuindo a eficiência da transmissão de energia. O custo de suprir as demandas no período de ponta é portanto mais elevado do que no período fora de ponta.



Curva de carga diária.

Curva de carga semanal.

Curva de carga anual.

FIGURA 1.6 - Curvas de carga diária, semanal e anual.

A sazonalidade das chuvas também provoca um aumento no esforço de suprir as demandas. Durante o período das chuvas a

água é abundante e os reservatórios podem ser enchidos, fazendo com que o nível de montante suba e conseqüentemente a produtividade da usina também. Ao fim da estação de chuvas, o reservatório normalmente está cheio e a partir daí inicia-se o seu deplecionamento, alcançando o seu mínimo volume normalmente ao fim do período seco, caso a sua capacidade de armazenmento tenha sido dimensionada para cobrir um ciclo anual (mas é possível ter-se reservatórios cuja capacidade é dimensionada para cobrir um período pluri-anual). Este deplecionamento provoca uma redução na altura liquida de queda e esta a diminuição da produtividade da usina. É usual denominar-se a estação das chuvas de "Período Úmido" e a estação onde as chuvas escasseiam de "Período Seco", definindo assim dois períodos distintos durante o ano.

Na tabela 1.1 é mostrado as situações existentes ao longo do ano (ponta e fora de ponta) e as dificuldades de suprir energia e ponta.

		Horário de consumo	
		Ponta	Fora da ponta
Período Hidrológico	Seco	XXXX	XXX
	Úmido	XX	X

X = grau de dificuldade para o sistema

TABELA 1.1 - Dificuldade para suprir as demandas de ponta e energia (qualitativamente)

Em um sistema onde a geração seja predominantemente de origem térmica, surge o problema de se alocar a demanda entre o elenco de usinas disponíveis, pois os custos de geração entre as usinas termoelétricas pode variar de maneira significativa devido a diferença de idade e de tecnologia empregada. Além disto o fato de se dispor de alguma geração hidroelétrica faz com que surja o problema do uso ou armazenamento de água para uma utilização mais oportuna, complicando ainda mais o processo

de otimização da operação do sistema.

1.5 - Os Custos

Como em qualquer atividade econômica um sistema de geração de energia elétrica apresenta custos para o seu desenvolvimento e operação. Os custos podem portanto serem divididos em dois tipos, sendo um associado ao crescimento do sistema e outro associado a sua operação.

1.5.1 - Os custos de operação

Os equipamentos e instalações responsáveis pela conversão da energia primária em energia elétrica requerem uma adequada manutenção para que permaneçam em serviço de forma confiável. No caso de uma usina termoelétrica, tem-se também o custo do combustível utilizado para a geração de energia elétrica.

A título de ilustração, tem-se a seguir um quadro comparativo entre os custos de geração de energia elétrica por termoelétricas no Brasil.

Tipo de usina	Custo (US$/MWh)
termoelétrica (carvão)	42,20
termoelétrica (óleo combustível)	68,70
termoelétrica (nuclear)	50,00

FONTE: SIESE - 1989

(Estes dados estão em US$ de 1986; incluem-se nestes custos os de investimento, operação, manutenção e combustível.)

1.5.2 - Os custos do incremento na capacidade de geração

Para que uma usina seja construída é necessário uma série de estudos que forneçam subsídios necessários ao seu projeto adequado. Uma vez tomada a decisão de construir-se essa usina outras despesas de elevado vulto são realizadas com a compra de equipamentos, indenizações (pricipalmente no caso das

hidroelétricas), obras civis, dentre outras, até que a usina possa efetivamente entrar em operação, gerando benefícios para o sistema.

Cada usina tem o seu custo unitário (US$/kW) diferente de outra em função de uma série de fatores tais como o local de sua instalação e a tecnologia empregada. Uma usina hidroelétrica apresenta em geral custos unitários maiores do que uma usina termoelétrica equivalente por exigir gastos maiores em obras civis, desapropriações e equipamentos. A questão ambiental tem feito com que estes custos se elevem, pois, além dos projetos serem, a este respeito, muito mais criteriosos do que antes, os custos das ações mitigadoras são elevados.

A título de ilustração tem-se a seguir um quadro comparativo entre os custos unitários de algumas usinas.

Tipo de usina	Custo (US$/kw)
termoelétrica (carvão)	1500,00
termoelétrica (óleo combustível)	1250,00
termoelétrica (nuclear)	2000,00
hidroelétrica	950,00 a 2150,00

FONTE: SIESE - 1989

(Estes dados estão em US$ de 1986; nas termoelétricas estão incluídos os custos de investimento e os juros durante a construção.)

1.6 - Os Custos Marginais E As Tarifas

Dentro de uma visão clássica, o custo marginal de fornecimento constitui o fundamento para se atribuir a cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado, conferindo deste modo à estrutura tarifária a base justa e racional desejada.

A cada instante novos consumidores são incorporados ao sistema de energia elétrica e os antigos continuam a aumentar o

seu consumo. São estas adições que determinam a ampliação do sistema existente e consequentemente novos custos para a sociedade. Assim, quando a questão é considerar as decisões que estão sendo tomadas no Setor Elétrico e fazê-las refletir na estrutura de preços do serviço prestado, o que importa são estes consumos adicionais e os custos marginais que eles determinam.

É o custo marginal e não o custo médio contábil das instalações em serviço, como referencial tarifário, que informa a cada usuário as consequências de sua atitude como consumidor de energia elétrica. Um sistema tarifário baseado no custo marginal indica ao consumidor, por exemplo, o benefício resultante da redução ou do deslocamento do seu consumo com relação a ponta do sistema.

O custo marginal justifica-se também como fundamento das tarifas aos consumidores antigos porque, no limite, todo consumidor pode ser encarado à margem, pois a decisão de aumentar o seu consumo está sempre presente. É importante enfatizar que a simples mudança nos hábitos de consumo pode permitir o atendimento de novos consumidores sem a necessidade de expansão do sistema.

São três os princípios que fundamentam a tarifa baseada no custo marginal: neutralidade, igualdade e eficácia.

A neutralidade diz respeito ao nível de preço. Uma tarifa é neutra quando guarda uma relação tão mais unitária quanto possível com o respectivo custo.

A igualdade deve existir para evitar-se a discriminação entre consumidores, isto é, consumos com características semelhantes devem ser tarifados da mesma maneira.

A eficácia está relacionada com a capacidade de uma estrutura tarifária em promover a racionalização do consumo e dos excedentes eventualmente disponíveis.

Os benefícios obtidos com uma estrutura de preços de energia elétrica baseada nos custos marginais são repartidos entre todos os agentes que participam do processo. De um lado, o sistema de oferta se torna mais eficiente na medida em que as tarifas levam a uma utilização mais racional das instalações existentes e reduzem a necessidade de investimentos, com a consequente diminuição dos custos incorridos, levando a uma diminuição das tarifas pagas pelo consumidor. No processo de defi-

nição de tarifas, além dos aspectos econômicos, os governos consideram outros determinantes, como os de ordem política e social.

Uma decisão governamental, por exemplo, de transferir renda entre setores econômicos, via tarifa de energia elétrica, pode ser mais bem estruturada com tarifas baseadas em custos marginais, em função da capacidade que tal sistema de preços demonstra para quantificar os volumes de subsídios envolvidos.

Sob o ponto de vista matemático, o custo marginal é uma derivada do custo total em relação à quantidade. A interpretação econômica do custo marginal é o custo de produzir uma unidade adicional do bem ou serviço sob consideração. Para entender este conceito é recomendável imaginar o surgimento de uma carga adicional quando o sistema estiver plenamente utilizado. Neste caso, existem três possibilidades com relação ao atendimento desta carga adicional: expandir o sistema para atendê-la, atendê-la sobrecarregando as instalções existentes, ou não atendê-la.

No caso do atendimento da carga adicional com a expansão do sistema, o custo resultante é dito custo marginal de longo prazo (CMLP) e entram para a sua formação o custo marginal do investimento para a expansão, o custo marginal de operação e manutenção e o custo marginal do déficit.

Se a alternativa for o atendimento da carga adicional sem expandir o sistema, o custo incorrido é o chamado custo marginal de curto prazo (CMCP) e entram para a sua composição todas as parcelas componentes do CMLP, exceto aquela relativa aos investimentos.

No processo de produção de energia elétrica existe um risco inerente do sistema de produção de energia não ser capaz de atender plenamente as demandas de ponta e de energia. Este risco existe devido a possibilidade de falha na previsão da hidraulicidade ou na previsão das demandas de ponta e/ou energia, dentre outros fatores. Quando isto ocorre, diz-se que o sistema encontra-se numa situação de déficit. O déficit também acarreta custos ao sistema pois é um fator de inibição da atividade econômica.

Para um sistema de geração de energia elétrica que evolui através de uma trajetória de expansão ótima, prova-se que o

CMLP é igual ao CMCP. Ou seja, quando a última unidade é acrescentada, o aumento de custo motivado pelo investimento é compensado pale redução dos custos marginais de operação e manutenção, de perdas e de déficit.

A justificativa de se utilizar os custos marginais é plausível para o cálculo tarifário quando estes custos são crescentes, como é o caso brasileiro, não se aplicando entretanto quando os mesmos forem decrescentes. Uma outra crítica à tarifa fundamentada nos custos marginais se refere ao risco. Não se pode esquecer que o indivíduo é avesso ao risco, e que para evitá-lo está disposto a reduzir os ganhos. Ou seja, paga-se pela segurança. Tal conceito começa a ser incorporado no setor elétrico [SANTOS, 1991], e, com isto, a tarifa tem que incluir esse custo ("valor do seguro"). Também a mudança de atitude no planejamento, partindo-se de um comportamento que fixava as condições de expansão para uma que busca uma estratégia para encontrar uma boa relação entre "rentabilidade" e risco, faz com que a tarifa marginalista seja revista, ou ao menos, que ela seja vista com um caráter menos absoluto.

Um outro complicador é o fato de nos últimos anos ter crescido em muito, principalmente nos EUA, a participação dos auto-produtores no fornecimento de energia elétrica. Paralelamente isto fêz com que o mercado passasse, em alguns casos, de um monopólio para uma situação de real concorrência. Tal situação levou a uma revisão de todo o conceito de tarifação. A grande questão é: qual deve ser a remuneração da energia gerada pelos auto-produtores?

Duas são as correntes de pensamento. De um lado estão aqueles que acham que deve-se remunerar pelo "custo", ou seja, fundamentar-se nos valores contábeis fornecidos pelo auto-produtor. Do outro lado estão aqueles que acham que deve-se remunerar com base no "valor" da energia para o sistema (podendo ser interpretado como o "avoided cost" da legislação americana). A diferença fundamental entre estas duas formas de tarifação é o risco envolvido. Na primeira opção o risco é muito baixo mas a rentabilidade também o é; já na segunda o risco do empreendimento para o investidor é maior mas permite uma maior rentabilidade. Formas intermediárias parecem ser o melhor caminho para que se possa encontrar uma forma de tarifação que

possa atender aos interesses, nem sempre fáceis de se conciliar, dos consumidores, concessionária e auto-produtores.

1.7 - Os Objetivos Da Dissertação

Os objetivos desta dissertação são: o desenvolvimento de um modelo matemático que permita obter-se um programa de expansão ótimo de um sistema regional de geração de energia elétrica com intercâmbio de energia e a implementação do modelo em computador, através de programa de fácil uso.

O modelo matemático deverá ser capaz de fornecer os custos marginais regionais, de maneira que estes fundamentem os contratos com auto-produtores e representar um sistema qualquer de energia elétrica, seja ele puramente hidroelétrico, termoelétrico ou um misto destes dois tipos. A possibilidade do intercâmbio de energia (importação/exportação) através de linhas de transmissão será prevista. O conceito de déficit deverá ser também incorporado. A Programação Linear será a ferramenta matemática utilizada.

O programa de computador que incorporará este modelo matemático deverá ter algumas características que permitam ao usuário uma utilização cômoda e confiável, destacando-se:

a) Tanto o acesso quanto o uso do programa deverá ser feito de maneira muito simplificada sendo, operado basicamente através de "menus", que permitirão uma maior rapidez nas operações. O conhecimento sobre a máquina onde o programa será instalado deverá se restringir ao mínimo necessário.

b) Com o objetivo de se evitar a utilização de dados inadequados ou errados o programa incorporará rotinas especiais, que verificarão a validade e a coerência destes. Tal procedimento busca restringir ao mínimo possível a ocorrência de erros que invalidem a montagem (e consequentemente a solução) de casos. Espera-se assim que o usuário possa sentir-se mais seguro no uso do programa.

c) O modelo utilizará a Programação Linear como ferramenta para obter a solução dos casos. Tal ferramenta entretanto não é perfeita, devendo ser utilizada com cuidado, quando tem-se um número elevado de variáveis envolvidas. Soluções de-

generadas podem ocorrer, ou seja a solução obtida não corresponde ao problema proposto. A fim de que se evite o uso inadvertido desta (as vézes sutilmente errada), o programa fará um diagnóstico da solução, informando, quando for o caso, da ocorrência deste problema.

d) Uma listagem de saída completa, organizada, de fácil compreensão será fornecida para que o usuário tenha acesso a todos os valores obtidos na solução.

e) O programa será feito sempre tendo em vista a eficiência e a confiabilidade.

CAPÍTULO 2

OS MODELOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR

2 - OS MODELOS DE PLANEJAMENTO

Neste capítulo será feita uma breve revisão dos diversos modelos de planejamento da expansão de um sistema de geração de energia elétrica.

2.1 - Um Panorama Do Problema Do Planejamento Da Expansão

O problema de se planejar a expansão de um sistema de geração de energia elétrica torna-se cada dia uma tarefa mais complexa. É preciso sempre achar um ponto ótimo onde os recursos disponíveis (capital, energia primária, instalações), sejam capazes de atender a um dado mercado, obdecidas todas as restrições às quais o sistema estará sujeito.

No início, quando a energia elétrica começou a ser utilizada, o problema da expansão de um sistema de geração de energia praticamente inexistia. Os sistemas eram pequenos, atendendo apenas a uma demanda local. A decisão de expandir a capacidade de geração era baseada na disponibilidade da energia primária e nas necessidades do mercado. Caso houvesse uma limitação na disponibilidade da energia primária (o que era comum quando tratava-se de pequenas centrais isoladas) a solução era simplesmente não atender a nova demanda.

A medida em que os sistemas foram crescendo em função da ampliação dos mercados por eles atendidos, a complexidade do problema aumentou. Diferentes fontes primárias de energia (hidráulica, térmica, nuclear) são comumente utilizadas simultaneamente nos sistemas atuais, além de existir ainda a possibilidade do intercâmbio de energia entre eles. Se tal situação permite, por um lado, um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis, por outro dificulta de sobremaneira a tomada de decisões devido ao número extremamente elevado de variáveis, restrições e possibilidades envolvidas.

A produção de energia elétrica hoje é um fator econômico de grande importância, seja pelo insumo que ela representa, seja pelos vultuosos recursos que ela envolve a nível mundial. Isto tem feito com que nas últimas décadas (notadamente a

partir da década de 70) as empresas de energia, universidades e instituições de pesquisa voltem a sua atenção para o problema. Hoje existem, a nível internacional, modelos de planejamento com alto grau de sofisticação e que buscam aumentar a precisão seja a nível de modelagem seja a nível de otimização.

São vários os horizontes que podem ser considerados quando se estuda a expansão de um sistema de geração de energia elétrica. Assim, quando deseja se estudar o impacto de uma nova tecnologia, este horizonte é em geral de 20 a 30 anos. Quando o objetivo é estudar um sistema com um elenco de centrais candidatas este horizonte reduz-se para 10-15 anos. Um horizonte maior acarreta um grau maior de incerteza das previsões, o que pode anular o efeito de uma maior precisão do modelo.

São basicamente quatro os fatores que fazem com que a complexidade do problema seja aumentada:

-o primeiro deles é o fato de ser difícil a determinação do mercado de energia a ser atendido com um grau de certeza definido. Este mercado é regido por leis que estão em função de uma gama de variáveis quase sempre fortemente interrelacionadas, dentre as quais pode-se citar o preço da energia, sua disponibilidade, o nível de atividade econômica e a qualidade de vida da população atendida. O que normalmente é feito para contornar este problema é propor três estimativas para o mercado (uma alta, uma média e uma baixa) e fazer-se o estudo em função delas, obtendo-se assim uma análise de sensibilidade com relação a esta incerteza.

-o segundo é o fato de existir a probabilidade de falha dos geradores, também conhecida como indisponibilidade. Tal variável é, na maioria dos casos, desconsiderada nos modelos propostos. A técnica usual na atualidade é avaliar-se confiabilidade de ponta do sistema elétrico através da probabilidade da perda de carga , que é chamada de LOLP (do inglês "Loss of Load Probability"). A LOLP é o resultado da convolução das distribuições de probabilidades de falha dos geradores com a curva de permanência de carga.

-o terceiro diz respeito a aleatoriedade das vazões que chegam aos reservatórios das usinas hidroelétricas. No caso brasileiro é comum trabalhar-se com o período do histórico de vazões que apresentou a pior hidraulicidade, ou seja , é o pe-

ríodo em que o armazenamento do sistema , considerando-se regularização total, vai de seu nível máximo ao nível mínimo, sem que ele passe por nenhum outro máximo ou mínimo em pontos intermediários. Este período é conhecido como período crítico. Utilizando-se o período crítico a assumindo-se que o histórico se repetirá, fica garantido o suprimento em qualquer outro período. Existe no entanto um problema: por qual momento do histórico, relativo ao período crítico, deve-se iniciar o horizonte de planejamento? A solução para contornar este problema é considerar cíclica a sequência de vazões e fazer, no estudo da expansão, coincidir o início do horizonte de planejamento com cada momento do ciclo. O plano de expansão adotado será aquele que se mostrar mais pessimista, pois atenderá a carga qualquer que seja a identificação hidrológica. Tal metodologia é muito conservadora e para melhorá-la pode-se utilizar técnicas estatísticas mais apuradas, como a geração de séries sintéticas e modelos markovianos.

-o quarto é a avaliação dos custos das obras bem como do combustível para as centrais termoelétricas e este ponto tem sido aquele que tem se mostrado de grande sensibilidade.

O investimento ótimo a ser feito na expansão do sistema de geração em estudo vai basear-se principalmente nos custos envolvidos, já que se procurará obter um menor custo de investimento e operação. Percebe-se então que o problema da operação torna-se um sub-problema dentro do problema maior que é a expansão.

Quando tem-se um sistema de geração com muitas usinas hidroelétricas, o problema da operação pode ser mais facilmente solucionado fazendo-se um equivalente desse conjunto, diminuindo-se assim o número de variáveis e restrições envolvidas. Este equivalente é chamado de "reservatório equivalente" e é na verdade uma soma das energias disponíveis e afluentes em cada reservatório individual. Ao se fazer este procedimento, perde-se, por vezes, muito da precisão do modelo, pois além de muitas restrições deixarem de ser levadas em conta, algumas suposições feitas podem falsear os resultados. Uma maneira de minimizar estes problemas seria utilizar-se sub-reservatórios equivalentes [MENDES-1980], onde os erros podem ser menores. Outra maneira de diminuir ainda mais estes erros é trabalhar com um

equivalente físico dos reservatórios, utilizando-se afluências e defluências de água e não energéticas como no equivalente convencional [SANTOS-1987].

2.2 - Os Modelos

Pode-se classificar, de forma clássica, os principais modelos para o planejamento da expansão em quatro categorias: os que utilizam técnicas de simulação, os que utilizam a programação dinâmica, os que utilizam a progrmação linear e os que utilizam a programação mista linear-inteira. BAJAY [1981] apresenta uma descrição bastante ampla de cada uma destas categorias, analizando modelos desenvolvidos em universidades, centros de pesquisas e empresas em vários paises. Como já se disse, o problema da operação pode ser encarado como um sub-problema da expansão, não tendo que necessariamente ser resolvido pelo mesmo método. Desta forma é possível, por exemplo que um problema de expansão que utilize a simulação possa ter o problema da operação resolvido pela programação dinâmica.

Por outro lado, as mudanças que estão sendo vivenciadas na área do planejamento energético vêm colocando em evidência outras técnicas, que podem incluir outros parâmetros anteriormente considerados exógenos e independentes aos modelos. Assim, a programação multi-objetivo, com destaque a técnica do "Trade-off", quando se envolvem parâmetros ambientais, e a Teoria do Portafólio, para se levar em consideração o risco financeiro, são técnicas que estão começando a ser utilizadas. Também os sistemas especialistas parecem ganhar espaço, embora sejam ainda incipientes, no que diz respeito ao planejamento energético.

Qualquer que seja o modelo utilizado para o planejamento, deve-se ter em mente que a solução obtida não é aquela que necessariamente será adotada, sendo somente uma indicação do "caminho" a seguir. A decisão final será sobretudo política, baseando-se entretanto nos dados fornecidos pelos modelos disponíveis.

2.2.1 - A simulação

A simulação é talvez a ferramenta mais utilizada para se fazer o planejamento da expansão. O princípio básico é o da tentativa, formulando-se as hipóteses de expansão e experimentando-as. Verifica-se os custos e as economias de combustível para o sistema, associados a implantação de cada usina e o respectivo ganho energético do sistema. Em função desta análise é tomada a decisão de construir-se uma usina e faz-se então uma nova simulação até que todas as necessidades do mercado tenham sido atendidas. Em geral, este modelo utiliza o conceito de reservatório equivalente e a operação é baseada nas curvas-limite ou definida por programação dinâmica, apresentando bons resultados no que diz respeito aos custos da operação. Estes custos incluem os custos da geração térmica, de importação, de déficit, além dos benefícios da exportação de energia e venda ao mercado secundário, que é aquele que pode consumir a energia excedente, desde que a preços baixos.

No caso brasileiro, por serem os seus sistemas basicamente hidroelétricos, sem vendas ou compras significativas de energia, com um mercado ainda pequeno para a energia secundária, e adotando o critério de não se admitir déficits sob o ponto de vista determinístico, fica difícil utilizar-se do conceito "custo de operação". O usual é testar as hipóteses, procurando-se encontrar aquela que apresente o menor índice custo-benefício (ICB). Este índice é a relação entre o custo anual da central e o benefício em energia firme correspondente. A quantificação deste benefício é feita simulando-se a operação do sistema com e sem a central. A diferença entre as energias firmes é o benefício da central. Deve-se ressaltar que o modelo de simulação não oferece uma solução otimizada.

2.2.2 - A programação dinâmica

A programação dinâmica (PD) tem sido utilizada por alguns planejadores para determinar a expansão ótima de um sistema de geração de energia elétrica. BOOTH [1972] propôs um método combinando simulação probabilística e programação dinâmica. O processo de otimização é realizado em malha aberta e reduz o

problema estocástico a uma série de otimizações determinísticas. As usinas hidroelétricas são tratadas de uma forma bastante simplificada. KUIPER [1973] aplicou a programção dinâmica à expansão do sistema hidroelétrico do sudeste brasileiro.

Cada possível estado de expansão é avaliado, fazendo-se uma simulação baseada na agregação de usinas (uso do resevatório equivalente) e na curva limite. É evidente que o número de estados aumenta extraordinariamente com número de centrais. É recomendável portanto que se estabeleçam regras heurísticas para eliminar sumariamente combinações anti-econômicas.

O problema "otimização da expansão" é resolvido sem que se preocupe em otimizar a operação do sistema e o custo desta pode ser determinado por outros processos. A programação dinâmica não tem obtido entretanto a mesma aceitação da simulação nem parece ter o mesmo potencial da programação linear e não linear.

2.2.3 - A programação linear e a programação mista linear-inteira

A programação linear (PL) é uma técnica de programação matemática usada no estudo da expansão de um sistema de geração de energia elétrica onde a expansão e a operação são tratados de forma simultânea, formando um só problema. Os modelos que utilizam-se desta técnica são aqueles que de fato têm trazido as mais significativas contribuições ao setor.

Alguns modelos fixam a operação, através dos Fatores de Capacidade das centrais, e definem a expansão. Isto feito, faz-se a operação para os arranjos definidos e verifica-se se estes Fatores adotados estão próximos dos calculados. Caso não estejam, fixam-se novos valores definindo um novo programa através da PL, repetindo-se o processo até que os valores adotados e calculados estejam próximos, dentro de uma certa tolerância.

O maior problema enfrentado pela PL é a sua pouca flexibilidade no equacionamento. Desta forma, por exemplo, o fato das produtividades das centrais serem variáveis com o volume armazenado, ou o fato de ser necessário um grande investimento fixo, da ordem de 50% do total, para se motorizar qualquer

parcela da capacidade total, não são fáceis de serem incorporados ao modelo.

O problema das produtividades pode ser resolvido assumindo-se valores iniciais para estas e obtida a solução inicial, as novas produtividades são calculadas em função dos volumes obtidos. Estes novos valores são utilizados em uma nova iteração e o processo repete-se até que as produtividades variem dentro de uma certa tolerância.

A questão do investimento fixo não pode ser facilmente incorporada à PL, porque ela possui uma característica de variável inteira, ou seja ou é zero ou é 100% do seu valor. A solução é utilizar-se a programação mista linear-inteira. Esta metodologia permite incorporar o efeito do investimento fixo, assim como o fato dos grupos geradores das centrais terem um tamanho pré-definido, podendo-se utilizar a técnica denominada "branch and bound".

2.2.4 - A programação multi-objetivo (técnica do "Trade-off")

As técnicas do "trade-off" [Crousillat, 1989] podem ser utilizadas para compatibilizar interêsses antagônicos, como os aspectos financeiros, econômicos, ambientais, dentre outros. O objetivo desta técnica é obter um "caminho" robusto para a expansão do parque gerador, que seja relativamente barato e seguro. Várias são as empresas americanas que já utilizam desta técnica para definir suas estratégias de expansão.

As figuras 2.1 e 2.2 ilustram parcialmente a técnica de "trade-off". Nestas figuras, os pontos indicam opções de expansão, que podem ser determinadas por programação matemática, com diferentes cenários. Entretanto, existe uma ou mais grandezas que são invariáveis. A envoltória inferior define os melhores pontos, pois um ponto com a mesma abcissa de um outro na fronteira, mas com uma ordenada mais elevada, terá um mesmo custo mas um menor benefício. Observando, agora, somente a envoltória, pode-se dizer que os pontos do joelho da curva são os que apresentam uma melhor relação custo-benefício. Pode-se, então, realizar uma série de análises, semelhantes a esta, para as mais diferentes grandezas, e, após, formar conjuntos, constitu-

idos pelos elementos das curvas. O conjunto intercessão desses vários conjuntos conterá as "melhores" opções para a expansão do parque gerador. A decisão final entre os elementos será, como sempre, política.

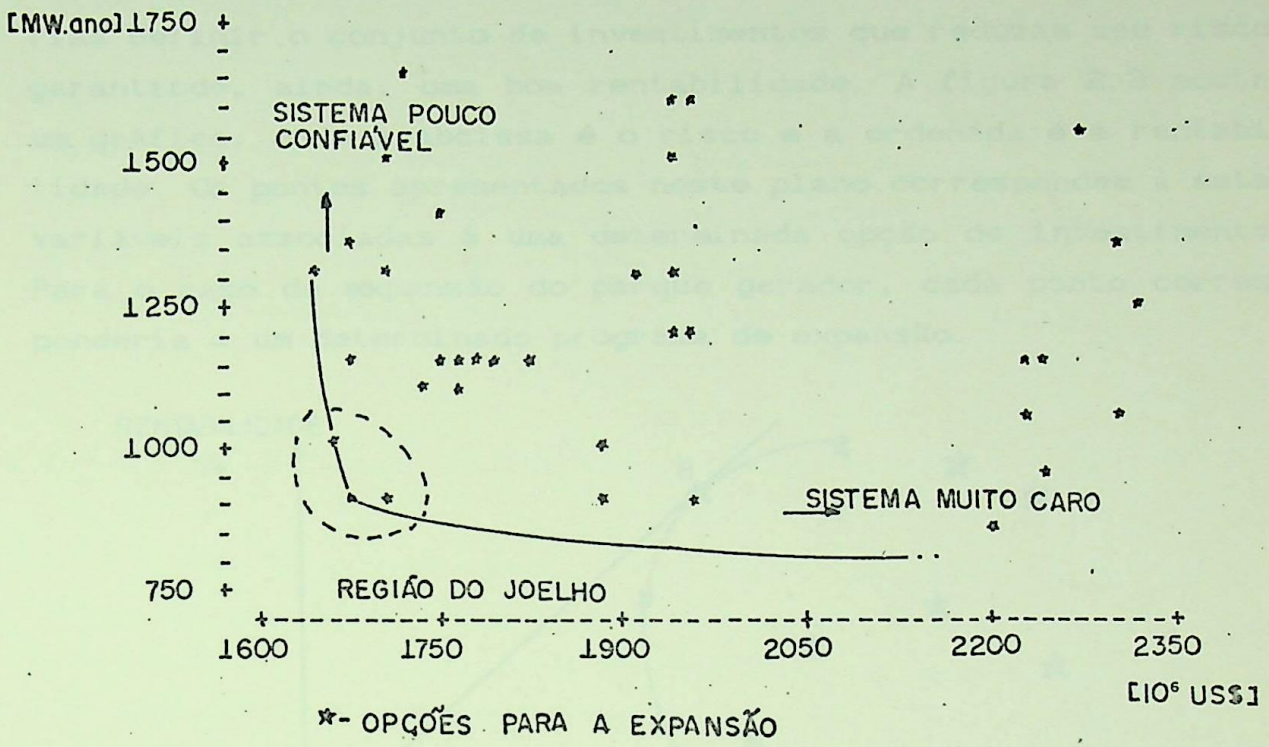


FIGURA 2.1 - Perda de carga x receita exigida (custos); um exemplo de um modelo de estratégia (Croussilat,1989)

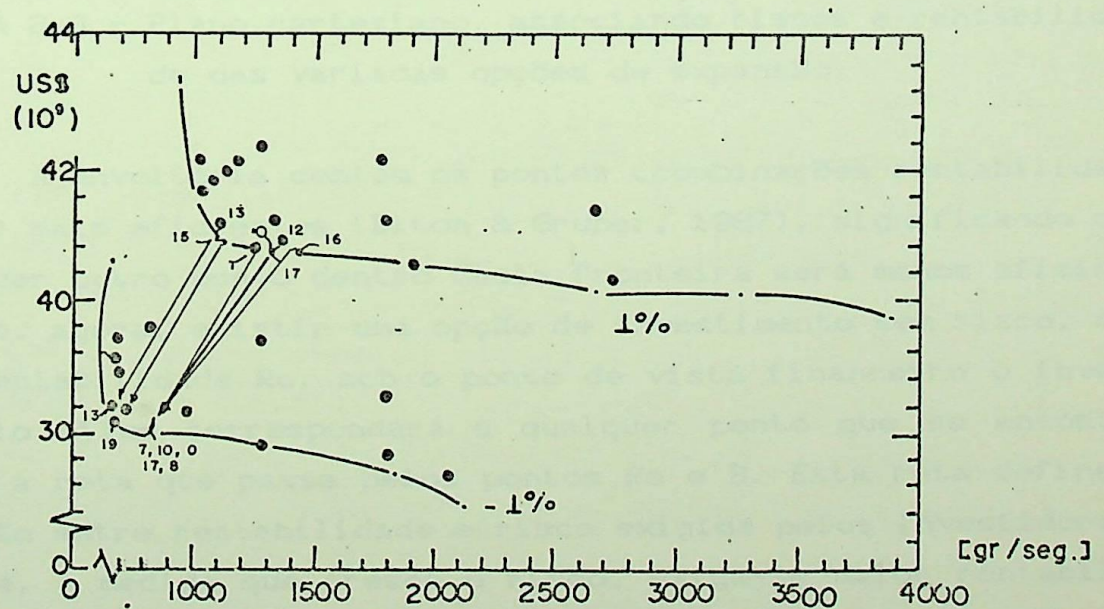


FIGURA 2.2 - Exemplo da técnica de "trade-off": impacto de emissão de SO2 para dois cenários diferentes de crescimento de carga (Crousillat, 1989).

2.2.5 - A teoria de Portafólio ("Portfolio")

Assim como nas bolsas de valores, caberá às concessionárias definir o conjunto de investimentos que reduzam seu risco, garantindo, ainda, uma boa rentabilidade. A figura 2.3 mostra um gráfico, onde a abcissa é o risco e a ordenada é a rentabilidade. Os pontos apresentados neste plano correspondem a estas variáveis associadas à uma determinada opção de investimento. Para o caso de expansão do parque gerador, cada ponto corresponderia a um determinado programa de expansão.

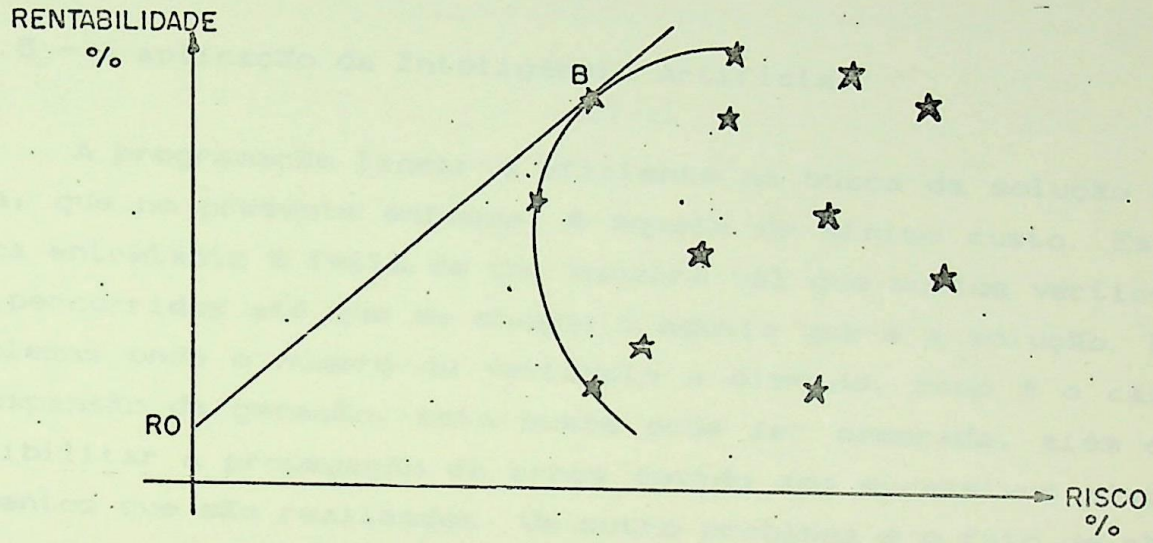


FIGURA 2.3 - Plano cartesiano, associando riscos e rentabilidade das variadas opções de expansão.

A envoltória contém os pontos (combinações rentabilidade risco) mais eficientes [Elton & Gruber, 1987], significando que qualquer outro ponto dentro desta fronteira será menos eficiente. Se, agora, existir uma opção de investimento sem risco, com uma rentabilidade Ro, sob o ponto de vista financeiro o investimento ótimo corresponderá a qualquer ponto que se encontre sobre a reta que passa pelos pontos Ro e B. Esta reta define a relação entre rentabilidade e risco exigida pelos investidores. Isto é, à medida que cresce o risco, exige-se maior rentabilidade, como uma espécie de "prêmio". A escolha do ponto onde irá se trabalhar, sobre a referida reta, dependerá da "utilidade do indivíduo" [Picard, 1990].

Observando, agora, a realidade do setor elétrico, pode-

se dizer que a opção de investimento adequada seria aquela correspondente ao ponto B. Isto porque não se visualiza, a princípio, uma opção sem risco, como os bônus do governo ou caderneta de poupança (este ponto poderia corresponder, também, à taxa de atualização, fixada por alguns governos). Finalmente, o ponto B será o escolhido, definindo o caminho para a expansão do parque gerador, pois os outros pontos da reta corresponderão a uma combinação linear entre Ro e B, com variados pesos. Esta combinação linear não se aplica ao caso presente, pois cada ponto da curva de eficiência, ou interno a esta, corresponde a um investimento determinado, não fracionável.

2.2.6 - A aplicação da Inteligência Artificial

A programação linear é eficiente na busca da solução ótima, que no presente enfoque, é aquela de mínimo custo. Esta busca entretanto é feita de uma maneira tal que muitos vértices são percorridos até que se chegue a aquele que é a solução. Em problemas onde o número de variáveis é elevado, como é o caso da expansão da geração, esta busca pode ser demorada, além de possibilitar a propagação de erros devido aos sucessivos pivoteamentos que são realizados. Um outro problema é o fato de não ser possível incorporar uma variação discreta de variáveis, como seria desejável, por exemplo, no incremento de capacidade das usinas candidatas.

A solução para estes problemas pode ser encontrada utilizando-se um sistema especialista, onde o uso da PL é feita de uma maneira muito mais eficiente. Basicamente este sistema utiliza a experiência do planejador, que pode estabelecer regras que orientam de uma maneira eficaz a busca do ótimo. É possível, portanto, estabelecer, dentro de um conjunto de soluções viáveis, uma região onde a possibilidade de alí se encontrar a solução é maior. O estabelecimentos destas regras heurísticas [PEARL, 1984] permite que aqueles pontos que, apesar de matemáticamente pertencerem ao conjunto de pontos viáveis, não encontram relação com a prática, tenham um peso pequeno durante a busca do ótimo.

Já se dispõem hoje, de metodologias eficientes que in-

corporam estes conceitos e que tem se mostrado bastante eficientes, indicando ser um bom caminho a ser seguido. ZIMMERMAN [1984] propõe uma metodologia, que em linhas gerais é a seguinte:

- os objetivos são reformulados em conjutos difusos (em inglês, "fuzzy sets"). O grau de pertinência indica o nível com que um objetivo é satisfeito: quanto maior o grau de pertinência , maior é a satisfação com a solução. As restrições são também modeladas em conjuntos difusos. Desta maneira, o sistema pode ser representado com uma maior precisão e a solução obtida estará próxima daquela que seria encontrada de maneira convencional. Na formulação tradicional as soluções estão dentro dos limites dados pelas restrições e qualquer pequeno desvio da linearidade irá mover as soluções para fora da região de viabilidade. A melhor solução é aquela que maximiza o menor objetivo ou restrição satisfeita conforme determinado pelo grau de pertinência da função do conjunto difuso.

TOMSOVIC [1991] propõe a aplicação deste método para a solução do problema do fluxo de carga em linhas de transmissão e que pode ser também aplicado, desde que devidamente adaptado, ao caso da expansão da geração.

CAPÍTULO 3

O MODELO MATEMÁTICO

3 - O MODELO MATEMATICO

A seguir será feita a descrição do modelo matemático adotado para a solução do problema de otimização da expansão de um parque gerador hidrotérmico. A solução é obtida utilizando-se a técnica da programação linear, onde o algorítimo simplex revisado é utilizado.

A programação linear foi escolhida devido a facilidade da sua implementação em um programa computacional, além de produzir resultados satisfatórios quando utilizada no planejamento de longo prazo, quando algumas simplificações podem ser feitas sem que seja alterada de forma significativa a formulação do problema inicial.

Para que a programação linear seja aplicada é preciso que a modelagem matemática do problema seja feita obedecendo à condições pré-estabelecidas. Assim, se faz necessária a existencia de uma função objetivo, de uma matriz de restrições e de vetores que contenham os limites inferiores e superiores das variáveis e das restrições. O modelo portanto coloca o problema na seguinte forma :

$$\text{Min} \sum_{j=1}^{n} C_j \cdot x_j \qquad (3.1)$$

$$\text{sujeito a :} \quad b_l \leq Ax \leq b_u$$

$$x_l \leq x \leq x_u$$

onde:

x_j = variável j;

C_j = coeficiente da variável X_j;

A = matriz que contém os coeficientes das restrições;

b_l = vetor que contém os limites inferiores das restrições;

b_u = vetor que contém os limites superiores das restrições;

x_l = vetor que contém os limites inferiores das variáveis;

x_u = vetor que contém os limites superiores das variáveis.

De posse desses elementos, o algoritmo simplex revisado pode ser utilizado. A solução obtida é um vetor que contém os valores de cada variável, a chamada solução primal. A partir desta solução primal pode-se, através de cálculos simples, chegar ao plano de expansão ótimo.

A solução primal de um problema de programação linear vem acompanhada do seu dual [SACAROVITCH, 1971], que será utilizado para obter-se os valores dos custos marginais do sistema em estudo.

O custo marginal pode ser definido, de uma maneira geral, como o custo marginal de todos os ajustes realizados no plano de expansão e na operação do sistema, devido a um crescimento marginal da demanda, que é sustentado no futuro. O modelo proposto neste trabalho trata simultaneamente a expansão e a operação do sistema. Assim, um aumento marginal na demanda de ponta e um aumento na demanda de energia, ambos garantidos por restrições adequadas, causarão ajustes na expansão e operação do sistema.

Este ajuste pode ser medido pelos valores das variáveis duais dessas restrições de atendimento da demanda de ponta e da demanda de energia.

3.1 - A Função Objetivo

A modelagem tem como finalidade estabelecer o cronograma de expansão de um sistema hidrotérmico de geração de energia elétrica de tal maneira que, ao menor custo possível, todas as restrições, sejam elas de ordem técnica, econômica ou política, sejam atendidas simultaneamente. A função objetivo é uma função linear cujos coeficientes, neste caso, são os custos atribuídos a cada variável.

Os custos são divididos em dois tipos. Um tipo é o custo relativo ao incremento de capacidade da geração; o outro tipo é o custo relativo à geração de energia elétrica, que compreende

gastos com combustível nas usinas termoelétricas e o gasto com a manutenção das usinas em geral.

O horizonte de planejamento, que é o intervalo de tempo dentro do qual se deseja estudar a expansão do sistema, é dividido em períodos. Os períodos adotados podem ser meses, semestres, anos ou períodos anuais sazonais. A modelagem foi concebida de maneira a ser capaz de analisar sistemas que contenham (simultaneamente ou não) os seguintes tipos de elementos:

a) Usinas hidroelétricas candidatas: são aquelas usinas hidroelétricas que estão apenas projetadas, sendo portando candidatas a serem construídas. A sigla "hc" será utilizada para referenciá-las;

b) Usinas hidroelétricas existentes: são aquelas usinas hidroelétricas já construidas e que estão em operação no início do horizonte de planejamento. A sigla "he" será utilizada para referenciá-las;

c) Usinas hidroelétricas mistas: são aquelas usinas hidroelétricas já construídas ou em construção mas que entram em funcionamento durante o horizonte de planejamento devido a planejamentos anteriores. Estas usinas podem ser ampliadas ou completadas. A sigla "hm" será utilizada para referenciá-las;

d) Usinas termoelétricas candidatas: são aquelas usinas termoelétricas que estão projetadas, sendo portanto candidatas à serem construídas. A sigla "tc" será utilizada para referenciá-las;

e) Usinas termoelétricas existentes: são aquelas usinas termoelétricas já construídas e que estão em operação no início do horizonte de planejamento. A sigla "te" será utilizada para referenciá-las;

f) Linhas de transmissão candidatas: são aquelas linhas de transmissão projetadas que poderão interligar o sistema em estudo com outro sistema, permitindo a importação ou a exportação de energia. A sigla "lc" será utilizada para referenciá-las.

g) Linhas de transmissão existentes: são aquelas linhas de transmissão que estão em operação no início do horizonte de planejamento e que interligam o sistema em estudo com outro sistema, permitindo a importação ou exportação de energia. A sigla "le" será utilizada para referenciá-las;

h) Reservatórios existentes: são aqueles reservatórios de usinas hidroelétricas existentes que pertencem a outros sistemas, diferentes do sistema em estudo e que estão hidraulicamente acoplados a ele. A sigla "re" será utilizada para referenciá-los.

Além de trabalhar com os elementos citados anteriormente, a modelagem também incorpora o conceito de déficit de energia e déficit de ponta. Um outro conceito importante é o da sub-divisão do período em período de ponta e período fora de ponta o que permite incorporar custos diferenciados para estes diferentes períodos, não podendo ser negligenciada tal diferenciação, sob pena de o modelo matemático perder uma sensibilidade importante, principalmente para estudos tarifários.

Uma linha de transmissão existente cujo objetivo é importar energia para o sistema em estudo é incorporada ao modelo como se fosse uma usina termoelétrica existente. Se a linha é candidata e o objetivo é importar energia, então ela é incorporada como se fosse uma usina termoelétrica candidata.

Uma linha de transmissão existente cujo objetivo é exportar energia do sistema em estudo é incorporada ao modelo fazendo-se com que a energia exportada por ela (na ponta e fora da ponta) em um dado período seja considerada como um aumento respectivo na demanda de energia desse período.

A exportação de energia na ponta provoca também um aumento na demanda de ponta a ser atendida no respectivo período em que ocorreu essa exportação. Esse aumento é calculado dividindo-se a energia exportada na ponta pelo número de horas de ponta do período em que ocorreu a exportação e é incorporado ao modelo através da restrição de atendimento da demanda de ponta.

As usinas hidroelétricas e os reservatórios possuem uma variável que representa a água que passou pela barragem sem gerar energia alguma, ou seja, a água vertida. Como será visto

mais adiante, esta variável será muito importante para que se possa fazer o controle do nível do reservatório (das usinas ou do reservatório propriamente dito).

A função objetivo é portanto:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{T} \left[\sum_{hc=1}^{Nhc} \left\{ Cti_{(hc,t)} \cdot I_{(hc,t)} + Ctg^{P}_{(hc,t)} \cdot E^{P}_{(hc,t)} + Ctg^{F}_{(hc,t)} \cdot E^{F}_{(hc,t)} + Ctv_{(hc,t)} \cdot E^{V}_{(hc,t)} \right\} + \right.$$

$$\sum_{hm=1}^{Nhm} \left\{ Cti_{(hm,t)} \cdot I_{(hm,t)} + Ctg^{P}_{(hm,t)} \cdot E^{P}_{(hm,t)} + Ctg^{F}_{(hm,t)} \cdot E^{F}_{(hm,t)} + Ctv_{(hm,t)} \cdot E^{V}_{(hm,t)} \right\} +$$

$$\sum_{he=1}^{Nhe} \left\{ Ctg^{P}_{(he,t)} \cdot E^{P}_{(he,t)} + Ctg^{F}_{(he,t)} \cdot E^{F}_{(he,t)} + Ctv_{(he,t)} \cdot E^{V}_{(he,t)} \right\} + \sum_{re=1}^{Nre} \left\{ Ctv_{(re,t)} \cdot V_{(re,t)} \right\} +$$

$$\left. \sum_{tc=1}^{Ntc} \left\{ Cti_{(tc,t)} \cdot I_{(tc,t)} + Ctg^{P}_{(tc,t)} \cdot E^{P}_{(tc,t)} + \right. \right.$$

$$Ctg^{F}_{(tc,t)} \cdot E^{F}_{(tc,t)} \Big] +$$

$$\sum_{te=1}^{Nte} \Big[Ctg^{P}_{(te,t)} \cdot E^{P}_{(te,t)} + Ctg^{F}_{(te,t)} \cdot E^{F}_{(te,t)} \Big] +$$

$$\sum_{lc_{in}=1}^{Nlc_{in}} \Big[Cti_{(lc,t)} \cdot I_{(lc,t)} + Ctin^{P}_{(lc,t)} \cdot Ein^{P}_{(lc,t)} + Ctin^{F}_{(lc,t)}$$

$$\cdot \; Ein^{F}_{(lc,t)} \Big] + \sum_{lc_{ex}=1}^{Nlc_{ex}} \Big[Cti_{(lc,t)} \cdot I_{(lc,t)} +$$

$$Ctex^{P}_{(lc,t)} \cdot Eex^{P}_{(lc,t)} + Ctex^{F}_{(lc,t)} \cdot Eex^{F}_{(lc,t)} \Big] +$$

$$\sum_{le_{in}=1}^{Nle_{in}} \Big[Ctin^{P}_{(le,t)} \cdot Ein^{P}_{(le,t)} + Ctin^{F}_{(le,t)} \cdot Ein^{F}_{(le,t)} \Big] +$$

$$\sum_{le_{ex}=1}^{Nle_{ex}} \Big[Ctex^{P}_{(le,t)} \cdot Eex^{P}_{(le,t)} + Ctex^{F}_{(le,t)} \cdot Eex^{F}_{(le,t)} \Big] +$$

$$Ctd_{(t)} \cdot Id_{(t)} + Ctde^{P}_{(t)} \cdot Ede^{P}_{(t)} + Ctde^{F}_{(t)} \cdot Ede^{F}_{(t)} \Big] \qquad (3.2)$$

onde,

T = número de períodos do horizonte de planejamento;

t = t-ésimo período dentro do horizonte de planejamento;

Nxx = número de elementos do tipo xx que entram no estudo, onde xx pode ser hc, he, hm, tc, te, lc, le ou re;

in = identifica as linhas de transmissão cujo objetivo é importar energia;

ex = identifica as linhas de transmissão cujo objetivo é exportar energia;

$Cti_{(xx,t)}$ = custo unitário do incremento do elementos tipo xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm, tc ou lc [$/MW];

$Ctd_{(t)}$ = custo unitário do déficit de ponta no período t [$/MW];

$Ctg^{P}_{(xx,t)}$ = custo da geração na ponta do elemento xx, no período, onde xx pode ser hc, he, hm, tc, te, lc ou le [$/MWh];

$Ctg^{F}_{(xx,t)}$ = custo da geração fora da ponta do elemento xx, no período t, onde xx pode ser hc, he, hm, tc, te, lc ou le [$/MWh];

$Ctin^{P}_{(xx,t)}$ = custo da importação na ponta da linha xx no período t, onde xx pode ser lc, ou le [$/MWh];

$Ctin^{F}_{(xx,t)}$ = custo da importação fora da ponta da linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [$/MWh];

$Ctex^{P}_{(xx,t)}$ = custo da exportação na ponta da linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [$/MWh];

$Ctex^{F}_{(xx,t)}$ = custo da exportação fora da ponta de linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [$/MWh];

$Ctde^{P}_{(t)}$ = custo do déficit de energia na ponta no período t [$/MWh];

$Ctde^{F}_{(t)}$ = custo do défict de energia fora da ponta do período [$/MWh];

$I_{(xx,t)}$ = incremento de capacidade do elemento xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm, tc ou lc [MW];

$Id_{(t)}$ = déficit de ponta no período t [MW];

$E^{P}_{(xx,t)}$ = energia gerada na ponta pelo elemento xx, no período t, onde xx pode ser hc, he, hm, tc, te, lc ou le [MWh];

$E^{F}_{(xx,t)}$ = energia gerada fora da ponta pelo elemento xx, no período t, onde xx pode ser he, hc, hm, tc, te, lc ou le [MWh];

$Ein^{P}_{(xx,t)}$ = energia importada na ponta pela linha xx, no período t, onde xx pode ser lc ou le [MWh];

$Ein^{F}_{(xx,t)}$ = energia importada fora da ponta pela linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [MWh];

$Eex^{P}_{(xx,t)}$ = energia exportada na ponta pela linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [MWh];

Eex^{F} = energia exportada fora da ponta pela linha xx no período t, onde xx pode ser lc ou le [MWh];

$Ede^{P}_{(t)}$ = déficit de energia na ponta no período t [MWh];

$Ede^{F}_{(t)}$ = déficit de energia fora da ponta no período t [MWh];

$Ctv_{(xx,t)}$ = coeficiente nulo, necessário ao modelo, que multiplica a energia vertida pelo elemento xx no período t, onde xx pode ser hc, he, hm ou re;

$V_{(re,t)}$ = volume de água vertido pelo elemento re no período t [Mm^3];

$E^{V}_{(xx,t)}$ = energia vertida pelo elemento xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm ou he [MWh];

3.2 - A Matriz De Restrições

Como dito anteriormente, a modelagem deve ser capaz de representar adequadamente as diversas restrições às quais está sujeito um sistema hidrotérmico de geração. Assim, para cada tipo de elemento, teremos as correspondentes restrições, apresentadas a seguir.

3.2.1 - O limite de geração

As variáveis relacionadas com a geração de energia possuem um limite superior, que não poderá em hipótese alguma ser ultrapassado. Este limite é dado pelo produto da capacidade instalada na usina (ou linha) no período (ponta e fora de ponta) pelo respectivo número de horas deste período. No caso das usinas e linhas existentes o valor da capacidade instalada em cada período já é conhecido de antemão. No caso das usinas e linhas candidatas o valor da capacidade instalada é dado período à período, pelo somatório dos incrementos ocorridos naquela usina ou linha, desde o primeiro período até o período em questão.

Por fim, existe ainda o caso da usina hidroelétrica mista: neste caso a capacidade instalada no período é dada pela soma da capacidade instalada no início do horizonte de planejamento com o somatório dos incrementos ocorridos naquela usina desde o primeiro período até o período em questão.

O limite inferior para as usinas hidroelétricas, linhas de transmissão e termoelétricas candidatas é zero, mas para as termoelétricas existentes este valor pode ser diferente de zero, pois tem-se o caso das termoelétricas nucleares que possuem um limite mínimo de carregamento abaixo do qual elas não devem operar. Desta forma o limite inferior para estas usinas é dado pelo produto da potência mínima admissível pelo respectivo número de horas do período correspondente.

Os reservatórios não estão incluídos nestas restrições pois os seus limites dependem do volume e não da energia.

Matematicamente tem-se, para usinas hidro e termoelétricas existentes,

$$E^{P}_{(xx,t)} \leq C_{(xx,t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (3.3)$$

$$E^{F}_{(xx,t)} \leq C_{(xx,t)} \cdot Dtf_{(t)} \qquad (3.4)$$

para usinas hidro e termoelétricas candidatas,

$$E^{P}_{(xx,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(xx,s)} \cdot Dtp_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.5)$$

$$E^{F}_{(xx,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(xx,s)} \cdot Dtf_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.6)$$

para usinas hidroelétricas mistas,

$$E^{P}_{(xx,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(xx,s)} \cdot Dtp_{(t)} \leq C_{inst(hm)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (3.7)$$

$$E^{F}_{(xx,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(xx,s)} \cdot Dtf_{(t)} \leq C_{inst(hm)} \cdot Dtf_{(t)} \qquad (3.8)$$

para linhas existentes,

$$E^{P}_{in(le,t)} \leq C_{(le,t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (3.9)$$

$$E^{F}_{in(le,t)} \leq C_{(le,t)} \cdot Dtf_{(t)} \qquad (3.10)$$

$$E^{P}_{ex(le,t)} \leq C_{(le,t)} \cdot Dtp_{(p)} \qquad (3.11)$$

$$E^{F}_{ex(le,t)} \leq C_{(le,t)} \cdot Dtf_{(p)} \qquad (3.12)$$

e para linhas candidatas,

$$E^{P}_{in(lc,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(lc,s)} \cdot Dtp_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.13)$$

$$E^{F}_{in(lc,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(lc,s)} \cdot Dtf_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.14)$$

$$E^{P}_{ex(lc,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(lc,s)} \cdot Dtp_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.15)$$

$$E^{F}_{ex(lc,t)} - \sum_{s=1}^{t} I_{(lc,s)} \cdot Dtf_{(t)} \leq 0.00 \qquad (3.16)$$

para t=1,...,T

onde,

$Dtp_{(t)}$ = intervalo de tempo total correspondente a ponta no período t [horas];

$Dtf_{(t)}$ = intervalo de tempo total correspondente a fora de ponta no período t [horas];

$C_{(xx,t)}$ = capacidade instalada da usina xx no período t, onde xx pode ser hm, hc, te ou lc [MW];

$C_{inst(hm)}$ = capacidade instalada no início do horizonte de planejamento na usina hidroelétrica mista [MW];

3.2.2 - O limite de capacidade

A fim de que uma usina ou linha candidata não receba incrementos cuja soma ao final de qualquer período ultrapasse o limite de capacidade estipulado para este período, faz-se ne-

cessária a existência de uma restrição. Esta restrição é denominada limite de capacidade. No caso específico das usinas hidroelétricas mistas, a soma dos incrementos não deve ser superior à diferença entre a capacidade máxima e a capacidade instalada no início do horizonte de planejamento.

Matematicamente, para usinas e linhas candidatas tem-se,

$$\sum_{s=1}^{t} I_{(xx,s)} \leq C_{(xx,t)} \qquad \text{para } t=1,\ldots,T \qquad (3.17)$$

e para usinas hidroeléticas mistas,

$$\sum_{s=1}^{t} I_{(hm,s)} \leq C_{(hm,t)} - C_{inst(hm)} \qquad \text{para } t=1,\ldots,T \qquad (3.18)$$

3.2.3 - A demanda de energia

Um sistema de geração de energia elétrica tem como função suprir a demanda de energia que lhe é solicitada. O suprimento desta demanda se faz pelas usinas existentes no sistema e também pela possível importação de energia de outros sistemas via linhas de transmissão. Se ainda assim a energia não for suficiente para suprir a demanda o modelo então lança mão de um artifício que permite que a demanda seja aparentemente suprida. Este artifício é o déficit de energia, que no modelo funciona semelhantemente a uma usina termoelétrica, onde, no entanto não se limita a geração de energia. O déficit funciona portanto como uma usina de "folga" (tal qual uma barra "swing" no estudo de fluxo de carga).

Matematicamente, tem-se,

$$\sum_{hc=1}^{Nhc}\left[E^{P}_{(hc,t)}\right] + \sum_{hm=1}^{Nhm}\left[E^{P}_{(hm,t)}\right] + \sum_{he=1}^{Nhe}\left[E^{P}_{(he,t)}\right] +$$

$$\sum_{tc=1}^{Ntc}\left[E^{P}_{(tc,t)}\right] + \sum_{te=1}^{Nte}\left[E^{P}_{(te,t)}\right] + \sum_{lc_{in}=1}^{Nlc_{in}}\left[E^{P}_{in(lc,t)}\right] +$$

$$\sum_{le_{in}=1}^{Nle_{in}} \left[E^{P}_{in(le,t)} \right] - \sum_{lc_{ex}=1}^{Nlc_{ex}} \left[E^{P}_{ex(lc,t)} \right] -$$

$$\sum_{le_{ex}=1}^{Nle_{ex}} \left[E^{P}_{ex(le,t)} \right] = Dp_{(t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (3.19)$$

$$\sum_{hc=1}^{Nhc} \left[E^{F}_{(hc,t)} \right] + \sum_{hm=1}^{Nhm} \left[E^{F}_{(hm,t)} \right] + \sum_{he=1}^{Nhe} \left[E^{F}_{(he,t)} \right] +$$

$$\sum_{tc=1}^{Ntc} \left[E^{F}_{(tc,t)} \right] + \sum_{te=1}^{Nte} \left[E^{F}_{(te,t)} \right] + \sum_{lc_{in}=1}^{Nlc_{in}} \left[E^{F}_{in(lc,t)} \right]$$

$$+ \sum_{le_{in}=1}^{Nle_{in}} \left[E^{F}_{in(le,t)} \right] - \sum_{lc_{ex}=1}^{Nlc_{ex}} \left[+ E^{F}_{ex(lc,t)} \right]$$

$$- \sum_{le_{ex}=1}^{Nle_{ex}} \left[E^{F}_{ex(le,t)} \right] = De_{(t)} - Dp_{(t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (3.20)$$

onde,

$De_{(t)}$ = demanda de energia no período t [MWh].

As equações 3.19 e 3.20 estabelecem uma relação entre a demanda de ponta e demanda de energia na ponta, já que não é possível "produzir-se" apenas potência sem gerar energia e nem energia sem associar-se a esta uma potência. A relação entre a energia e a potência a ela associada no tempo é dada pela curva de carga do sistema. A figura 3.1 ilustra como são calculadas as demandas de energia na ponta e fora da ponta em um período dados a demanda de ponta e a demanda total de energia neste período.

Note-se que os dois últimos termos das equações são negativos. Isto se deve ao fato das linhas de transmissão serem

capazes de exportar energia, o que é encarado pelo modelo como um aumento na demanda prevista de energia.

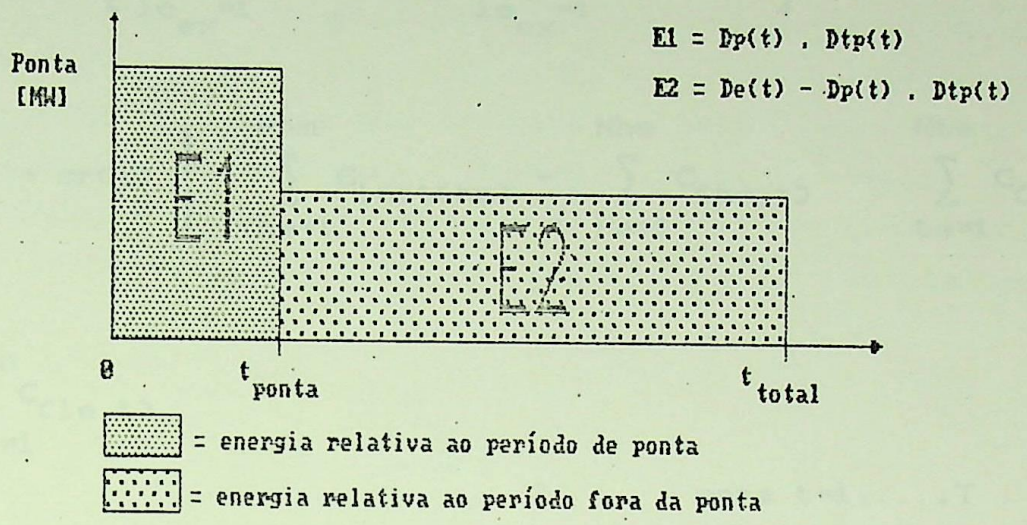


FIGURA 3.1 - A demanda de energia na ponta e fora da ponta.

3.2.4 - A demanda de ponta

Um sistema de geração de energia elétrica deve ser capaz de suprir a demanda de ponta que lhe é solicitada. Caso isto não ocorra, deverá ser feito o corte de carga, o que não é, de maneira geral, desejável. A capacidade instalada total em cada período deve ser portanto no mínimo igual a demanda de ponta que é solicitada pelo sistema. Assim como ocorreu com a demanda de energia o modelo lança mão de um artifício que permite que esta demanda de ponta seja aparentemente suprida, caso a capacidade instalada total no período não seja suficiente. Este artifício é o déficit de ponta. O déficit, como se vê, no modelo funciona de modo semelhante a uma termoelétrica candidata, onde não existem restrições para as variáveis de energia e de ponta.

Matematicamente, tem-se,

$$\sum_{s=1}^{t} \left[\sum_{hc=1}^{Nhc} I_{(hc,s)} + \sum_{hm=1}^{Nhm} I_{(hm,s)} + \sum_{tc=1}^{Ntc} I_{(tc,s)} + \sum_{lc_{in}=1}^{Nlc_{in}} I_{(lc,s)} \right]$$

$$+ Id_{(t)} - \left[\sum_{lc_{ex}=1}^{Nlc_{ex}} E^{P}_{ex(lc,t)} + \sum_{le_{ex}=1}^{Nle_{ex}} E^{P}_{ex(le,t)} \right] / Dtp_{(t)} \geq Dp_{(t)}$$

$$\cdot \left[1 + mr_{(t)} \right] - \sum_{hm=1}^{Nhm} C_{inst(hm)} - \sum_{he=1}^{Nhe} C_{(he,t)} - \sum_{te=1}^{Nte} C_{(te,t)}$$

$$- \sum_{le_{in}=1}^{Nle_{in}} C_{(le,t)} \qquad (3.21)$$

para t=1,...,T

onde,

$Dp_{(t)}$ = demanda de ponta no período t [MW];

$mr_{(t)}$ = margem de reserva no período t.

Note-se que a possível exportação de energia na ponta faz com que a demanda de ponta aumente também, o que é bem razoável de se considerar.

3.2.5 - Limite nos armazenamentos máximo e mínimo de um reservatório e o acoplamento hidráulico.

Um reservatório de uma usina hidroelétrica está sempre sujeito a dois limites. Um é o nível de armazenamento máximo de água, que é dado pela capacidade de armazenamento do reservatório e o seu desrespeito levará ao transbordamento do mesmo. O outro é o nível de armazenamento mínimo, que é o limite de armazenamento abaixo do qual a usina não deve operar. A diferença entre os dois é conhecida como volume útil do reservatório. A operação da usina deve ser tal que estes dois limites nunca sejam ultrapassados.

O volume de água que chega a um reservatório, que é o volume afluente, é composto pela parcela que sai dos reservatórios, imediatamente a montante deste e pela parcela das outras contribuições que não saíram de nenhum reservatório imediatamente a montante, parcela esta conhecida como volume incremen-

tal. O volume de água que sai de um reservatório (volume de jusante) é composto pela soma do que é turbinado com o que vertido. A figura 3.2 ilusta o que foi dito.

A interligação existente entre os reservatórios das usinas de uma cascata é conhecida como acoplamento hidráulico. Este acoplamento permite que se faça um melhor aproveitamento e manejo da água disponível, trazendo consigo um grande número de benefícios. O modelo matemático deve então ser capaz de representar de forma adequada estas características importantes.

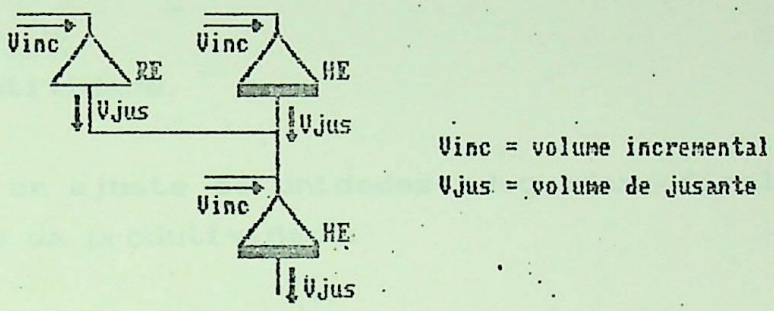


FIGURA 3.2 - O acoplamento hidráulico entre usinas.

As variáveis com as quais o modelo trabalha são as energias geradas na ponta, fora de ponta e energia vertida (que não é contabilizada para a geração). Esta restrição trabalha com volumes e surge então a necessidade de converter energia em volume. Esta conversão é feita através de um fator chamado produtividade, que é obtido em função da altura líquida de queda disponível e do rendimento do grupo gerador. Assim ,

$$P = 9{,}81 \cdot Q \cdot H_L \cdot \eta \qquad (3.22)$$

onde,

P = potência [KW];

$9{,}81$ = aceleração da gravidade [m/s^2];

Q = vazão turbinada [m^3/s];

H_L = altura líquida de queda [m];

η = rendimento do grupo gerador.

Sabendo-se que

$$E = P \cdot Dte \qquad (3.23)$$

onde,

E = energia [KWh] e

Dte = intervalo de tempo de um dado período [horas],

pode-se dizer que:

$$E = 9,81 \cdot Q \cdot H_L \cdot \eta \cdot Dte \qquad (3.24)$$

O produto Q . Dte representa o volume de água associado à energia. O coeficiente produtividade é, então,

$$Pd = 9,81 \cdot H_L \cdot \eta \qquad (3.25)$$

onde,

Pd = produtividade.

Após um ajuste de unidades adequadas, finalmente chega-se a equação da produtividade:

$$Pd_{(xx,t)} = 2,725 \cdot H_{L(xx,t)} \cdot \eta_{(xx,t)} \qquad (3.26)$$

onde

$Pd_{(xx,t)}$ = produtividade da usina xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm ou he [MWh/Mm^3];

2,725 = fator de ajuste de unidades [$MWh/Mm^3 . m$];

H_L = altura líquida de queda [m];

$\eta_{(xx,t)}$ = rendimento da usina xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm ou he.

Note-se que $Pd_{(xx,t)}$ é função de $H_{L(xx,t)}$ e do rendimento do conjunto gerador $\eta_{(xx,t)}$ que é também função de $H_{L(xx,t)}$. $H_{L(xx,t)}$ é função do volume armazenado e do volume de jusante (o que não é considerado neste trabalho) e pode variar significativamente entre um período e outro. Caso esta variação não possa ser de alguma forma incorporada ao modelo corre-se o risco de trabalhar-se com produtividades incoerentes com os volumes armazenados nos reservatórios e consequentemente ter-se-á uma errônea relação entre a energia hidráulica e a energia elétrica.

A produtividade em função do volume pode ser expressa por uma equação que representa a curva cota-volume multiplicada

pelo rendimento associado a cada altura correspondente, obtendo-se uma curva típica dada pela figura 3.3.

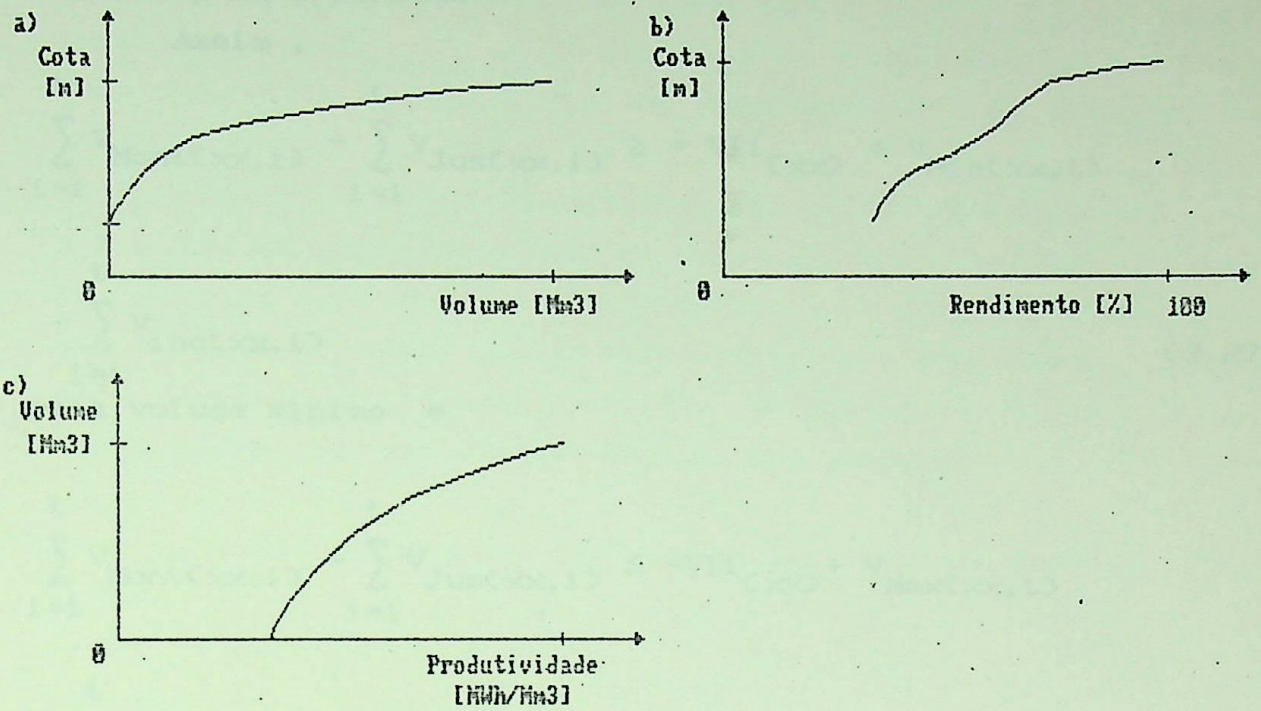


FIGURA 3.3 - Curvas típicas das relações cota x volume, rendimento x altura líquida de queda e produtividade x volume.

De posse desta curva, obtida para cada reservatório, pode-se saber o valor da produtividade em função do volume armazenado.

O modelo, na primeira iteração, estabelece um valor igual para todas a produtividade de todos os períodos de uma dada usina. Esta produtividade inicial é obtida considerando-se como volume contido no reservatório ao longo de todo plano de expansão a média entre o volume inicial e o volume útil do reservatório, que são dados conhecidos "a priori".

Após a primeira iteração, a produtividade média de cada usina é calculada em função dos volumes contidos no reservatório ao longo de todo o horizonte de planejamento. Caso a diferença entre a produtividade recalculada e a inicial escolhida seja superior a uma dada tolerância, uma nova iteração é feita utilizando-se os novos valores de produtividade obtidos e ao final desta nova iteração outra verificação é feita e assim até que todas as produtividades estejam dentro da tolerância, quan-

do o processo é então interrompido.

São necessárias duas restrições para que o modelo mantenha os volumes dentro dos limites de volume máximo e mínimo estabelecidos para o período.

Assim ,

$$\sum_{i=1}^{t} V_{Mont(xx,i)} - \sum_{i=1}^{t} V_{Jus(xx,i)} \geq - Vli_{(xx)} + V_{Min(xx,t)} - \sum_{i=1}^{t} V_{inc(xx,i)} \qquad (3.27)$$

para volume mínimo e

$$\sum_{i=1}^{t} V_{Mont(xx,i)} - \sum_{i=1}^{t} V_{Jus(xx,i)} \leq -Vli_{(xx)} + V_{Max(xx,t)} - \sum_{i=1}^{t} V_{inc(xx,i)} \qquad (3.28)$$

para volume máximo, onde, para t=1,...,T

$V_{Mont(xx,i)}$ = volume de montante do elemento xx no período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3];

$V_{Jus(xx,i)}$ = volume de jusante do elemento xx no período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3];

$Vli_{(xx)}$ = volume inicial do elemento xx, onde xx pode ser hc, hm ,he ou re [Mm^3];

$V_{inc(xx,t)}$ = volume incremental do elemento xx no período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3];

$V_{Min(xx,t)}$ = volume mínimo que deve estar contido no reservatório do elemento xx ao fim do período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3];

$V_{Max(xx,t)}$ = volume máximo que pode estar contido no reservatório do elemento xx ao fim do período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3].

As restrições 3.27 e 3.28 permitem que se possa fazer um controle nos níveis dos reservatórios. Tal característica é de

grande utilidade quando tem-se a necessidade de se controlar o nível de um reservatório a fim de que sejam satisfeitas certas restrições específicas deste reservatório. Quando entretanto não existirem tais restrições deve-se fazer $V_{Max(xx,t)}$ igual ao volume útil e $V_{Min(xx,t)}$ igual a zero para todos os períodos. Note-se que o volume morto do reservatório não é considerado neste trabalho.

As duas restrições anteriores estão em função dos volumes a fim de que possam ser facilmente interpretadas. No entanto, como já mencionado anteriormente, as variáveis envolvidas são energias, sendo necessário então que uma forma um pouco mais complexa das restrições seja utilizada para que o acoplamento hidráulico seja efetivamente representado.

Assim tem-se,para cada usina xx, onde xx pode ser hc, hm ou he,

$$\sum_{i=1}^{Nm} \left[Pd_{(xx,t)} / Pd_{(yy,t)} \cdot \sum_{i=1}^{t} \left(E^{P}_{(yy,t)} + E^{F}_{(yy,t)} + E^{V}_{(yy,t)} \right) \right] -$$

$$\left[\sum_{i=1}^{t} \left(E^{P}_{(xx,t)} + E^{F}_{(xx,t)} + E^{V}_{(xx,t)} \right) \right] \geq (V_{Min(xx,t)} - Vli).$$

$$Pd_{(xx,t)} - \sum_{i=1}^{t} V_{inc(xx,t)} \cdot Pd_{(xx,t)} \qquad \text{para } t=1,\ldots,T \qquad (3.29)$$

$$\sum_{i=1}^{Nm} \left[Pd_{(xx,t)} / Pd_{(yy,t)} \cdot \sum_{i=1}^{t} \left(E^{P}_{(yy,t)} + E^{F}_{(yy,t)} + E^{V}_{(yy,t)} \right) \right] -$$

$$\left[\sum_{i=1}^{t} \left(E^{P}_{(xx,t)} + E^{F}_{(xx,t)} + E^{V}_{(xx,t)} \right) \right] \leq (V_{Max(xx,t)} - Vli).$$

$$Pd_{(xx,1)} - \sum_{i=1}^{t} V_{inc(xx,t)} \cdot Pd_{(xx,t)} \qquad (3.30)$$

para $t=1,\ldots,T$

onde,

Nm = número de usinas imediatamente à montante;

yy = usinas imediatamente a montante onde yy pode ser hc, hm, he ou re.

Percebe-se nestas restrições o que efetivamente é feito. Toda energia que chega ao reservatório xx é adequadamente ajustada de maneira a ter-se o valor correto do volume afluente. No caso desta energia vir de uma usina hidroelétrica imediatamente a montante yy, esta será primeiramente convertida em volume equivalente pelo fator $1/Pd_{(yy,e)}$ e depois convertida em energia afluente ao reservatório pelo fator $Pd_{(xx,t)}$. O volume incremental do período t é também convertido em energia afluente pelo fator $Pd_{(xx,t)}$. Os volumes útil e inicial são convertidos em energia por $Pd_{(xx,1)}$ que é a produtividade do primeiro período.

Caso um elemnto yy seja do tipo re, somente a segunda etapa do processo é realizada, pois as variáveis deste elemento já são volumes. Se o elemento xx for do tipo re e o elemento yy não for do tipo re, somente a primeira etapa do processo é realizada; se yy for do tipo re não é necessária nenhuma conversão pois as variáveis associadas dos elementos re já são volumes.

3.2.6 - O limite de defluência mínima de um reservatório

Muitas vezes por questões técnicas, políticas ou ecológicas a defluência de um reservatório deve ter um valor mínimo, que nunca deverá ser desrespeitado. Como no caso das restrições de volume máximo e mínimo armazenados, o que se tem disponível são as energias defluentes em cada período. Assim se faz necessária a conversão destas energias em volumes afim de que a restrição possa ser adequadamente representada no modelo.

Matematicamente, tem-se,

$$\frac{1}{Pd_{(xx,t)}} \cdot \left[E^{P}_{(xx,t)} + E^{F}_{(xx,t)} + E^{V}_{(xx,t)} \right] \geq V_{min(xx,t)} \qquad (3.31)$$

para t=1,...,T

onde,

$V_{min(xx,t)}$ = volume mínimo de jusante do elemento xx, no período t, onde xx pode ser hc, hm, he ou re [Mm^3].

Os reservatórios podem também estar sujeitos a esta restrição e, lembrando-se que as variáveis deste tipo de elemento são volumes, a restrição 3.31 assumiria a seguinte forma :

$$V_{(re,t)} \geq V_{min(re,t)} \qquad (3.32)$$

3.2.7 - A questão do enchimento prematuro do reservatório de uma usina hidroelétrica candidata.

O modelo como foi exposto até agora não é capaz de evitar que o reservatório de uma usina hidroelétrica candidata seja enchido mesmo antes que qualquer capacidade de geração tenha sido alocada. Este fato é grave, pois está se incluindo um benefício (armazenamento de água) sem considerar-se o respectivo custo, já que este está relacionado com a capacidade instalada.

Matematicamente a solução de este problema é fácil, bastando acrescentar-se a restrição dada por 3.33, que trabalhará em conjunto com as restrições dadas por 3.27 e 3.28. Nesta restrição o fator KX é um número cuja ordem de grandeza é muitas vezes superior aos coeficientes normalmente encontrados na matriz de restrições. Assim, enquanto nenhuma capacidade for alocada a usina o volume contido no reservatório é mantido nulo bastando entretanto uma pequena alocação de capacidade para que o volume possa atingir o volume útil.

O problema de se incorporar esta restrição ao modelo é que o fator KX, sendo muitas vezes maior que os demais coefici-

entes da matriz , impede uma adequada parametrização desta. Tal fato acarreta sérios problemas quando utiliza-se a programação linear em casos onde o número de variáveis e restrições é elevado. Na seção 3.6 deste capítulo discutir-se-a com mais detalhes a importância de uma adequada parametrização da matriz de restrições.

$$- KX \sum_{i=1}^{t} I_{(xx,i)} + \sum_{i=1}^{t} V_{Mont(xx,i)} + \sum_{i=1}^{t} V_{Jus(xx,i)} \leq \sum_{i=1}^{t} V_{Inc(xx,i)} \qquad (3.33)$$

A solução adotada para que esta dificuldade seja superada consiste em executar inicialmente o problema com as restrições de volume máximo e mínimo normais. Após a saída dos resultados, verifica-se a partir de qual período a usina candidata teve alguma capacidade alocada. Executa-se novamente o caso estabelecendo um volume máximo nulo desde o período inicial até o período imediatamente anterior ao período onde foi primeiramente alocada alguma capacidade, repetindo-se o processo até que se obtenha uma convergência nos resultados.

3.3 - O Cálculo Dos Custos

A seguir será apresentada a metodologia utilizada para o cálculo dos custos.

3.3.1 - Custos relativos ao incremento na capacidade de geração

Estes custos são aqueles que ocorrem quando aumentamos a capacidade instalada de uma determinada usina. São portanto os custos de obras civis, equipamentos, indenizações, etc. A unidade adotada para estes custos é o $/kW.

É importante ressaltar que o modelo não incorpora a questão da indivisibilidade do investimento em usinas hidroelétricas. Esta indivisibilidade existe porque quando da instalação do primeiro KW nestas usinas, a quase totalidade das obras civis já está pronta, bem como o sistema de transmissão de energia elétrica.

O modelo assume um custo fixo por KW instalado, para cada usina hidroelétrica candidata ou mista, independentemente de quando ocorreu a instalação, e o custo é então adequadamente referenciado ao instante zero do horizonte de planejamento. Um custo ocorrido no n-ésimo período é considerado como se tivesse ocorrido no início deste n-ésimo período. A figura 3.4a ilustra o que é feito.

A metodologia adotada consiste em transformar cada custo unitário de cada usina (linha) candidata em uma série uniforme adotando-se como referência o instante inicial do período onde este custo ocorreu. O número de parcelas da série uniforme está associada à vida útil da usina. Para as hidroelétricas a vida útil considerada no modelo é de 50 anos e para as termoelétricas e linhas de transmissão considera-se 25 anos.

A série assim obtida é transformada em uma nova série, onde as parcelas que ocorreram após o fim do horizonte de planejamento são abandonadas. Esta nova série é transformada em um custo equivalente ocorrido no início do período e este custo é então referenciado ao início do horizonte de planejamento. A figura 3.4 ilustra o que é feito.

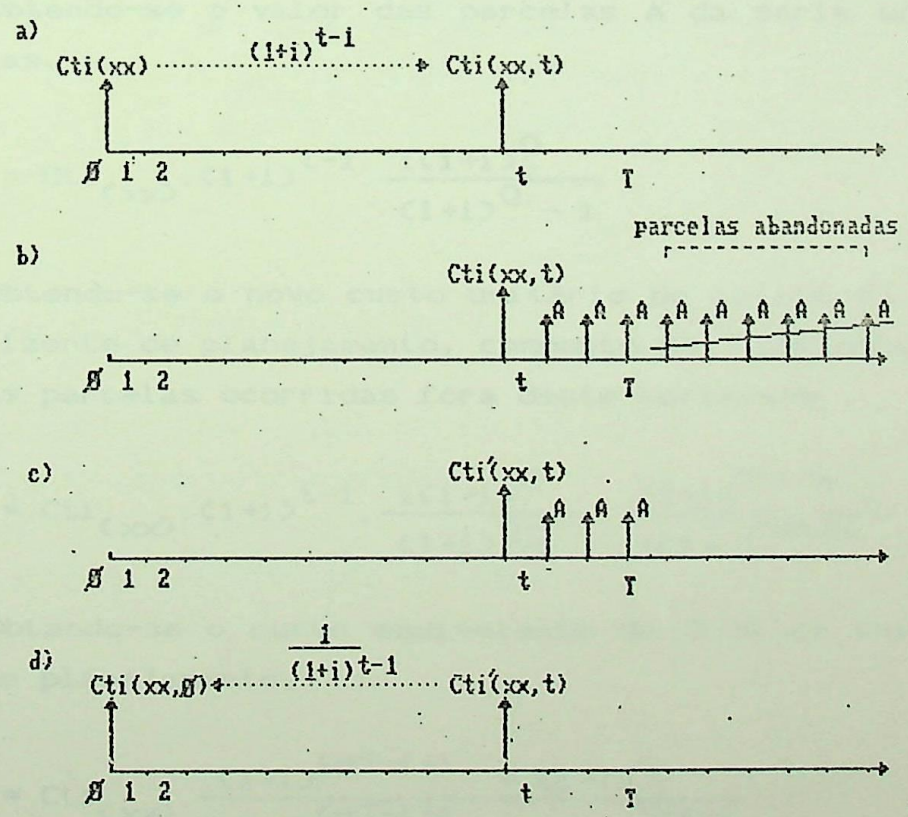


FIGURA 3.4 - Metodologia de cálculo do custo unitário de uma usina (linha) candidata.

onde,

T = instante final do horizonte de planejamento;

ϕ = instante inicial do horizonte de planejamento;

$Cti_{(xx)}$ = custo unitário da usina xx [$/KW];

i = taxa de juros adotada.

O abandono das parcelas ocorridas após o fim do horizonte de planejamento é feito porque os benefícios que poderiam advirem do incremento da geração, responsável pelo custo, não são considerados pelo modelo. Desta forma, os custos ocorridos próximos ao fim do horizonte de planejamento não ficam irrealmente caros, retratando de uma melhor forma a situação "real", que é a de custos menores quanto mais próximo o fim do horizonte de planejamento. Resumindo de forma matemática:

a) Obtendo-se o custo unitário da usina xx no início do período t,.

$$Cti_{(xx,t)} = Cti_{(xx)} \cdot (1+i)^{t-1} \qquad (3.34)$$

b) Obtendo-se o valor das parcelas A da série uniforme de Q parcelas,

$$A = Cti_{(xx)} \cdot (1+i)^{t-1} \cdot \frac{i(1+i)^{Q}}{(1+i)^{Q} - 1} \qquad (3.35)$$

c) Obtendo-se o novo custo unitário no inicio do período t do horizonte de planejamento, composto de T períodos, após o abando das parcelas ocorridas fora deste horizonte ,

$$Cti'_{(xx,t)} = Cti_{(xx)} \cdot (1+i)^{t-1} \cdot \frac{i(1+i)^{Q}}{(1+i)^{Q}-1} \cdot \frac{(1+i)^{T-t+1} - 1}{i(1+i)^{T-t+1}} \qquad (3.36)$$

d) Obtendo-se o custo equivalente de 3.35 no início do horizonte de planejamento,

$$Cti_{(xx,\phi)} = Cti_{(xx)} \cdot \frac{(1+i)^{Q+T-t+1} - (1+i)^{Q}}{(1+i)^{Q+T-t+1} - (1+i)^{T-t+1}} \qquad (3.37)$$

onde ,

$Cti_{(xx,t)}$ = custo unitário da usina (linha) candidata xx referenciado ao período t [$/KW];

$Cti_{(xx)}$ = custo unitário da usina (linha) candidata xx [$/KW];

i = taxa mensal de juros (ou de atualização) adotada [%] ;

Q = número de parcelas da série ;

T = número de períodos do horizonte de planejamento ;

A = parcela da série uniforme.

A equação 3.36 foi obtida considerando-se períodos mensais no horizonte de planejamento. Caso trabalhe-se com outros tipos de períodos (semestral, anual ou sazonal) os valores de T e t devem ser adequadamente convertidos em meses, tomando-se especial cuidado com as referências adotadas. Para usinas hidroelétricas Q é igual a 600 meses (50 anos) e para o caso de usinas termoelétricas e linhas de transmissão Q é igual a 300 meses (25 anos).

3.3.2 - Custos relativos a geração de energia elétrica

Estes custos são aqueles que decorrem da operação da usina, sendo portanto os custos de manutenção dos equipamentos e no caso das usinas termoelétricas, também o custo do combustível utilizado. A unidade adotada para estes custos é o $/MWh.

O modelo assume um custo fixo por MWh produzido para cada usina, independentemente do período, sendo este custo adequadamente referenciado ao instante zero do horizonte de planejamento. Os custos de geração em cada período são considerados como se ocorressem ao final deste período. A figura 3.5 ilustra que é feito.

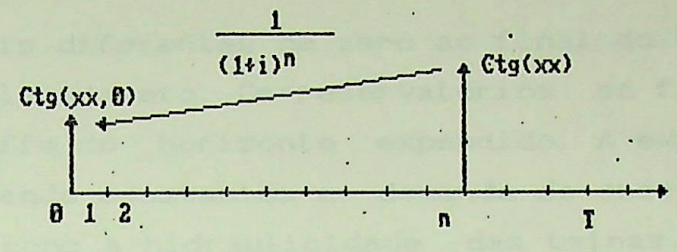


FIGURA 3.5 - Metodologia de cálculo do custo de geração (transmissão) de uma usina (linha).

Matematicamente, tem-se:

$$Ctg_{(xx,\phi)} = \frac{Ctg_{(xx)}}{(1+i)^n} \qquad (3.38)$$

3.4 - O Valor Final Da Água

Um fato que foi observado quando se utiliza o modelo adotado é que os reservatórios do sistema em estudo terminaram sempre vazios ao fim do horizonte de planejamento. Tal fato é coerente com o modelo, que procura minimizar custos e, tendo a água um custo nulo em relação a qualquer outro energético, ela será utilizada até a exaustão deslocando outros energéticos.

Apesar de coerente, este tipo de comportamento dos reservatórios é irreal e indesejável. O modelo portanto falha por não ser capaz de considerar o que virá após o horizonte de planejamento. Dois caminhos, pelo menos, são possíveis para que este problema seja atenuado. São eles:

a) Estabelecer níveis mínimos finais para os reservatórios, baseados na experiência do planejador. Esta solução apesar de ser facilmente incorporada tem como inconveniente o fato de se introduzir uma restrição não natural ao modelo, o que pode acarretar uma solução muito distante da ótima real.

b) Expandir o horizonte de planejamento de maneira que o final do horizonte real fique interior a esse horizonte expandido. Esta é uma forma natural de se obter

níveis diferentes de zero ao final do horizonte real de planejameto. Os reservatórios só ficariam vazios no fim do horizonte expandido. A expansão é feita mantendo constantes a demanda de energia e de ponta, bem como a hidraulicidade das usinas, em valores iguais ao do último período real, como pode ser visto na figura 3.6.

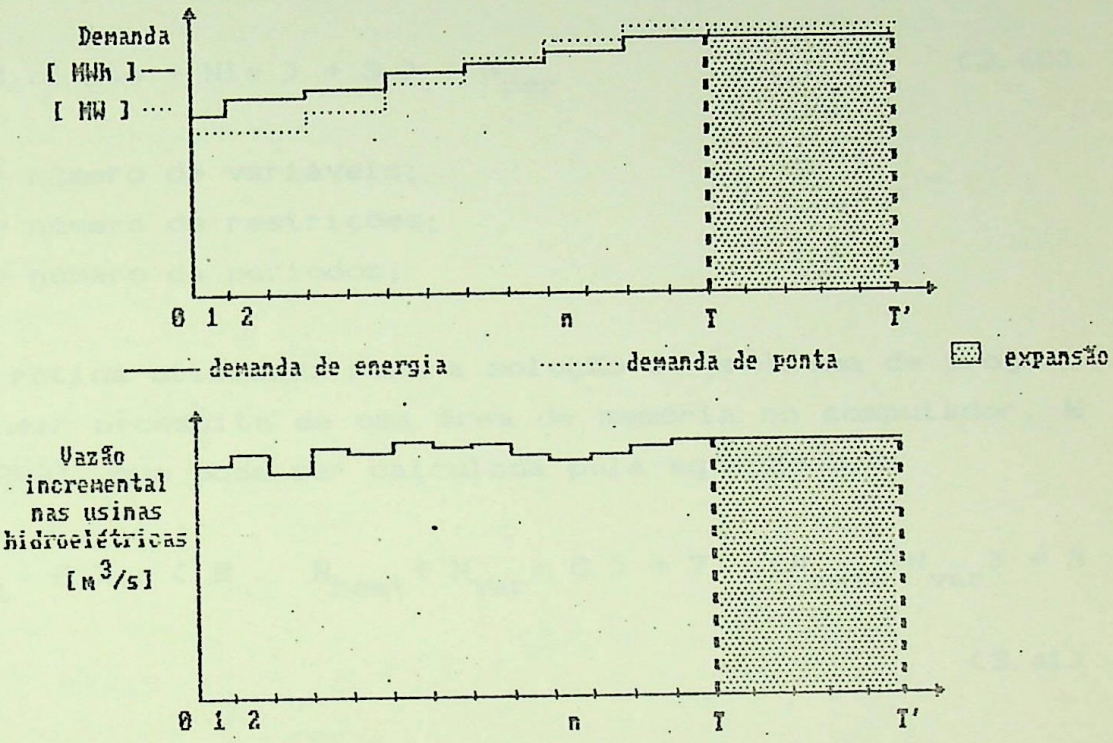


FIGURA 3.6 - A proposta de expansão do horizonte.

onde,

T = instante final real;

T'= instante final com o horizonte expandido.

A opção b foi adotada por ser a mais "natural" dentre as duas, apesar do inconveniente de se aumentar significativamente o tempo de processamento e os requisitos de memória.

3.5 - O Uso De Equivalentes

Um dos problemas que o modelo adotado tem é o que se refere ao dimensionamento. As equações 3.39 e 3.40 fornecem uma visão clara de como crescem as dimensões básicas do problema, que são o número de variáveis e o número de restrições em fun-

ção do número de períodos e do número de elementos.

$$N_{var} = (4 .(Nhc + Nhm) + 3 .(Nhe + Ntc + Nlc) + 2 .(Nte + Nle) + Nre + 3) . N_{per} \quad (3.39)$$

$$N_{rest} = (6 .(Nhc + Nhm) + 3 .(Nhe + Nre + Ntc + Nlc) + 2 .(Nte + Nle) + 3) . N_{per} \quad (3.40)$$

onde,

N_{var} = número de variáveis;
N_{rest} = número de restrições;
N_{per} = número de períodos;

A rotina utilizada para a solução do problema de programação linear necessita de uma área de memória no computador, M [IMSL, 1989], que pode ser calculada pela equação 3.41.

$$M =(N_{rest} + 2) . (2 . N_{rest} + N_{var} + 6) + 7 . (N_{rest} + N_{var}) + 3 \quad (3.41)$$

Uma redução no número de períodos significa um horizonte de planejamento menor ou uma perda no refinamento dos resultados devido a troca de tamanho nos períodos (por exemplo, ao invés de se trabalhar com períodos mensais se trabalha com períodos semestrais). Isto pode as vezes não ser desejável, apesar de possível de ser feito.

Uma outra redução no dimensionamento do problema pode ser feita por meio da técnica de construção de equivalentes para um dado grupo de elementos semelhantes. A modelagem deste equivalente deve ser tal que as características básicas do grupo não sejam perdidas, ou seja, o equivalente deve ser um retrato o mais fiel possível do grupo equivalenciado.

A seguir serão apresentadas as técnicas de agrupamento utilizados neste trabalho.

3.5.1 - Equivalentes de usinas termoelétricas existentes

As usinas termoelétricas são facilmente agrupáveis, sendo que apenas dois critérios devem ser observados para que um grupo de termoelétricas possa ser equivalenciado por uma única "usina termoelétrica". O primeiro critério é o tecnológico, onde usinas de tecnologia diferentes não devem ser reunidas em um mesmo grupo, pois se deseja a maior homogeneidade possível. O segundo critério é o do custo , onde as usinas agrupadas devem ter custos de geração semelhantes.

Assim, em cada período t,

$$C_{eq(i,t)} = \sum_{i=1}^{Nte} C_{(te,t)} \qquad (3.42)$$

$$E^{y}_{min_{eq(i,t)}} = \sum_{i=1}^{Nte} C_{min(te,t)} \cdot Dte(t) \qquad (3.43)$$

$$E^{y}_{max_{eq(i,t)}} = \sum_{i=1}^{Nte} C_{(te,t)} \cdot Dte(t) \qquad (3.44)$$

$$Ctg^{y}_{eq(i,t)} = \frac{\sum_{i=1}^{Nte} Ctg^{y}_{(te,t)} \cdot C_{(te,t)}}{\sum_{i=1}^{Nte} C_{(te,t)}} \qquad (3.45)$$

onde,

$C_{eq(i,t)}$ = limite de capacidade do equivalente i no período t [MW];

$C_{(te,t)}$ = limite de capacidade da usina te no período t [MW];

y = ponta ou fora de ponta;

$E^{y}_{min_{eq(i,t)}}$ = geração mínima do equivalente i, no período t [MWh];

$C_{min(te,t)}$ = potência mínima de saída da termoelétrica te no período t [MW];

Dte(t) = intervalo de tempo total do período t [horas];

$E^{y}_{max_{eq(i,t)}}$ = geração máxima do equivalente i, no período t [MWh];

$Ctg^{y}_{eq(i,t)}$ = custo de geração equivalente i no período t [$/MWh];

$Ctg^{y}_{(te,t)}$ = custo de geração da usina termoelétrica te no período t [$/MWh];

Nte = número de usinas que compõem o equivalente.

3.5.2 - Equivalentes de usinas hidroelétricas existentes

O sistema brasileiro de geração de energia elétrica é composto na sua maioria por usinas hidroelétricas, sendo o seu número bastante elevado. Uma metodologia que permitisse agrupar várias usinas hidroelétricas seria de muita importância no caso do estudo de sistemas cujas características se assemelhassem ao do sistema brasileiro.

A metodologia adotada neste presente trabalho é aquela proposta por Santos [1987]. A seguir se fará uma rápida explicação da modelagem do equivalente. Para que o equivalente possa ser adequadamente empregado, é preciso que se obedeçam a algumas condições.

As usinas que compuserem um equivalente deverão ter uma forte correlação em suas vazões incrementais, ou seja, deverão estar sujeitas às mesmas condições hidrológicas ao longo de todo o horizonte de planejamento. Uma usina candidata ou mista não deve fazer parte da lista de usinas que compõe o equivalente, pois deseja-se manter a sua identidade intacta, o que não acontece quando se faz o equivalente.

Nesta metodologia, considera-se igual, período a período, a afluência energética real e do sistema equivalente, além do

fluxo médio de água no horizonte de planejamento também ser mantido igual.

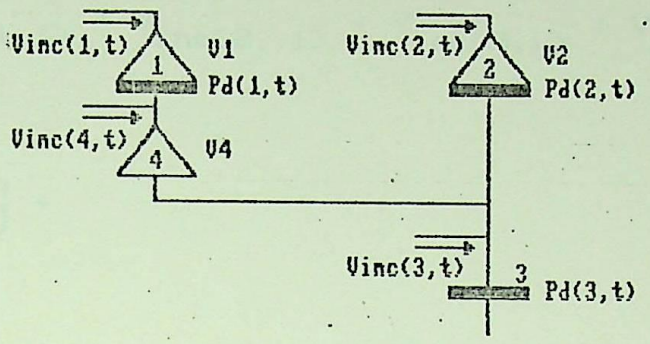


FIGURA 3.7 - Esquema típico de um sistema de usinas em cascata.

Assim, para o esquema mostrado na figura 3.7 , tem-se o equivalente,

$$Pd_{(eq,t)} = \frac{\sum_{i=1}^{t} V_{inc(1,i)}}{\sum_{i=1}^{t} \left[V_{inc(1,i)} + V_{inc(2,i)} + V_{inc(3,i)} + V_{inc(4,i)} \right]} \cdot \left[Pd_{(1,t)} + Pd_{(3,t)} \right] +$$

$$\frac{\sum_{i=1}^{t} V_{inc(2,i)}}{\sum_{i=1}^{t} \left[V_{inc(1,i)} + V_{inc(2,i)} + V_{inc(3,i)} + V_{inc(4,i)} \right]} \cdot \left[Pd_{(2,t)} + Pd_{(3,t)} \right] +$$

$$\frac{\sum_{i=1}^{t} V_{inc(3,i)}}{\sum_{i=1}^{t}\left[V_{inc(1,i)} + V_{inc(2,i)} + V_{inc(3,i)} + V_{inc(4,i)} \right]} \cdot \left[Pd_{(3,t)}\right] +$$

$$\frac{\sum_{i=1}^{t} V_{inc(4,i)}}{\sum_{i=1}^{t}\left[V_{inc(1,i)} + V_{inc(2,i)} + V_{inc(3,i)} + V_{inc(4,i)} \right]} \cdot \left[Pd_{(3,t)}\right] \qquad (3.46)$$

e também,

$$V_{inc(eq,t)} = V_{inc(1,t)} \cdot \frac{Pd_{(1,t)} + Pd_{(3,t)}}{Pd_{(eq,t)}} +$$

$$V_{inc(2,t)} \cdot \frac{Pd_{(2,t)} + Pd_{(3,t)}}{Pd_{(eq,t)}} +$$

$$V_{inc(3,t)} \cdot \frac{Pd_{(3,t)}}{Pd_{(eq,t)}} +$$

$$V_{inc(4,t)} \cdot \frac{Pd_{(3,t)}}{Pd_{(eq,t)}} \qquad (3.47)$$

$$V_{util(eq)} = V_{util_1} \cdot \frac{\overline{Pd_1} + \overline{Pd_3}}{\overline{Pd}_{eq}} + V_{util_2} \cdot \frac{\overline{Pd_2} + \overline{Pd_3}}{\overline{Pd}_{eq}} +$$

$$V_{util_3} \cdot \frac{\overline{Pd_3}}{\overline{Pd}_{eq}} + V_{util_4} \cdot \frac{\overline{Pd_3}}{\overline{Pd}_{eq}} \qquad (3.48)$$

$$V_{inicial_{eq}} = V_{inicial_1} \cdot \frac{\overline{Pd_1} + \overline{Pd_3}}{\overline{Pd_{eq}}} + V_{util} \cdot \frac{\overline{Pd_2} + \overline{Pd_3}}{\overline{Pd_{eq}}} +$$

$$V_{util_3} \cdot \frac{\overline{Pd_3}}{\overline{Pd_{eq}}} + V_{util_4} \cdot \frac{\overline{Pd_3}}{\overline{Pd_{eq}}} \qquad (3.49)$$

para t=1,...,T

onde,

$V_{inc(x,t)}$ = volume incremental de x, no período t [Mm^3];

$V_{util\ x}$ = volume útil de x [Mm^3];

$V_{inicial\ x}$ = volume inicial de x [Mm^3];

$Pd_{(x,t)}$ = produtividade de x, no período t [MWh/Mm^3];

$\overline{Pd_x}$ = produtividade média de x [MWh/Mm^3].

A grande vantagem de se trabalhar com este tipo de equivalente é que ele permite que se tenham usinas a jusante do mesmo sem que nenhuma modificação tenha que ser feita no modelo matemático. Este tipo de equivalente trabalha com afluências e defluências de água e não de energia, como é comum de se ter.

O limite de capacidade da usina equivalente, é, período a período, igual à soma dos limites de capacidade, período a período, das usinas que o compõem. A restrição de vazão mínima a jusante deve ser igual a restrição de vazão mínima da usina mais a jusante.

Obedecidas as condições estabelecidas o modelo do equivalente apresenta uma boa resposta, não modificando-se de forma significativa o plano de expansão da geração de energia elétrica encontrado para um sistema sem os equivalentes.

3.5.3 - Equivalentes de PCH's

Quando se trata a incorporação de fontes descentralizadas em sistemas hidrotérmicos de geração de energia elétrica, as pequenas centrais hidroelétricas, PCH's, aparecem como uma opção real na expansão destes sistemas. Apesar de individualmente terem pouco significado no plano de expansão, como são geralmente em grande número, acabam por ter um peso sensível neste plano. Estas usinas se caracterizam normalmente por estarem mais a montante nas cascatas e por não terem reservatórios para a regularização (a não ser em certos casos, regularização diária ou semanal) trabalhando portanto a fio d'água.

A representação de um grupo de PCH's exitentes pode ser feita como sugere SANTOS [1987]. A proposta é a de que várias pequenas centrais existentes sejam agrupadas em uma única central equivalente que não possui reservatório e que não tem mais vínculo hidráulico com sistema em estudo, conforme pode ser visto na figura 3.8, onde 3, 4 e 5 são PCH's.

A afluência energética do equivalente deve permanecer, período a período, igual a soma das afluências energéticas de cada usina que compõe o grupo e pode ser calculada conforme 3.51.

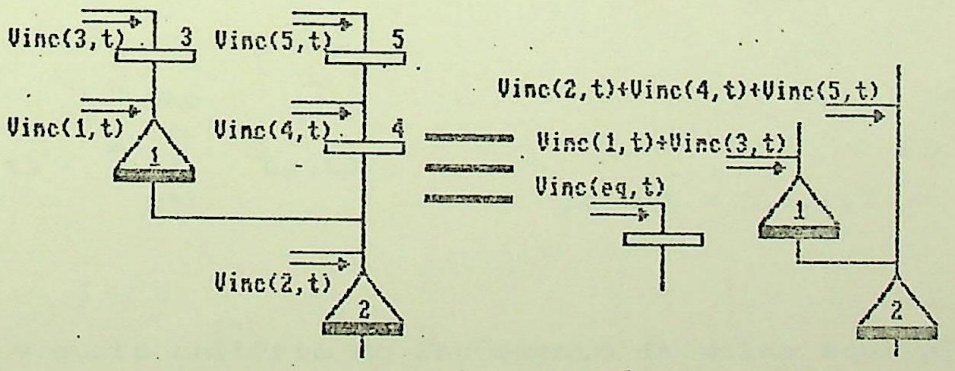


FIGURA 3.8 - Equivalente de um grupo de PCH's.

$$Eeq_{(t)} = Vinc_{(3,t)} \cdot Pd_{(3,t)} + Vinc_{(4,t)} \cdot (Pd_{(4,t)} + Pd_{(5,t)}) - Vinc_{(5,t)} \cdot Pd_{(5,t)} \qquad (3.51)$$

Este valor da energia assim obtida deve ser transformado em uma vazão incremental equivalente. Isto é feito calculando-se o valor de produtividade equivalente, conforme a eq. 3.46, para a usina equivalente dividindo a energia por este valor. O volume obtido é dividido pelo número de segundos do período para ter-se o valor em m^3/s. Esta vazão é então a vazão incremental equivalente.

As vazões incrementais reais de cada PCH devem ser somadas, período a período, à vazão incremental da usina imediatamente a jusante desta, a fim de que a afluência de água ao sistema permaneça inalterada.

A representação de um grupo de PCH's candidatas é feita de maneira semelhante. Obter-se-á uma usina hidroelétrica candidata sem reservatório e sem nenhum vínculo hidráulico com o sistema em estudo. Nesta usina equivalente, a restrição do limite de capacidade e o custo unitário equivalente podem ser calculados por 3.52 e 3.53 respectivamente.

$$Cti_{(eq)} = \sum_{n=1}^{Nhc} \frac{Cti_{(n)} \cdot Pot_n}{\sum_{n=1}^{Nhc} Pot_n} \qquad (3.52)$$

$$C_{(eq,t)} = \sum_{n=1}^{Nhc} C_{(n,t)} \qquad \text{para } t = 1,\ldots,T \qquad (3.53)$$

onde,

$Cti_{(eq)}$ = custo unitário do incremento da usina equivalente [\$/kW];

$Cti_{(n)}$ = custo unitário do incremento da usina x [\$/kW];

Pot_n = potência máxima da usina n [kW];

$C_{(eq,t)}$ = limite de capacidade da usina equivalente no período t [kW];

$C_{(n,t)}$ = limite de capacidade da usina n no período t [kW]

3.6 - Alguns Cuidados No Uso Da Programação Linear

Durante o desenvolvimento deste trabalho foi possível detectar alguns problemas no uso da programação linear para a solução de grandes sistemas. Apesar do método simplex revisado ser robusto, ele se mostrou sensível a dois fatores.

O primeiro e mais importante, diz respeito a ordem de grandeza dos elementos que compõem a matriz de restrição. Observou-se que mesmo utilizando-se de boa precisão computacional não se deve ter uma relação maior do que dez vezes entre os módulos do maior e do menor elemento da matriz de restrições. Se esta regra não for obedecida, a solução pode aparecer degenerada. O problema agrava-se a medida em que crescem as dimensões do caso a ser executado.

A solução encontrada foi fazer com que a matriz fosse sempre adequadamente parametrizada de modo a se obter sempre a faixa de valores desejada. Esta parametrização é feita da seguinte maneira : linha por linha da matriz de restrições, investiga-se qual é o menor coeficiente não nulo existente nessa linha; o inverso deste valor divide todos os coeficientes e a restrição correspondente dessa linha, assegurando assim que o menor coeficiente seja igual a unidade.

Além desta parametrização uma outra é também realizada, utilizando-se como parâmetro o intervalo de tempo em horas do primeiro período. Este valor divide todas as restrições relacionadas com energia e multiplica todos os coeficientes das variáveis relacionadas com energia. Ao final destas duas parametrizações o problema encontra-se dentro de uma faixa de valores numéricos aceitáveis pelo método simplex utilizado.

Um outro problema encontrado foi a forma como os elementos não nulos se encontram dispostos na matriz. Observou-se que que a matriz deve ser sempre triangular superior, com a máxima concentração possível dos elementos não nulos próximos à diago-

nal. Isto foi obtido com o desenvolvimento de uma lógica adequada para montagem da matriz de restrições de forma a atender este requisito.

3.7 - Um Exemplo De Montagem Da Matriz Utilizando O Modelo Matemático

A fim de que o modelo possa ser melhor compreendido será mostrado a seguir como é feita a montagem da matriz de restrições, em detalhes, utilizando-se para isto um exemplo didático. A figura 3.9 ilustra o sistema que será estudado.

O sistema é composto por uma cascata de usinas, onde se tem também um reservatório. Além disto tem-se uma usina termoelétrica candidata, uma usina termoelétrica existente, uma linha de transmissão candidata e uma linha de transmissão existente. O número de períodos do horizonte de planejamento é igual a dois, o mínimo necessário para a compreensão do modelo.

Aplicando as equações 3.39 e 3.40 chega-se aos seguintes valores para o número de variáveis e de restrições :

Nvar = 50 Nrest = 62

Tanto Nvar quanto Nrest são valores-chave para o dimensionamento de todo o problema.

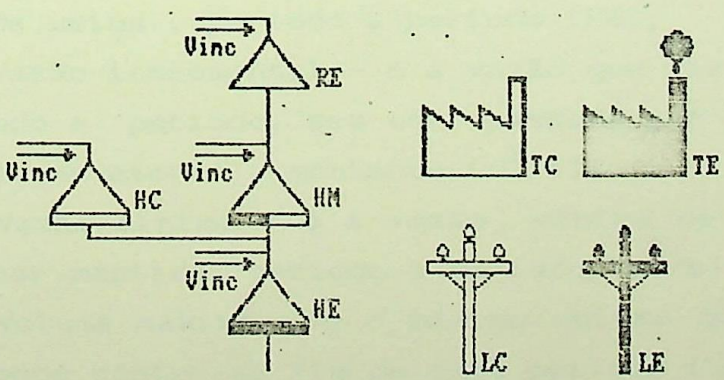


FIGURA 3.9 - Sistema proposto para a ilustração do funcionamento do modelo matemático.

3.7.1 Os dados de entrada

Para que o modelo possa ser aplicado é necessário que várias informações sejam conhecidas a respeito do sistema a ser estudado. A seguir serão explicados quais são estes dados, elemento a elemento.

3.7.1.1 Usinas hidroelétricas existentes

São necessários os seguintes dados:

- Código da usina - identifica a usina no sistema a estudar;
- Código da usina a jusante - identifica a usina situada imediatamente a jusante servindo para a identificação do acoplamento hidráulico do sistema;
- Potência nominal - potência instalada na usina [MW];
- Volume útil do reservatório da usina [Mm^3];
- Volume inicial - volume contido no reservatório no início do primeiro período do horizonte de planejamento [Mm^3];
- Curva de produtividade da usina - informa a relação entre o volume contido no reservatório e a capacidade da usina de transformar um dado volume em energia. É expressa na forma de uma equação exponencial do tipo $Y = aX^b + c$, onde X é o volume e Y a produtividade;
- Limite de capacidade - é a disponibilidade de potência da usina , período a período [MW];
- Vazão incremental - é a vazão que chega a usina, período a período, sem ter passado por nenhuma usina ou reservatório a montante [m^3/s];
- Vazão mínima - é a vazão mínima de jusante que deve ser mantida, período a período [m^3/s];
- Volume máximo - é o máximo volume que o reservatório pode conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Volume mínimo - é o mínimo volume que o reservatório deve conter ao fim de cada período [Mm^3].

3.7.1.2 Usinas hidroelétricas mistas

São necessários os seguintes dados:

- Código da usina - identifica a usina no sistema a estudar ;
- Código da usina a jusante - identifica a usina situada imediatamente a jusante servindo para a identificação do acoplamento hidráulico do sistema;
- Potência nominal - potência máxima que a usina poderá ter após concluída [MW];
- Potência instalada - potência que se encontra instalada na usina no início do primeiro período do horizonte de planejamento [MW];
- Volume útil do reservatório da usina [Mm^3];
- Volume inicial - volume contido no reservatório no início do primeiro período do horizonte de planejamento [Mm^3];
- Curva de produtividade da usina - informa a relação entre o volume contido no reservatório e a capacidade da usina de transformar um dado volume em energia. É expressa na forma de uma equação exponencial do tipo $Y = aX^b + c$, onde X é o volume e Y a produtividade;
- Limite de capacidade - é a máxima capacidade instalada que a usina poderá ter período a período [MW];
- Vazão incremental - é a vazão que chega a usina, período a período, sem ter passado por nenhuma usina ou reservatório a montante [m^3/s];
- Vazão mínima - é a vazão mínima de jusante que deve ser mantida, período a período [m^3/s];
- Volume máximo - é o máximo volume que o reservatório pode conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Volume mínimo - é o mínimo volume que o reservatório deve conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Custo unitário - é o custo de cada KW que poderá ser instalado [$/KW].

3.7.1.3 Usinas hidroelétricas candidatas

São necessários os seguintes dados:

- Código da usina - identifica a usina no sistema a estudar;
- Código da usina a jusante - identifica a usina situada imediatamente a jusante servindo para a identificação do acoplamento hidráulico do sistema;
- Potência nominal ; potência máxima que a usina poderá ter após concluida [MW];
- Volume útil do reservatório da usina [Mm^3];
- Volume inicial - volume contido no reservatório no início do primeiro período do horizonte de planejamento (neste caso este volume é nulo) [Mm^3];
- Curva de produtividade da usina - informa a relação entre o volume contido no reservatório e a capacidade da usina de transformar um dado volume em energia. É expressa na forma de uma equação exponencial do tipo $Y = aX^b + c$, onde X é o volume e Y a produtividade;
- Limite de capacidade - é a máxima capacidade instalada que a usina poderá ter, período a período [MW];
- Vazão incremental - é a vazão que chega a usina, período a período, sem ter passado por nenhuma usina ou reservatório a montante [m^3/s];
- Vazão mínima - é a vazão mínima de jusante que deve ser mantida, período a período [m^3/s];
- Volume máximo - é o máximo volume que o reservatório pode conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Volume mínimo - é o mínimo volume que o reservatório deve conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Custo unitário - é o custo de cada KW que poderá ser instalado [$/KW].

3.7.1.4 Reservatório

São necessários os seguintes dados:

- Código do reservatório - identifica o reservatório no sistema a estudar;
- Código da usina a jusante - identifica a usina situada imediatamente a jusante servindo para a identificação do acoplamento hidráulico do sistema;
- Volume útil do reservatório [Mm^3];
- Volume inicial - volume contido no reservatório no início do primeiro período do horizonte de planejamento [Mm^3];
- Vazão incremental - é a vazão que chega a usina, período a período, sem ter passado por nenhuma usina ou reservatório a montante [m^3/s];
- Vazão mínima - é a vazão mínima de jusante que deve ser mantida, período a período [m^3/s].
- Volume máximo - é o máximo volume que o reservatório pode conter ao fim de cada período [Mm^3];
- Volume mínimo - é o mínimo volume que o reservatório deve conter ao fim de cada período [Mm^3].

3.7.1.5 Usina termoelétrica existente

São necessários os seguintes dados:

- Código da usina - identifica a usina no sistema a estudar;
- Potência nominal - potência instalada na usina [MW];
- Custo de geração na ponta - é o custo de cada MWh gerado na ponta [$/MWh];
- Custo de geração fora da ponta - é o custo de cada MWh gerado fora da ponta [$/MWh];
- Limite de capacidade - é a disponibilidade de potência da usina, período a período [MW].

3.7.1.6 Usina termoelétrica candidata

São necessários os seguintes dados:

- Código da usina - identifica a usina no sistema a estudar;
- Potência nominal - potência máxima que a usina poderá ter após ter sido concluída [MW];
- Custo unitário - é o custo de cada KW que poderá ser instalado na usina [$/KW];
- Custo de geração na ponta - é o custo de cada MWh gerado na ponta [$/MWh];
- Custo de geração fora da ponta - é o custo de cada KWh gerado fora da ponta;
- Limite de capacidade - é a máxima capacidade que a usina poderá ter, período a período.

3.7.1.7 Linha de transmissão existente

São necessários os seguintes dados:

- Código da linha - identifica a usina no sistema a estudar;
- Potência nominal - potência máxima que a linha poderá ter após ter sido concluida [MW];
- Objetivo da linha - informa se linha serve para importar ou exportar energia ;
- Custo de transmissão na ponta - é o custo de cada MWh transmitido na ponta [$/MWh];
- Custo de transmissão fora da ponta - é o custo de cada MWh transmitido fora da ponta [$/MWh];
- Limite de capacidade - é a disponibilidade de potência da linha, período a período [MW].

3.7.1.8 Linha de transmissão candidata

São necessários os seguintes dados:

- Código da linha - identifica a usina no sistema a estudar;
- Potência nominal - potência máxima que a linha poderá ter após ter sido concluída [MW];
- Objetivo da linha - informa se linha serve para importar ou exportar energia;
- Custo unitário - é o custo de cada KW que poderá ser instalado na linha [$/KW];
- Custo de transmissão na ponta - é o custo de cada MWh transmitido na ponta [$/MWh];
- Custo de transmissão fora da ponta - é o custo de cada MWh transmitido fora da ponta [$/MWh];
- Limite de capacidade - é a máxima capacidade que a linha poderá ter, período a período [MW].

3.7.1.9 Os dados complementares

Além dos dados a respeito dos elementos que compõem o caso a ser estudado é necessário também se ter em mãos outros dados que complementem as informações tais como mercado a ser atendido, a periodicidade adotada, entre outras. Os dados são:

- Código do caso - identifica qual caso que se estuda;
- Demanda de ponta - é a demanda de ponta, período a período, que o sistema solicitará [MW];
- Margem de reserva - é a margem de reserva, em termos percentuais, que o sistema deve considerar na demanda de ponta. Representa uma incerteza na previsão [%];
- Demanda de energia - é a demanda de energia que o sistema solicitará, período a período [GWh];
- Duração da ponta - é o intervalo de tempo que dura o período de ponta diária. No Brasil este período normalmente é de três horas por dia, mas o modelo aceita qualquer valor entre 0 e 24 horas [horas];
- Periodicidade - informa qual a duração dos períodos do

horizonte de planejamento. É necessário que os dados dos elementos que compõem o caso estejam em concordância com a periodicidade, pois caso contrário pode-se ter problemas de inconsistência de dados, gerando com isto uma situação de erro (por exemplo, uma série de vazões inicialmente proposta para uma periodicidade mensal pode tornar-se inadequada quando quiser-se trabalhar com períodos anuais);

- Número de períodos - é o número de divisões que o horizonte de planejamento terá;
- Início do horizonte de planejamento - é o mês e o ano em que começa o horizonte de planejamento.
- A taxa de juros adotada - é utilizada no cálculo dos juros que incidirão sobre os custos;
- A tolerância para a convergência das produtividades - é o valor percentual máximo da diferença entre as produtividades inicialmente propostas e as efetivamete verificadas após a iteração [%];
- O período pelo qual deve-se iniciar as hidrologias - é o período por onde iniciar-se-a o ciclo hidrológico e é um artifício utilizado para que seja simplificada a forma de se pesquisar a pior sequência hidrológica do estudo.
- O número de iterações adicionais - é o número de iterações que deverão ser feitas, além da primeira, até que a solução possa ser obtida;
- A precisão dos resultados obtidos - é o valor adotado que será utilizado como parâmetro para os testes realizados com os resultados obtidos [%];
- A lista de elementos que compõem o caso.

3.7.2 A montagem da matriz

A visualização da matriz [A] é sem dúvida de grande auxílio para a compreesão do modelo matemático. A figura 3.9 fornece uma visão geral de como é a matriz para o caso proposto na figura 3.8. Note-se que a esparsidade da matriz é elevada e a sua forma diagonal superior, com uma concentração de elementos

em torno da sua diagonal.

As figuras 3.10 a 3.19 ilustram, parte por parte, a matriz e mostram também o vetor [B], que contém os valores das restrições a que está sujeito o caso em estudo. Deve-se notar como é feito o relacionamento de cada variável com as restrições nas quais ela se encontra envolvida. Todos os valores envolvidos são ajustados para que as restrições e coeficientes sejam coerentes entre si.

Uma outra observação que deve ser feita é que a usina hidroelétrica existente não possui a restrição limite de geração (equações 3.3 e 3.4). Isto se deve ao fato de se estar utilizando uma rotina de programação linear que permite estabelecer valores máximos e mínimos para cada variável (x_u e x_l respectivamente). Desta forma a restrição pode ser "substituída" por um controle direto sobre a variável. A variável energia gerada na ponta tem como limite superior o produto do limite de capacidade no período pelo intervalo de tempo da ponta desse período; de forma semelhante a variável energia gerada fora da ponta é também limitada, ambas período a período.

Este procedimento economiza algum espaço na montagem da matriz de restrições, já que esta restrição deixa de aparecer diretamente, existindo de forma implícita. Isto é bom para o método, que tem o tempo de solução em função do tamanho da matriz de restrições, dentre outras coisas. Se no entanto aplicar-se o mesmo procedimento às usinas termoelétricas existentes e linhas e transmissão existentes que importam energia, certamente encontrar-se-a uma situação onde o número de restrições é menor que o número de variáveis, o que não é possível de ser solucionado do ponto de vista matemático (um exemplo é um sistema composto somente por termoelétricas e linhas de transmissão). Este fato não acontece quando se tem somente usinas hidroelétricas porque estas possuem mais restrições do que variáveis (relação de cinco restrições para três variáveis, por período) sendo possível portanto "converter" duas restrições em controle de variáveis, justamente as duas relativas ao limite de geração, restando ainda outras três que garantem a condição de se ter no mínimo o número de restrições igual ao de variáveis.

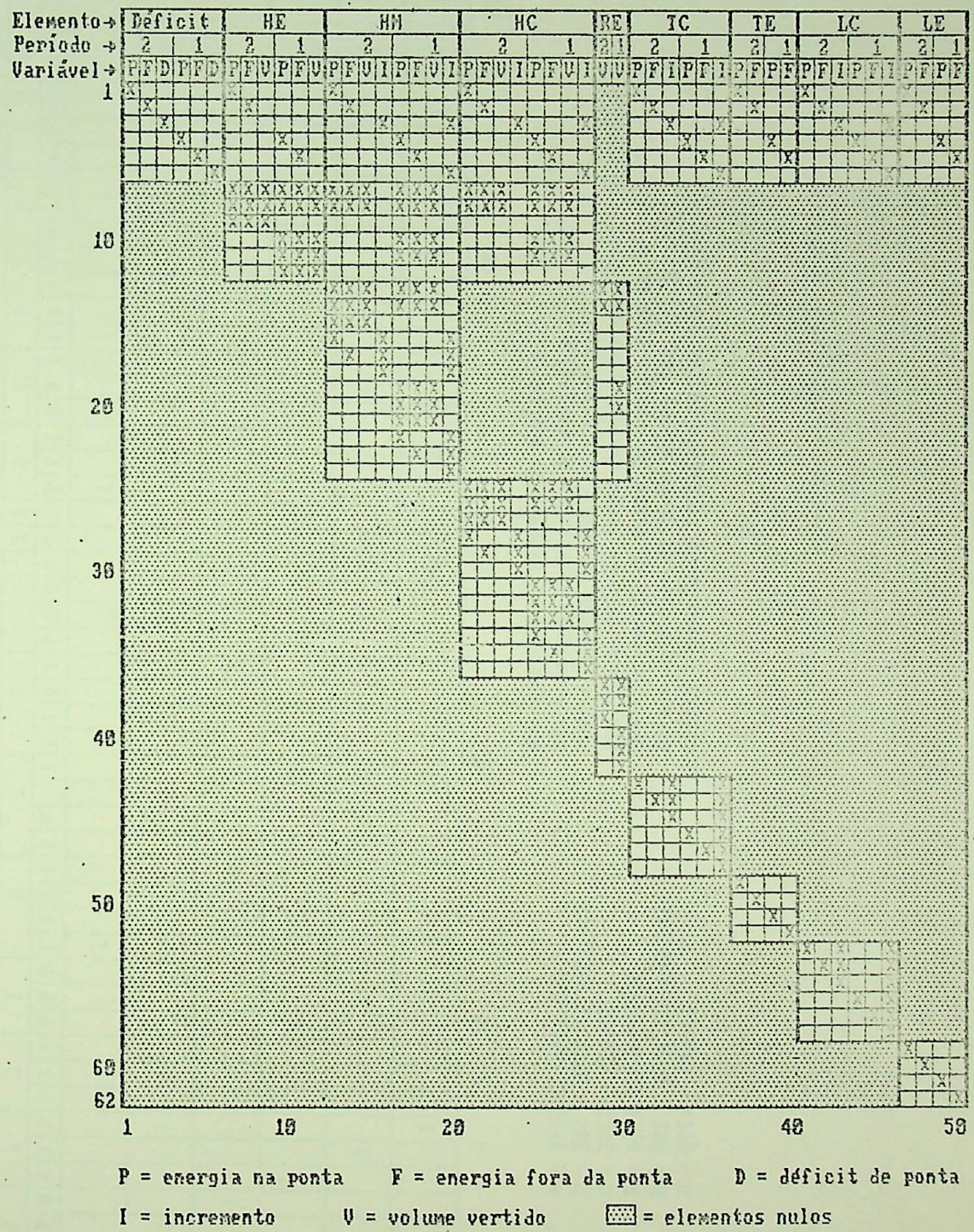


FIGURA 3.10 - Matriz completa, com elementos não nulos assinalados.

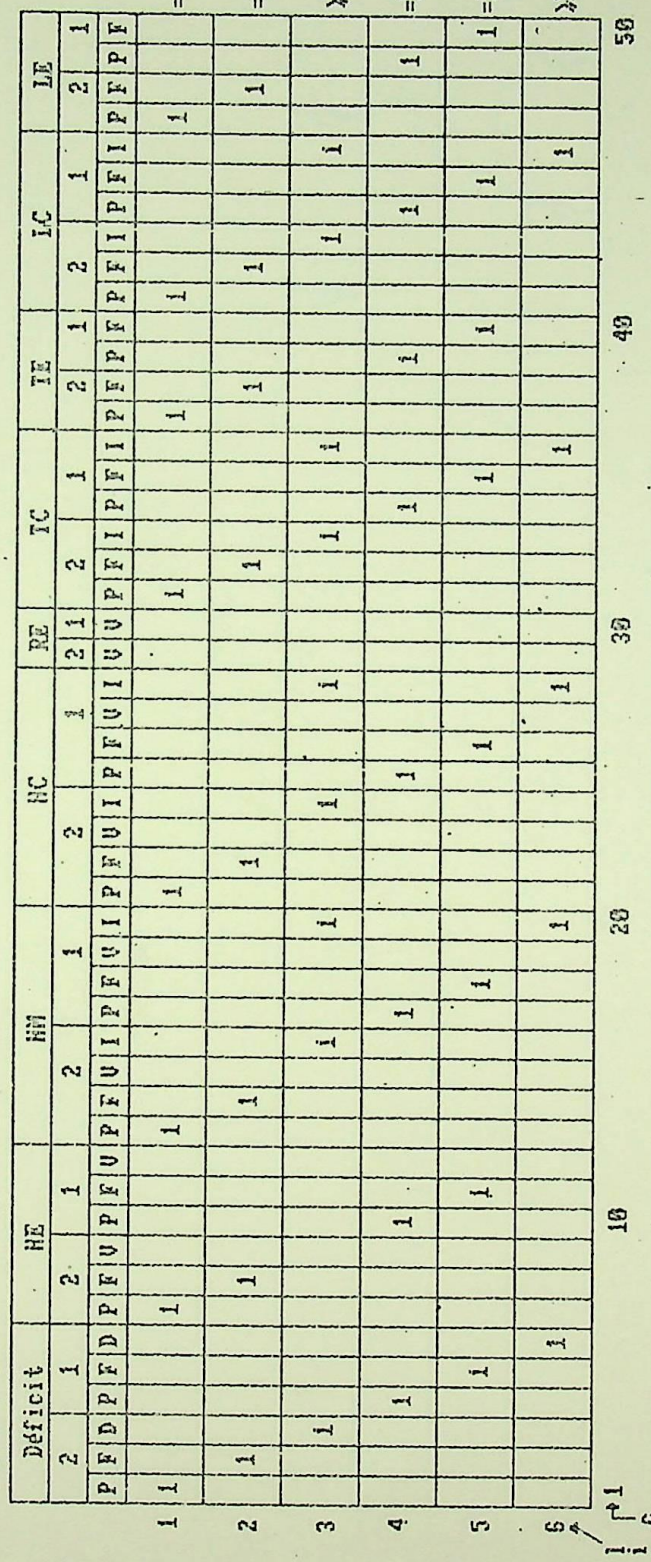


FIGURA 3.11 - Detalhe da matriz : demanda de ponta e de energia (neste caso LC e LE importam energia).

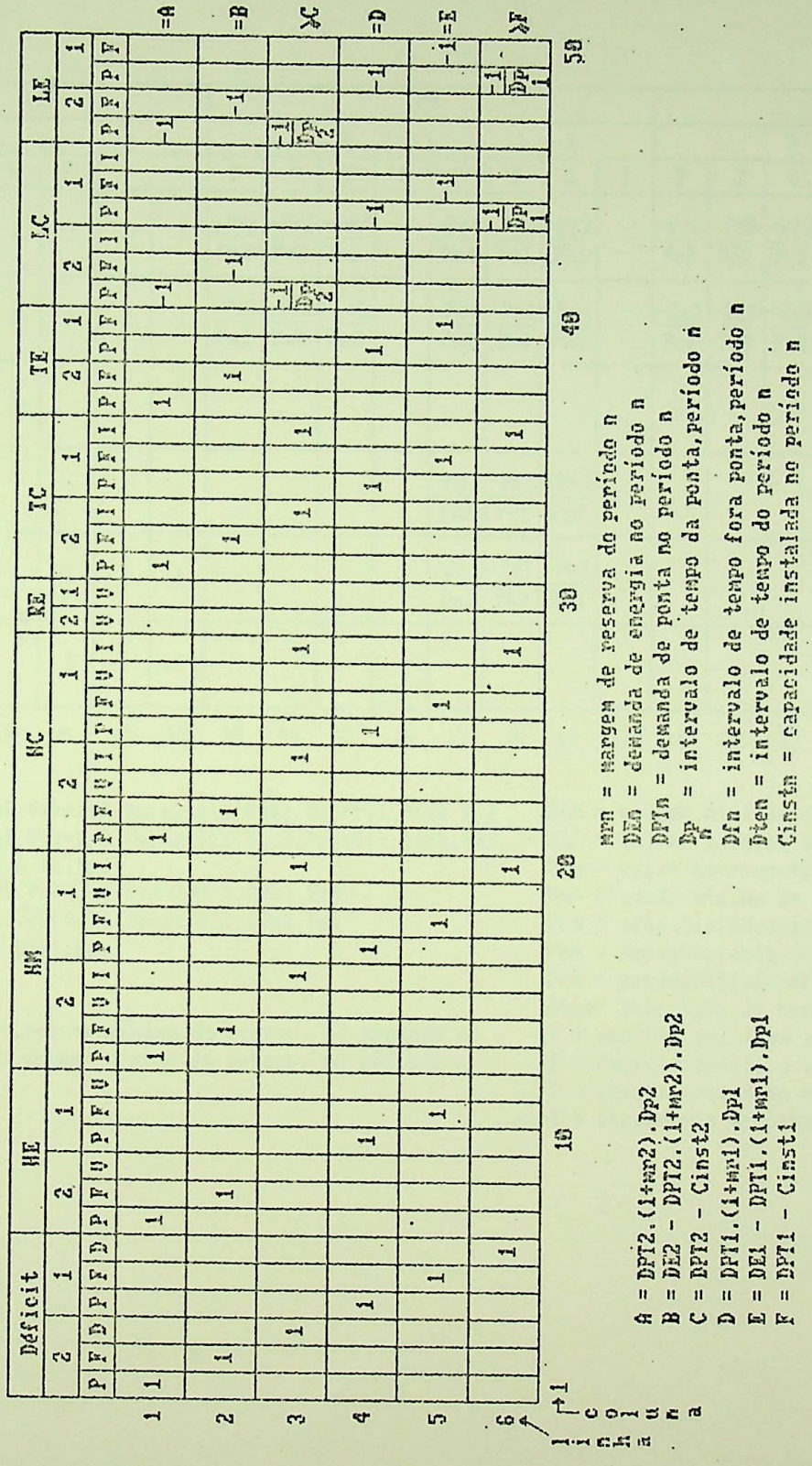


FIGURA 3.12 - Detalhe da matriz : demanda de ponta e de energia (neste caso , LC e LE exportam energia).

	HE						HM								HC							
	2			1			2				1				2				1			
	P	F	V	P	F	V	P	F	V	I	P	F	V	I	P	F	V	I	P	F	V	I
7	1	1	1	1	1	1	$\frac{-Pe2}{Pm2}$	$\frac{-Pe2}{Pm2}$	$\frac{-Pe2}{Pm2}$		$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$		$\frac{-Pe2}{Pc2}$	$\frac{-Pe2}{Pc2}$	$\frac{-Pe2}{Pc2}$		$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	
8	1	1	1	1	1	1	$\frac{-Pe2}{Pm2}$	$\frac{-Pe2}{Pm2}$	$\frac{-Pe2}{Pm2}$		$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$		$\frac{-Pe2}{Pc2}$	$\frac{-Pe2}{Pc2}$	$\frac{-Pe2}{Pc2}$		$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	
9	1	1	1																			
10				1	1	1					$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$						$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	
11				1	1	1					$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$	$\frac{-Pe1}{Pm1}$						$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	$\frac{-Pe1}{Pc1}$	
12				1	1	1																
nha																						
una →	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28

A =-Pe1.VLI+Pe2.Vmax2+Vi2.Dte2.Pe2+Vi1.Dte1.Pe1
B =-Pe1.VLI+Pe2.Vmin2+Vi2.Dte2.Pe2+Vi1.Dte1.Pe1
C =Vm2.Dte2.Pe2
D =-Pe1.VLI+Pe1.Vmax1+Vi1.Dte1.Pe1
E =-Pe1.VLI+Pe1.Vmin1+Vi1.Dte1.Pe1
F =Vm1.Dte1.Pe1

Vminn = volume mínimo do reserv. no periodo n.
Vmaxn = volume máximo do reserv. no periodo n.

VLU = volume útil de HE
VLI = volume inicial de HE
Vin = vazão incremental de HE no período n
Vmn = vazão mínima de HE no período n
Pen = produtividade de HE no período n
Pmn = produtividade de HM no período n
Pcn = produtividade de HC no período n
Dten= intervalo de tempo do período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta
V = energia relativa ao vertimento
I = incremento de capacidade

FIGURA 3.13 - Detalhe da matriz : elemento do tipo HE.

	HM								HC								RE		
	2				1				2				1				1	2	
	P	F	V	I	P	F	V	I	P	F	V	I	P	F	V	I	V	V	
13	1	1	1		1	1	1										-Pm2	-Pm1	≥ A
14	1	1	1		1	1	1										-Pm2	-Pm1	≤ B
15	1	1	1																≥ C
16	1			-Dp2				-Dp2											≤ D
17		1		-Df2				-Df2											≤ E
18				1				1											≤ F
19					1	1	1											-Pm1	≥ G
20					1	1	1											-Pm1	≤ H
21					1	1	1												≥ I
22					1			-Dp1											≤ J
23						1		-Df1											≤ K
24								1											≤ L
linha → / coluna →	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	

A = -VLI.Pm1+Vmax2.Pm2+Vi2.Dte2.Pm2+Vi1.Dte1.Pm1
B = -VLI.Pm1+Vmin2.Pm2+Vi2.Dte2.Pm2+Vi1.Dte1.Pm1
C = Vm2.Dte2.Pm2
D = Cinst.Dp2
E = Cinst.Df2
F = LC2
G = -VLI.Pm1+Vmax1.Pm1+Vi1.Dte1.Pm1
H = -VLI.Pm1+Vmin1.Pm1+Vi1.Dte1.Pm1
I = Vm1.Dte1.Pm1
J = Cinst.Dp1
K = Cinst.Df1
L = LC1

Vmaxn = vol.máximo no reserv. no período n
Vminn = vol.mínimo no reserv. no período n
Cinst = capacidade instalada no início do plano

VLU = volume útil de HM
VLI = volume inicial de HM
Vin = vazão incremental de HM no período n
Vmn = vazão mínima de HM no período n
Pen = produtividade de HE no período n
Pmn = produtividade de HM no período n
Pcn = produtividade de HC no período n
Dten= intervalo de tempo do período n
Dpn = intervalo de tempo da ponta,período n
Dfn = inervalo de tempo fora da ponta,período
LCn = limite de capacidade de HM no período
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta
V = energia relativa ao vertimento
I = incremento de capacidade

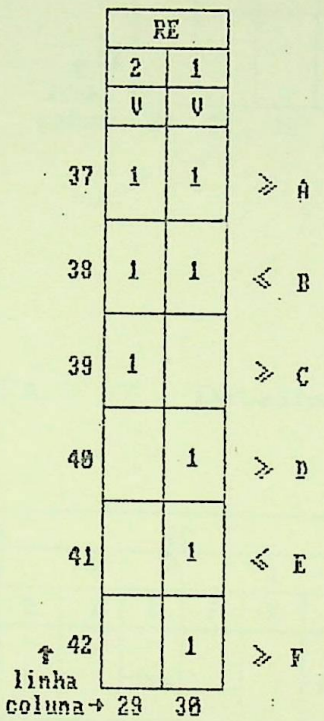
FIGURA 3.14 - Detalhe da matriz : elemento do tipo HM.

	HC								
	2				1				
	P	F	V	I	P	F	V	I	
25	1	1	1		1	1	1		≥ A
26	1	1	1		1	1	1		≤ B
27	1	1	1						≥ C
28	1			-Dp2				-Dp2	≤ D
29		1		-Df2				-Df2	≤ E
30				1				1	≤ F
31					1	1	1		≥ G
32					1	1	1		≤ H
33					1	1	1		≥ I
34					1			-Dp1	≤ J
35						1		-Df1	≤ K
↑ 36 linha								1	≤ L
coluna→	21	22	23	24	25	26	27	28	

A =-VLI.Pc1+Vmax2.Pc2+Vi2.Dte2.Pc2+Vi1.Dte1.Pc1
B =-VLI.Pc1+Vmin2.Pc2+Vi2.Dte2.Pc2+Vi1.Dte1.Vi1
C = Vn2.Dte2.Pc2
D = 0.00
E = 0.00
F = LC2
G =-VLI.Pc1+Vmax1.Pc1+Vi1.Dte1.Pc1
H =-VLI.Pc1+Vmin1.Pc1+Vi1.Dte1.Pc1
I = Vm1.Dte1.Pc1
J = 0.00
K = 0.00
L = LC1

VLU = volume útil de HC
VLI = volume inicial de HC
Vin = vazão incremental de HC no período n
Vmn = vazão mínima de HC no período n
Pcn = produtividade de HC no período n
Dten= intervalo de tempo do período n
Dpn = intervalo de tempo da ponta,período n
Dfn = intervalo de tempo fora da ponta,período n
LCn = limite de capacidade de HC no período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta
V = energia relativa ao vertimento
I = incremento de capacidade
Vmaxn = vol. máximo no reserv. no período n
Vminn = vol. mínimo no reserv. no período n

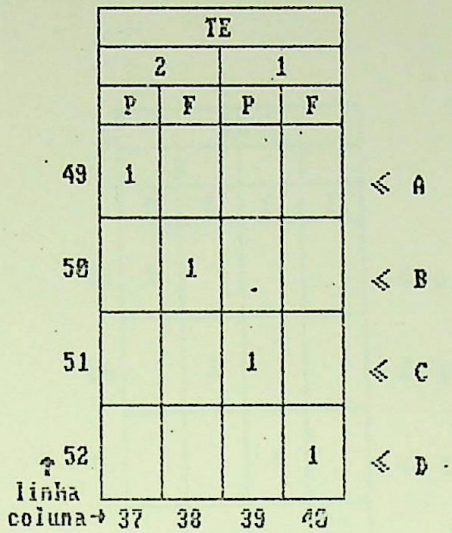
FIGURA 3.15 - Detalhe da matriz : elemento do tipo HC.



A = -VLI+Vmax2+Vi2.Dte2+Vi1.Dte1
B = -VLI+Vmin2+Vi2.Dte2+Vi1.Dte1
C = Vm2.Dte2
D = -VLI+Vmax1+Vi1.Dte1
E = -VLI+Vmin1+Vi1.Dte1
F = Vm1.Dte1

VLU = volume útil de RE
VLI = volume inicial de RE
Vin = vazão incremental de RE no período n
Vmn = vazão mínima de RE no período n
Dten= intervalo de tempo do período n
Vmaxn = volume máximo no reserv. no período n
Vminn = volume mínimo no reserv. no período n

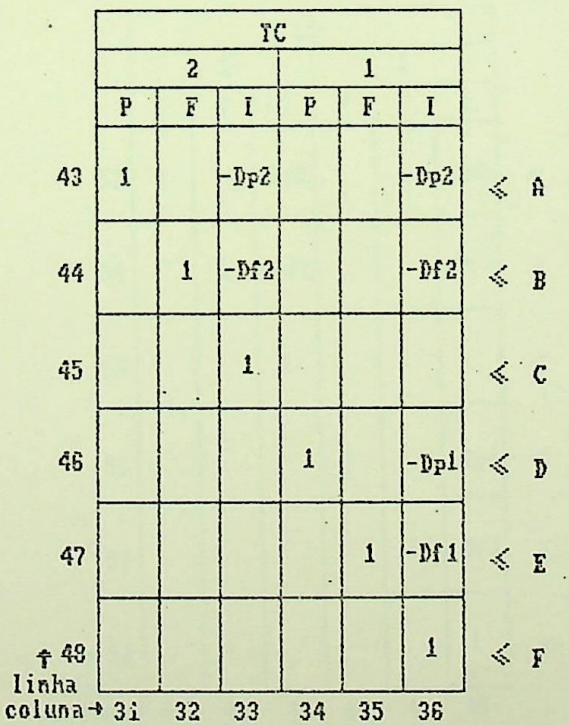
FIGURA 3.16 - Detalhe da matriz : elemento do tipo RE.



A = LC2.Dp2
B = LC2.Df2
C = LC1.Dp1
D = LC1.Df1

Dpn = intervalo de tempo da ponta, período n
Dfn = inervalo de tempo fora da ponta, período n
LCn = limite de capacidade de TE no período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta

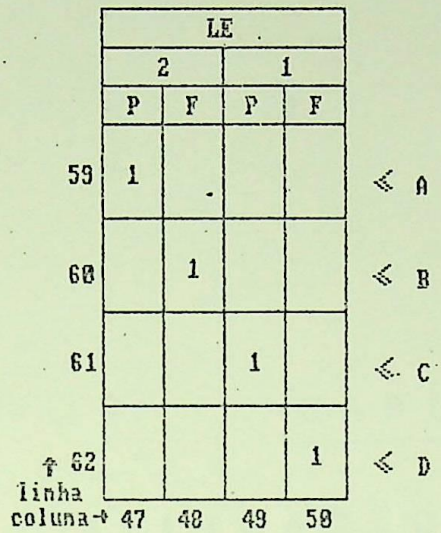
FIGURA 3.17 - Detalhe da matriz : elemento do tipo TE.



A = 0.00
B = 0.00
C = LC2
D = 0.00
E = 0.00
F = LC1

Dpn = intervalo de tempo da ponta, período n
Dfn = inervalo de tempo fora da ponta, período n
LCn = limite de capacidade de TC no período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta
I = incremento de capacidade

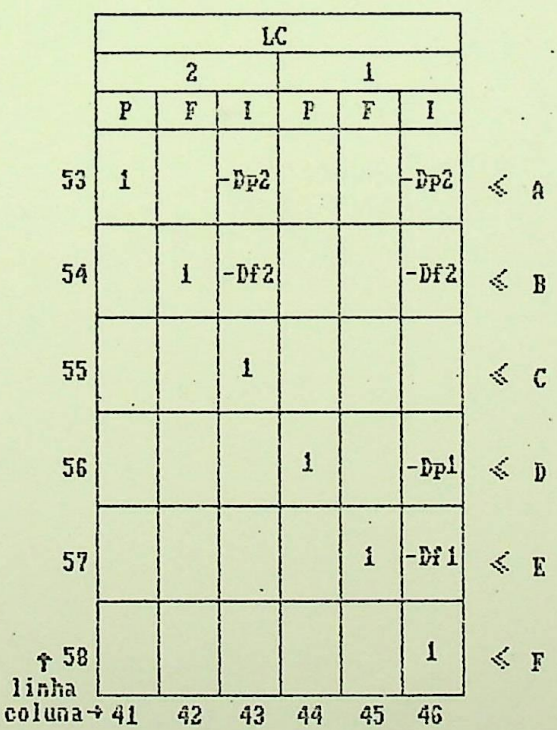
FIGURA 3.18 - Detalhe da matriz : elemento do tipo TC.



A = LC2.Dp2
B = LC2.Df2
C = LC1.Dp1
D = LC1.Df1

Dpn = intervalo de tempo da ponta, período n
Dfn = inervalo de tempo fora da ponta, período n
LCn = limite de capacidade de LE no período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta

FIGURA 3.19 - Detalhe da matriz : elemento do tipo LE.



A = 0.00
B = 0.00
C = LC2
D = 0.00
E = 0.00
F = LC1

Dpn = intervalo de tempo da ponta, período n
Dfn = inervalo de tempo fora da ponta, período
LCn = limite de capacidade de LC no período n
P = energia relativa a ponta
F = energia relativa a fora da ponta
I = incremento de capacidade

FIGURA 3.20 - Detalhe da matriz : elemento do tipo LC.

CAPÍTULO 4

APLICAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO

4 - APLICAÇÃO DO MODELO MATEMATICO PROPOSTO

Neste capítulo serão feitos exemplos de aplicação do modelo proposto para comprovar a sua validade em aplicações reais. É também mostrado um programa de computador que incorpora este modelo e que foi desenvolvido como parte desta dissertação de mestrado. Será estudada a expansão de um sistema de geração de energia elétrica que, apesar de fictício, é baseado em dados reais e que foi criado de maneira a reproduzir todas as características básicas de um sistema.

4.1 - O Programa De Computador

O modelo matemático utilizado foi implementado em um programa de computador. A linguagem utilizada foi o FORTRAN 77, que foi escolhida em função da sua padronização e difusão no meio científico, possuindo bibliotecas com pacotes de programas prontos para o uso. Este programa utilizou-se de uma rotina de programação linear, a DLPRS da IMSL (International Mathematical and Statistical Library).

O programa foi concebido de maneira que ele fosse preciso, versátil, prático e seguro no seu uso. Rotinas especiais de teste foram desenvolvidas a fim de minimizar a possibilidade de introdução de dados incoerentes e/ou errados.

O programa estabelece um "dialogo" com o usuário o que torna o seu uso fácil e agradável. Todas as funções podem ser facilmente acessadas a partir de um "menu" principal (e outros secundários para o acesso às sub-funções). O programa se encarrega de realizar todas as tarefas, mesmo aquelas que normalmente são feitas via sistema operacional, como por exemplo, preparar para executar um caso de maneira automática, sem estar conectado ao terminal (executar em modo "job", no jargão da informática). Desta maneira, o usuário fica dispensado de realizar estas tarefas muitas vezes complicadas.

Como já se disse no capítulo anterior, a programação linear pode apresentar problemas numéricos, invalidando a solução obtida. O programa conta com uma rotina que verifica a validade da solução e caso algum problema seja encontrado o usuário é informado. Estas e todas as outras características do programa

são detalhadamente descritas no volume II desta dissertação. Este volume é o Manual do Usuário do programa, que recebeu o nome de PEX/PL - Planejamento da EXpansão da geração utilizando a Programação Linear. A estrutura geral do programa pode ser vista na figura 4.1. Ela é formada por um núcleo que permite o acesso aos blocos das diversas funções de que dispõe o programa.

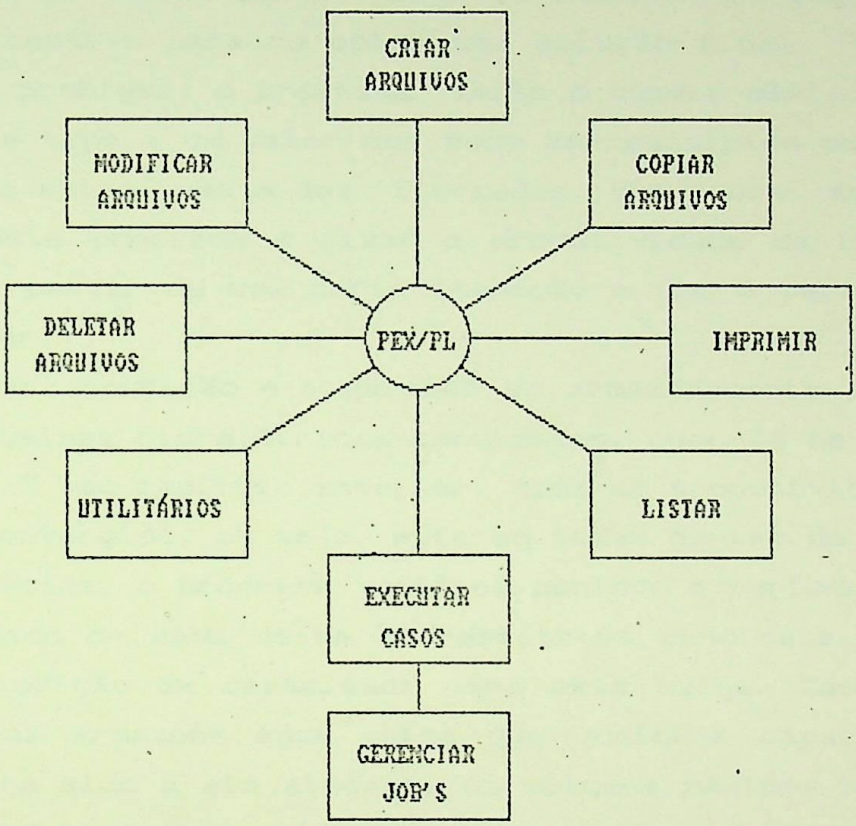


FIGURA 4.1 - O diagrama de blocos do programa.

Quando um caso é executado, o programa só considera como solução final aquela que satisfaça a duas condições, além de atender às restrições do problema. Uma é a questão da produtividade das usinas hidroelétricas. O programa fornece uma solução inicial, de onde são obtidos os valores dos volumes armazenados em cada reservatório ao fim de cada período. Com estes valores são calculadas as produtividades médias que efetivamente cada usina apresentou. Estes valores são então comparados com os valores inicialmente propostos e caso uma ou mais usinas

apresentem uma diferença entre estes valores acima de uma certa tolerância, definida pelo usuário, uma nova execução é realizada. Nesta nova execução, os valores das produtividades assumidas serão os valores obtidos na primeira solução. O processo se repete até que todas as produtividades estejam variando dentro da tolerância.

Pode ocorrer, como em todo processo desta natureza, que alguma usina se mostre muito instável, fazendo com que se gaste um tempo excessivo para se obter uma solução final. Para contornar este problema, o programa limita o número máximo de iterações deste tipo a um valor que pode ser escolhido pelo usuário e varia entre uma e dez iterações. Uma outra maneira de contornar este problema é fixar a produtividade da usina com problemas a partir de uma certa iteração o que é permitido ao usuário fazer.

A outra condição é a questão do armazenamento prematuro de água em usinas hidrelétricas candidatas, como já se discutiu no item 3.2.7 do capítulo anterior. Após as produtividades terem todas convergido, ou seja, estarem todas dentro da tolerância especificada, o programa verifica período a período o volume armazenado de cada usina hidroelétrica candidata e compara com a alocação de capacidade para esta usina. Caso alguma destas usinas armazene água antes que qualquer capacidade de geração tenha sido a ela alocada, os volumes máximos ao fim do período, desde o primeiro até o período anterior a alocação de capacidade, para cada usina são zerados. Com estas novas restrições o caso é novamente executado e todo o processo de convergência das produtividades é repetido até que novamente seja verificada a questão do armazenamento prematuro em usinas deste tipo. Caso seja necessário, uma nova execução será realizada.

Pode-se estabelecer assim dois laços ("loops", em inglês) de verificação. Um, que pode ser chamado de "interno", relativo a convergência das produtividades e outro "externo", relativo a questão do armazenamento prematuro em usinas hidroelétricas candidatas. A figura 4.2 permite visualizar como é feita a execução de um caso, mostrando os laços interno e externo.

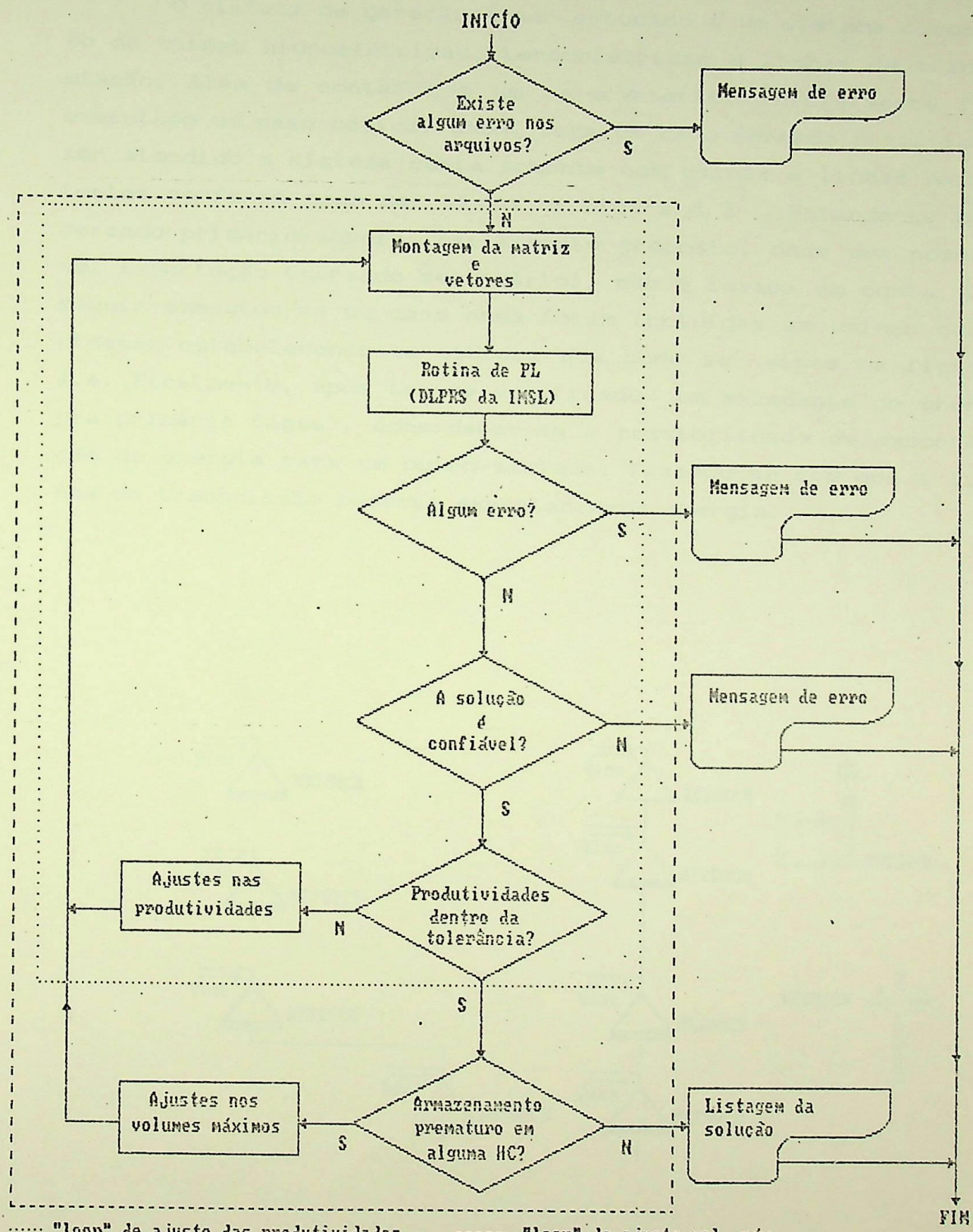


FIGURA 4.2 - Fluxograma de execução do estudo de um caso.

4.2 - O Sistema A Ser Estudado

O sistema de geração a ser estudado é um sistema composto de usinas hidroelétricas, termoelétricas e linhas de transmissão, além de contar com um reservatório. Inicialmente foi executado um caso básico, onde, para um dado mercado primário a ser atendido o sistema conta somente com usinas e linhas existentes conforme pode ser visto na figura 4.3 . Entende-se por mercado primário aquele inicialmente proposto, onde uma possível exportação (mercado secundário), não é levada em conta. A seguir executou-se um caso onde foram incluídas as usinas candidatas estabelecendo um sistema que pode ser visto na figura 4.4. Finalmente, após ter-se verificado um excedente de energia primária (água), considerou-se a possibilidade de exportação de energia para um outro sistema, fazendo-se com que a linha de transmissão pudesse exportar essa energia.

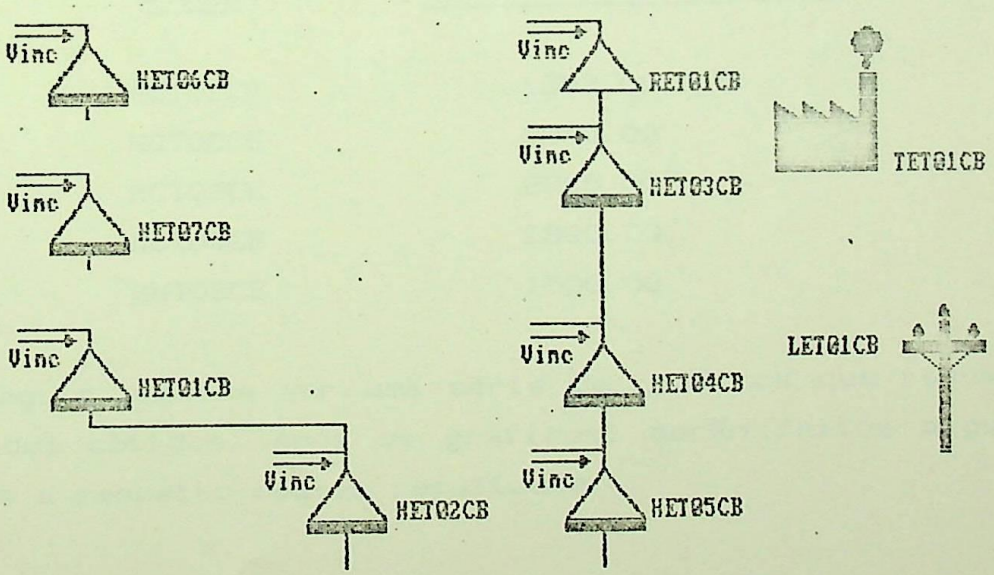


FIGURA 4.3 - Sistema sem as usinas.

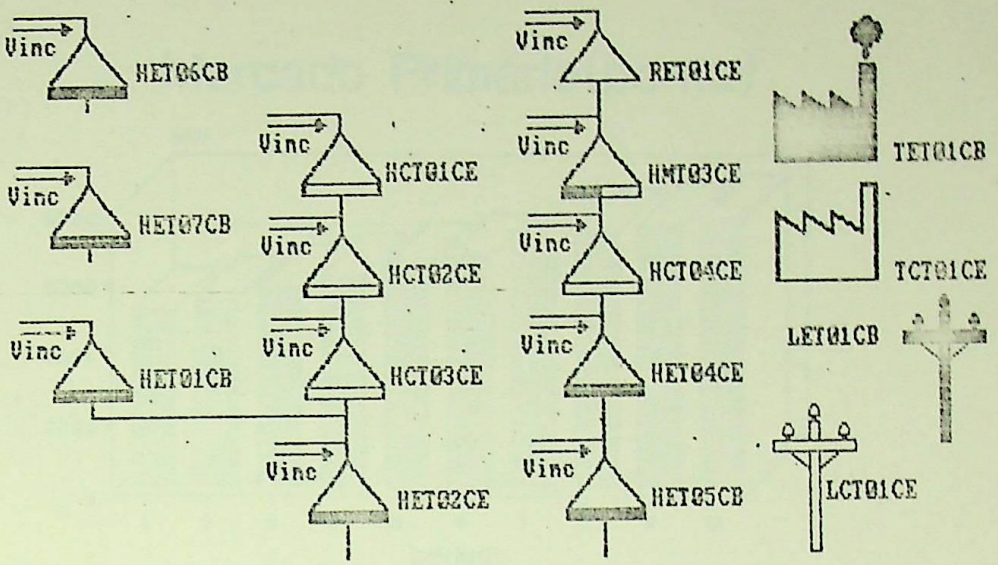


FIGURA 4.4 -- Sistema com expansão.

Uma lista com o nome da usina candidata e o seu respectivo custo unitário pode ser vista abaixo:

USINA	CUSTO UNITARIO [$/kW]
HCT01CE	1583.00
HCT02CE	1850.00
HCT03CE	2015.00
HCT04CE	1890.00
HMT03CE	1500.00

A seguir pode-se ver uma série de gráficos que resumem os resultados obtidos. Após os gráficos, serão feitos alguns comentários a respeito desses resultados.

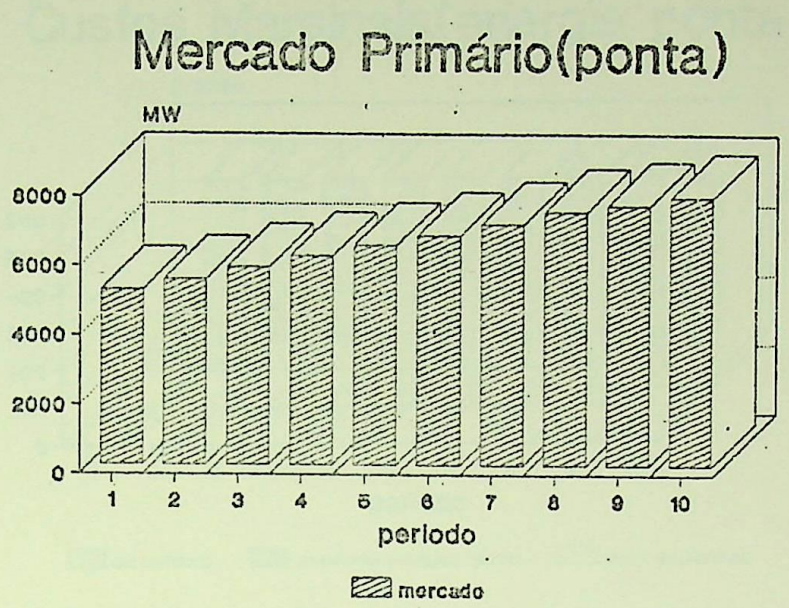


FIGURA 4.5 - Mercado primário: demanda de ponta.

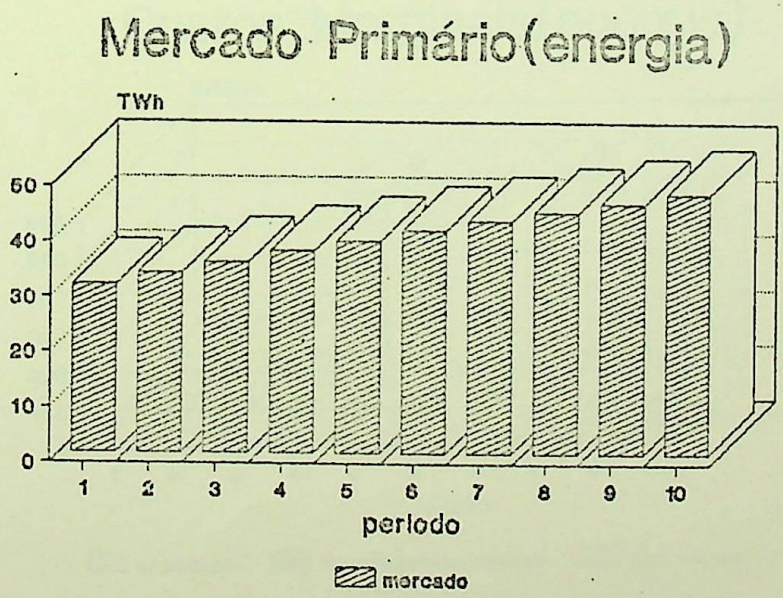


FIGURA 4.6 - Mercado primário: demanda de energia.

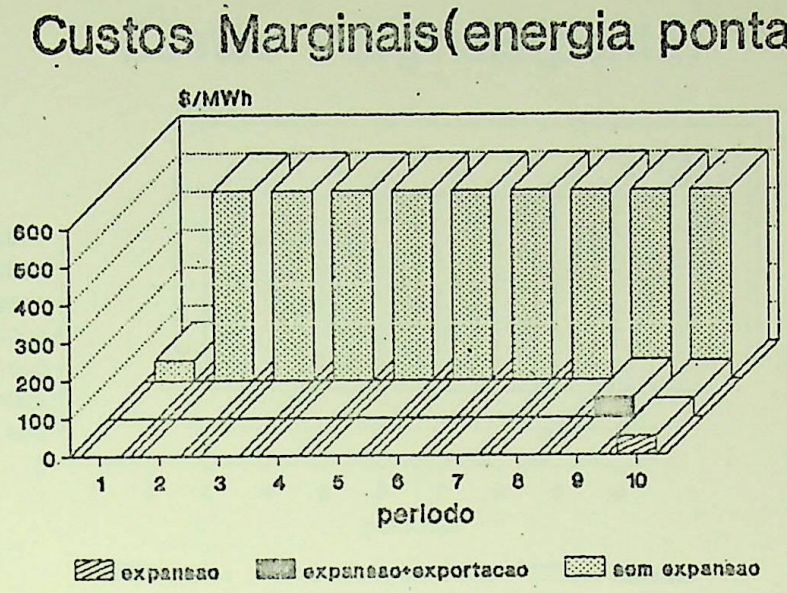


FIGURA 4.7 - Custos marginais de energia na ponta.

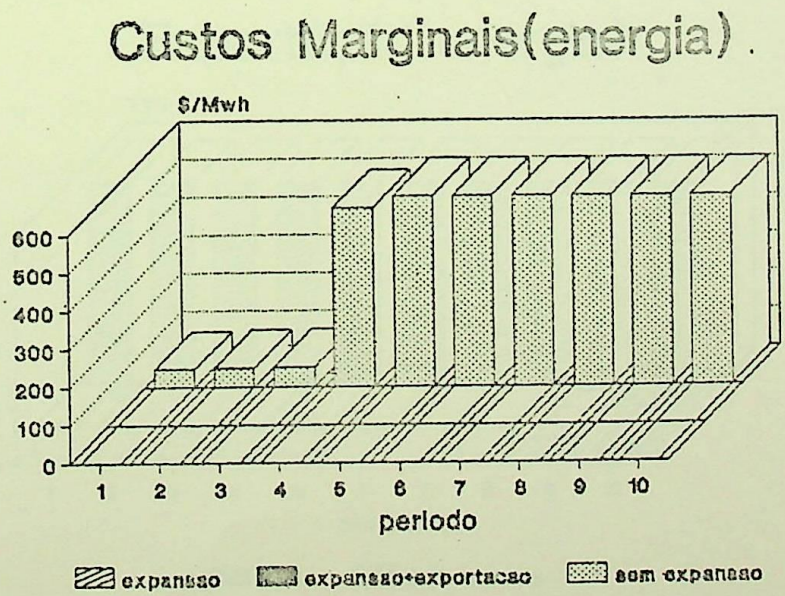


FIGURA 4.8 - Custos marginais de energia fora da ponta.

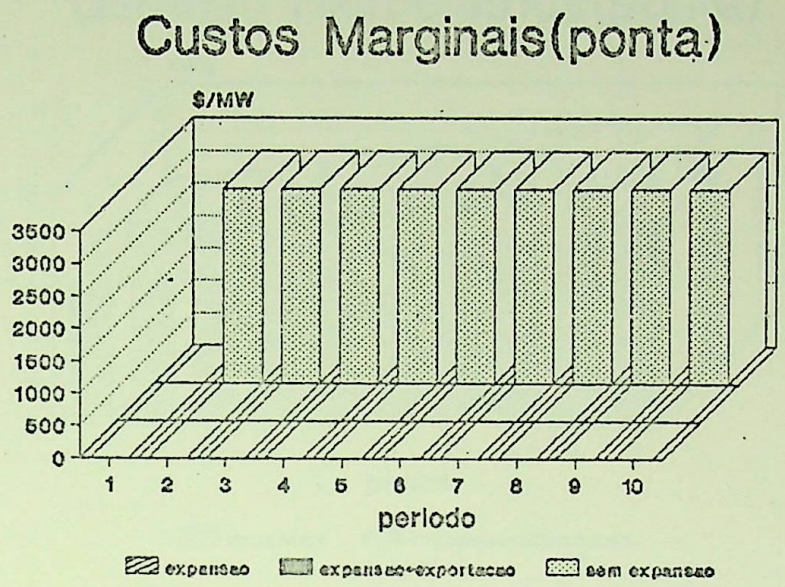


FIGURA 4.9 - Custos marginais de ponta.

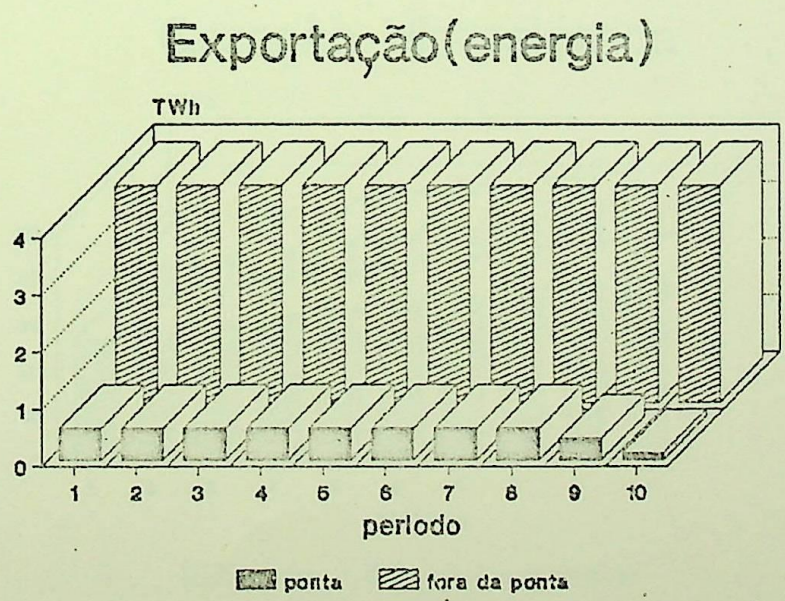


FIGURA 4.10 - Exportação de energia na ponta e fora da ponta.

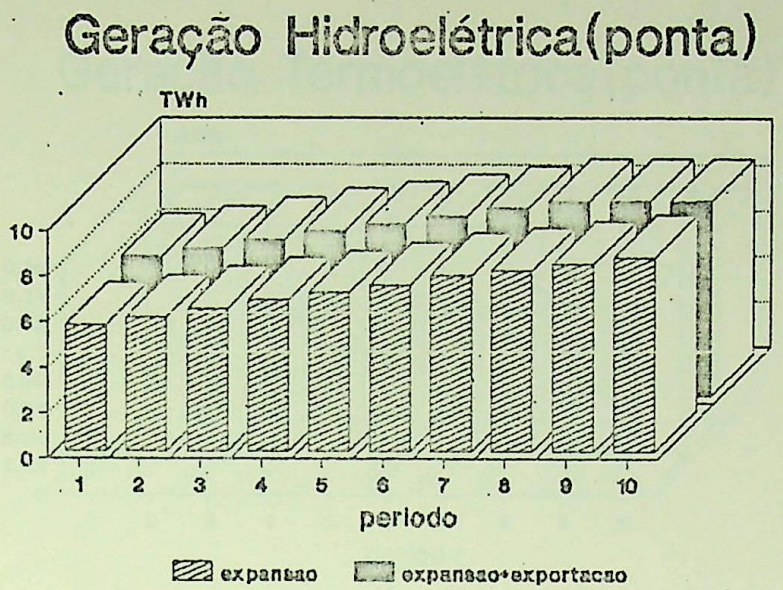


FIGURA 4.11 - Geração hidroelétrica total na ponta.

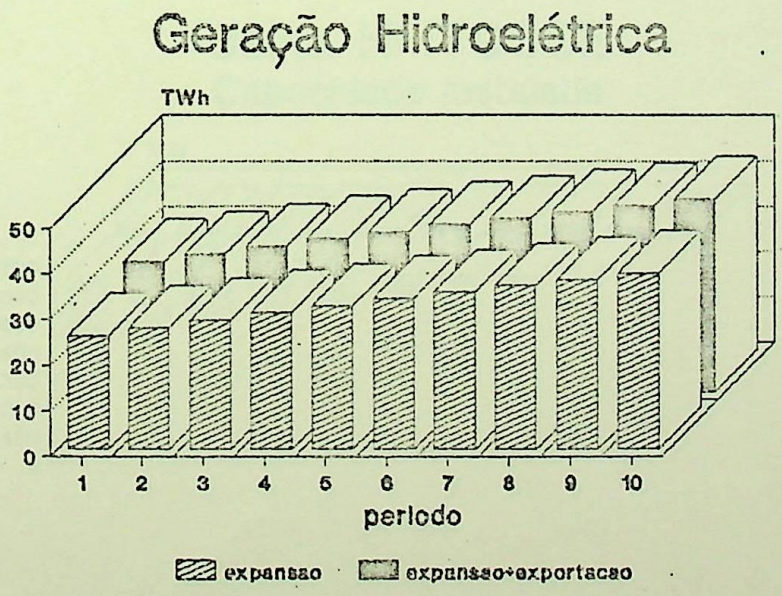


FIGURA 4.12 - Geração hidroelétrica total fora da ponta.

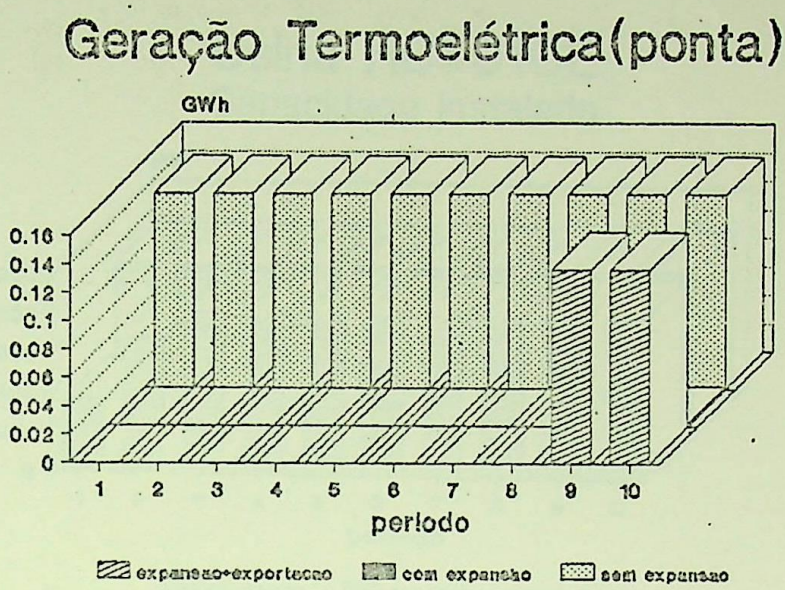


FIGURA 4.13 - Geração termoelétrica na ponta.

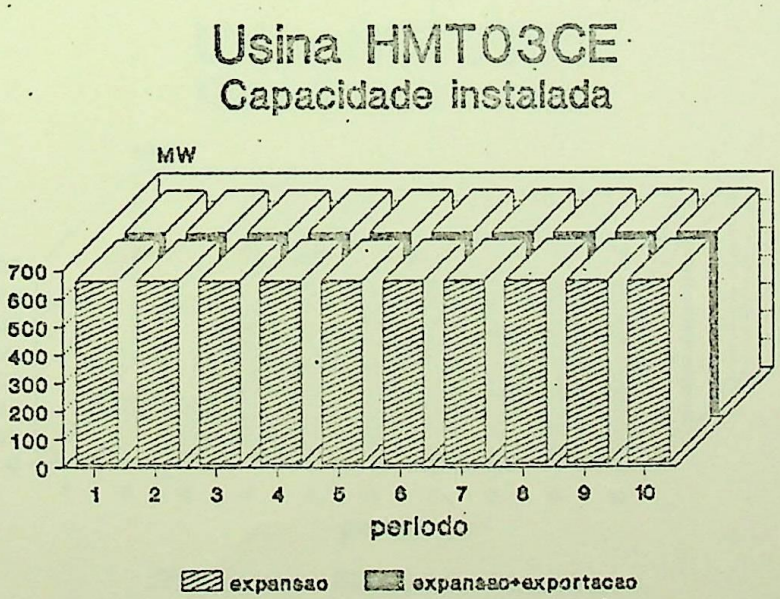


FIGURA 4.14 - Capacidade instalada da usina HMT03CE.

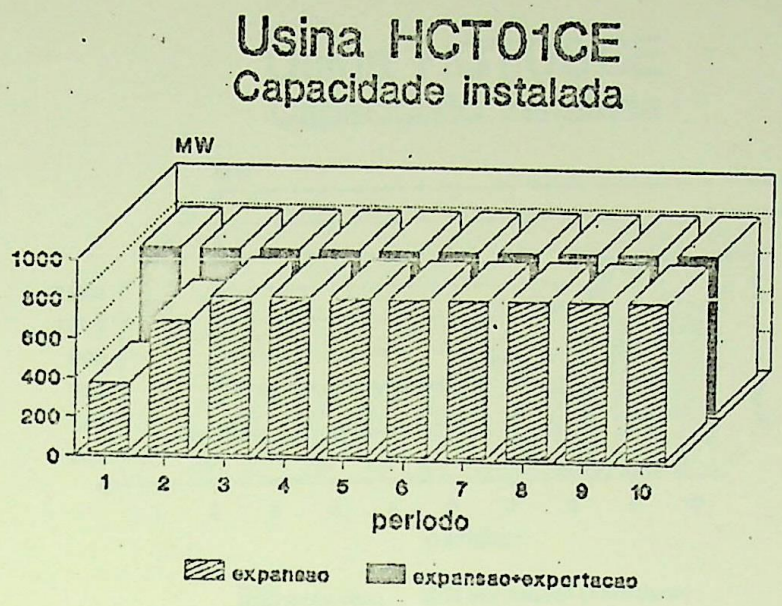


FIGURA 4.15 - Capacidade instalada da usina HCT01CE.

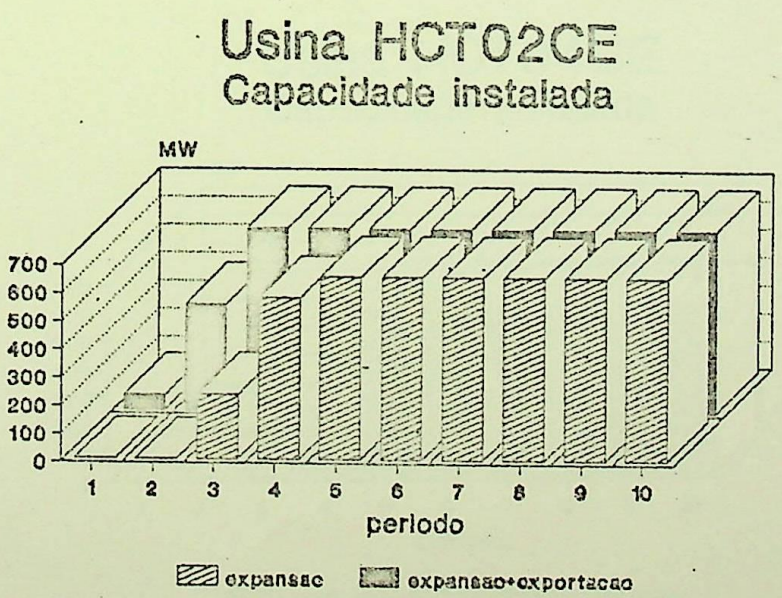


FIGURA 4.16 - Capacidade instalada da usina HCT02CE.

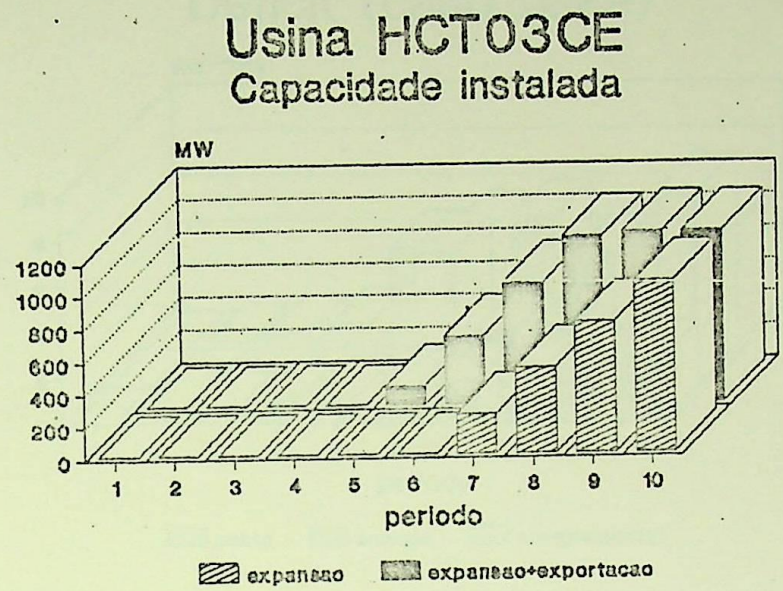


FIGURA 4.17 - Capacidade instalada da usina HCT03CE.

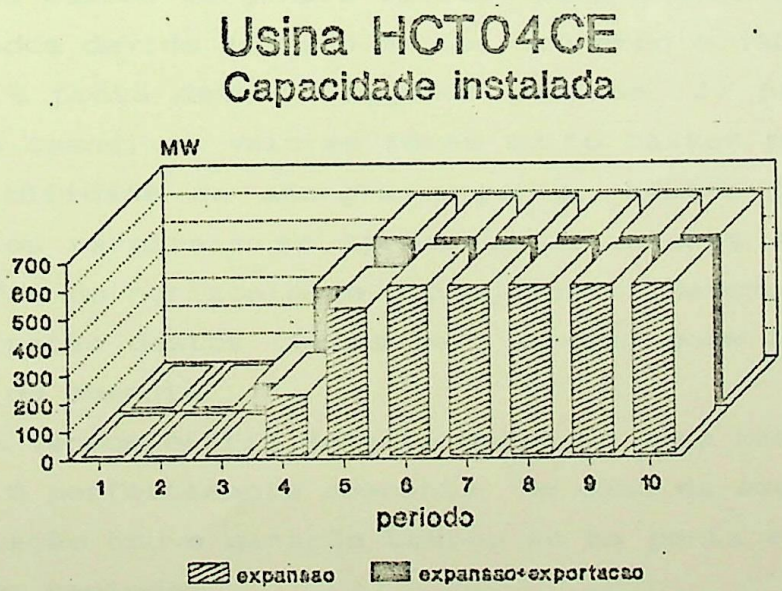


FIGURA 4.18 - Capacidade instalada da usina HCT04CE.

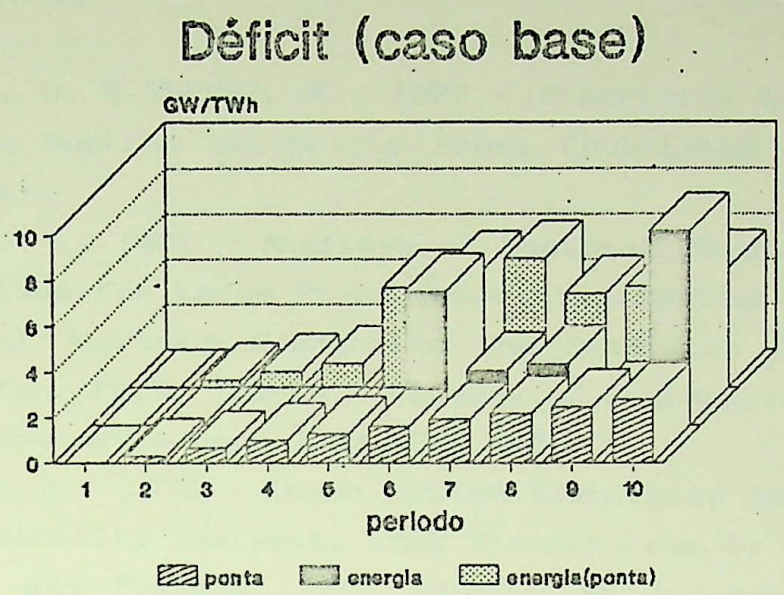


FIGURA 4.19 - Deficits do caso.base.

Algumas observações podem ser feitas dos resultados obtidos:

- os custos marginais obtidos para o caso base foram elevados devido ao fato de ter ocorrido o déficit de energia e ponta desde o segundo período. Já para os outros dois casos, os valores foram muito baixos por haver disponibilidade de energia e ponta. Nestes dois casos os custos marginais só apresentaram valores significativos ao fim do horizonte de planejamento. Deve-se notar a antecipação destes custos para o caso onde houve exportação de energia.

- a termoelétrica somente gerou no caso base na ponta, o que é perfeitamente coerente. No caso da expansão com exportação houve geração também só na ponta e nos dois últimos períodos.

- a entrada das usinas seguiu o critério do custo unitário e assim as usinas mais baratas entraram em serviço antes das demais. Este comportamento foi o esperado, já que não havia restrições na disponibilidade de água. Nes-

BIBLIOGRAFIA:

ANDERSON, D. & TURVEY, R., 1977 - Eletricity Economics. The John Hopkins University Press (published for The Word Bank).

BAJAY, S. V., 1981 - Analisys of Regional Development Alternatives for Large Power Generating Systems - A Methodogical Approach Concerning the Brazilian South Eastern Region. Ph.D. Thesis, Faculty of Engineering/University of Newcastle upon Tyne, ENGLAND.

BOOTH, R. R., 1972 - Power System Simulation Model Based on Probability Analysis, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, Nº 1, January/February 1972-b.

CROUSILLAT, E. O., 1989.- Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning. The Word Bank, Washington, EUA.

ELETROBRÁS, 1979 - Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (MSUI); Nota Técnica. Rio de Janeiro.

ELETROBRÁS, 1981 - Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo (DESELP); Nota Técnica. Rio de Janeiro.

ELTON, J. E. & GRUBER, M. J., 1987 - Modern Portfolio Theory And Investiment Analysis. John Wiley & Sons, EUA.

IMSL , 1990 - International Mathematical and Statistics Library. EUA.

LIMA, P. C., 1987 - Uma Estrutura Tarifária Para Energia Elétrica, Baseada Em Custos Marginais. Tese de Mestrado. UNICAMP.

MENDES, S. B., 1980 - Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes. Tese de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

NILS, J. N., 1980 - Principles of Artificial Inteligence. Tioga Publishing Co. EUA.

KUIPER, J., 1973 - Analysis of Alternative Sequences of Hidroeletric Power Developments, Ph.D. thesis, Department of Civil Engineering, Stanford University, EUA.

te caso também pode-se observar que a exportação de energia fez com que acontecesse uma antecipação na entrada das usinas.

CAPÍTULO 5

OS CUSTOS MARGINAIS REGIONAIS E SUA APLICAÇÃO À GERAÇÃO DESCENTRALIZADA

5 - OS CUSTOS MARGINAIS REGIONAIS E SUA APLICAÇÃO À GERAÇÃO DESCENTRALIZADA.

Neste capítulo será explicada a metodologia de cálculo dos custo marginais no Brasil, tecendo-se comentários a respeito. É proposta uma metodologia de cálculo destes custos quando se incorpora ao sistema elétrico a geração descentralizada e, por fim, é feita uma adequação dos custos marginais obtidos pelo modelo implementado no programa de computador com os custos marginais calculados de forma convencional.

5.1 - A Remuneração Da Energia E Capacidade Oriundas Da Geração Descentralizada

Para facilitar a exposição deste ítem, tomar-se-á como base o caso das PCH's, por apresentar este, complicações próprias relativas à hidrologia. Pode-se, no entanto, extender os conceitos aqui apresentados às outras formas de geração.

Os estudos energéticos e econômicos das PCH's têm se baseado nos históricos disponíveis de vazão, considerando-os representativos da futura afluência. Isto, de fato, é razoável, pois, ao se trabalhar com as curvas de duração de vazão, está se fazendo um estudo estatístico do ciclo hidrológico. De um lado, os estudos dos grandes sistemas hidroelétricos desagregam os históricos hidrológicos, destacando-se a sequência de vazões mais crítica, associando-a ao chamado período crítico. Tal técnica visa garantir o abastecimento do mercado, mesmo que venha a se repertir a pior sequência de vazões. A energia para ser suprida ao mercado com base na hidrologia crítica é denominada energia firme ou primária. Esta última denominação não tem sido utilizada, talvez para não se confundir com a energia empregada nos balanços energéticos (carvão, petróleo, afluência hídrica total, etc...). A diferença entre a energia que seria fornecida com base no histórico total e a energia firme é denominada energia secundária. Os sistemas hidroelétricos brasileiros foram e ainda são planejados segundo este enfoque, que poderia ser chamado determinístico.

É usual se dizer que a energia secundária serve para reduzir o fator de capacidade (fcap) das centrais termoelétricas. Isto se deve ao fato de ter planejado uma determinada geração para as centrais termoelétricas, no sentido de complementar o abastecimento ao mercado, com base na energia firme afluente. Toda energia que vier a mais (energia secundária) deve ser utilizada para deslocar a geração térmica e importação ou aumentar a exportação. Analisando o Brasil como um todo, sabe-se que a geração térmica é pequena, sendo concentrada na região sul. Portanto, o deslocamento da geração térmica para se aproveitar toda a energia secundária pode não ser viável, seja pela pequena capacidade térmica, seja pelas restrições do sistema de potência. Existem ainda os problemas legais, como os contratos com mineradoras de carvão, que reduzem ainda mais a flexibilidade operacional das centrais termoelétricas.

Com relação à importação e exportação, na realidade brasileira isto é ainda inexpressivo sob o ponto de vista dos grandes sistemas interligados, sendo apenas significativo a nível regional (mas este trabalho visa este objetivo).

Sob o ponto de vista de médio para longo prazo, a energia secundária poderia atrasar investimentos, caso houvesse capacidade de armazenamento suficiente no sistema. Entretanto, a capacidade regularizadora do parque hidroelétrico nacional é relativamente pequena, e não há perspectivas de poder-se aumentá-la significativamente, principalmente em consequência das limitações ambientais, colocadas agora em destaque.

Em resumo, pode-se afirmar que grande parte da energia secundária é vertida por não haver parque térmico expressivo, intercâmbio com outros sistemas regionais predominantemente térmicos, mercado secundário forte ou, ainda, capacidade de regularização ociosa.

Todas estas colocações iniciais foram feitas com o intuito de se colocar a seguinte questão: como pode o setor elétrico remunerar a energia gerada por uma PCH, quando as usinas do sistema estão vertendo? Para se responder a esta pergunta é necessário compreender o procedimento empregado no planejamento da expansão do sistema elétrico. Pode-se afirmar que a expansão ótima busca sempre manter o custo marginal de curto prazo "igual ou menor" ao de longo prazo. A figura 5.1 ilustra esta

afirmação, mostrando três curvas de custo marginal (CMD em função da demanda (E), relativas a três arranjos do parque produtor. O arranjo 3 é a expansão do 2, que, por sua vez, é a expansão do 1 [Picard, 1990]. A expansão ótima se dá segundo a envoltória inferior, destacada na figura. E1 e E2 definem os pontos onde a expansão do sistema se faz necessária. Observe-se que, caso não existisse a opção intermediária de expansão (curva 2), o custo marginal entre E1 e E2 seria mais elevado. Por outro lado, a medida que se consegue fracionar mais opções de expansão, mais baixos serão os custos marginais. Para uma expansão contínua ter-se-ía a situação já referida, onde os custos marginais de curto e longo prazo seriam iguais. Cabe aqui ressaltar a importância das pequenas e médias gerações, sejam elas da concessionária ou de auto-produtores, e os programas de conservação de energia, que podem aproximar o comportamento da expansão a essa situação contínua.

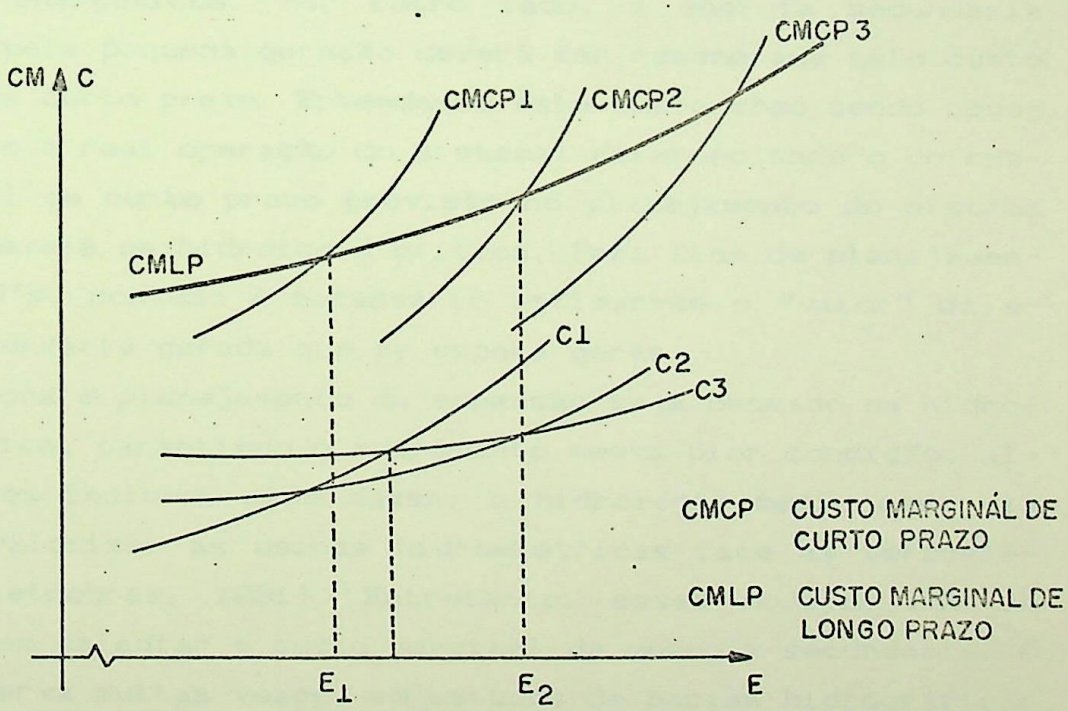


FIGURA 5.1 - Curvas de custos marginais.

Voltando-se à questão colocada, deve-se ter em mente que a PCH ou qualquer geração de pequeno porte, tem de ser valorizada com base nos custos marginais do sistema, pois essa desloca geração térmica no curto prazo, ou geração e expansão térmica no longo prazo. É evidente que, enquanto a entrada de geração descentralizada for de pequena monta, pode-se assumir os custos marginais do sistema como invariáveis, mas estes serão alterados quando a penetração dessas fontes forem significativas [Santos, 1987]. Também é evidente que as pequenas gerações sejam valorizadas segundo suas "confiabilidades energéticas". Os seus produtos só poderão corresponder ao custo marginal do sistema elétrico se eles forem igualmente "confiáveis". Ora, se o sistema elétrico é planejado com base no período crítico, nada mais natural que valorizar somente a energia firme dos pequenos aproveitamentos com base nos custos marginais de longo prazo do sistema. Esta compatibilidade permite incorporar as PCH's ao planejamento (conforme as técnicas de equivalentes mostradas no capítulo 3 desta dissertação), seguindo os mesmos critérios energéticos. Por outro lado, a energia secundária produzida pela pequena geração deverá ser remunerada pelo custo marginal de curto prazo. Entenda-se este custo como sendo aquele relativo à real operação do sistema, diferenciando-o do custo marginal de curto prazo previsto no planejamento do sistema e que se baseia na hidrologia crítica. Para fins de planejamento das PCH's, contudo é necessário estimar-se o "valor" da energia secundária gerada que se espera gerar.

Embora o planejamento da expansão seja baseado na hidrologia crítica, garantindo o suprimento nessa pior condição, alguns modelos incluem, além dessa, a hidrologia média como uma forma de valorizar as usinas hidroelétricas face as termoelétricas [Eletrobrás, 1981]. Entretanto, esses modelos não se preocupam em calcular o custo marginal da energia secundária. O que se observa muitas vezes, em estudos de bacias hidrográficas usando modelos de simulação [Eletrobrás, 1979], é valorizar a energia secundária com base no custo da geração térmica. Assume-se, pois, que sempre será possível deslocar este tipo de geração o que não é verdade.

Uma metodologia, que parece mais coerente, é se calcular o custo marginal médio de curto prazo, para um parque de gera-

ção já definido. A sequência deste procedimento é a seguinte: utilizando-se a hidrologia crítica, define-se a expansão do parque gerador. Após, fixadas as capacidades, planeja-se a operação do sistema, não só com a hidrologia crítica mas com todo o histórico. Será, pois, necessário fazer-se o estudo da operação coincidindo o início do horizonte com os diferentes anos do histórico, considerando-o cíclico, ou seja, após o último ano se repetirá o primeiro. Para cada estudo é possível calcular os custos marginais relativo aos períodos dentro do horizonte de planejamento. A média dos diferentes custos marginais, relativos às diferentes hidrologias, associados a um mesmo período, será o custo marginal médio de curto prazo daquele período. Realizando-se este estudo a níveis regionais, poder-se-ía estabelecer claramente os preços de compra de energia secundária, em hidroelétricas, ou de energia adicional, em cogeração e outros.

5.2 - Os Custos Marginais Regionais

Como já se disse no início do capítulo 3, o problema da expansão da geração quando resolvido pela técnica da programação linear, apresenta, além da solução primal do problema, a solução do seu dual, de onde se pode obter os custos marginais. O modelo permite obter o custo marginal de capacidade, associado a potência que deve estar disponível para atender ao mercado, bem como os custos marginais de energia na ponta e fora da ponta, associados às respectivas demandas.

É importante lembrar-se que em um sistema de geração de energia elétrica existe uma relação entre a demanda de ponta do sistema e a demanda de energia, já que não é possível produzir-se energia elétrica sem uma potência disponível e nem obter-se uma potência sem a produção de energia. Observando-se a figura 5.2 pode-se ver como é estabelecida esta relação.

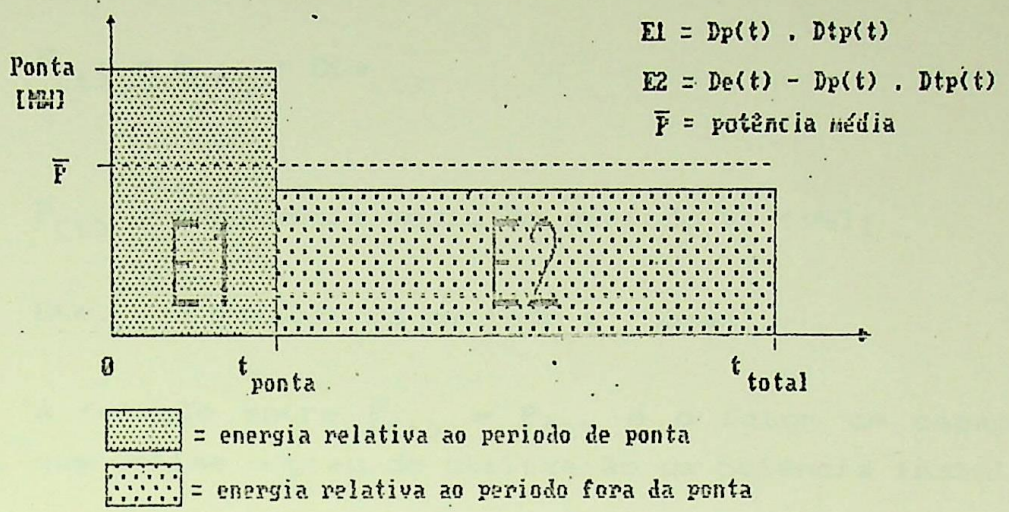


FIGURA 5.2 - Relação entre as demandas de ponta e energia.

A demanda total de energia $E_{(t)}$, pode ser dividida em duas partes, segundo a equação 5.1.

$$E_{(t)} = E^{P}_{(t)} + E^{F}_{(t)} \qquad (5.1)$$

onde:

$E_{(t)}$ = demanda total de energia no período t;

$E^{P}_{(t)}$ = demanda de energia na ponta do período t;

$E^{F}_{(t)}$ = demanda de energia fora da ponta do período t.

Estabelecendo-se que $E^{P}_{(t)}$ é o produto da demanda de ponta do período t e a duração da ponta no período t. Tem-se que,

$$E^{P}_{(t)} = P_{(t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (5.2)$$

$$E^{F}_{(t)} = E_{(t)} - P_{(t)} \cdot Dtp_{(t)} \qquad (5.3)$$

onde:

$P_{(t)}$ = demanda de ponta no período t;

$Dtp_{(t)}$ = duração da ponta do período t.

A potência média do período é dada pela relação

$$\bar{P}_{(t)} = E_{(t)} / Dte_{(t)} \qquad (5.4)$$

onde:

$\bar{P}_{(t)}$ = potência média do período t, [MW];

$Dte_{(t)}$ = duração do período t [horas].

A relação entre $\bar{P}_{(t)}$ e $P_{(t)}$ é o fator de capacidade, fc(t), que define o grau de utilização da potência instalada.

$$fc(t) = \bar{P}_{(t)} / P_{(t)} \qquad (5.5)$$

Quanto mais próximo da unidade estiver o fc, mais uniformemente estará sendo utilizado o sistema de geração de energia. Um fc baixo significa que a potência instalada só é plenamente utilizada durante um pequeno intervalo de tempo, durante o período. O fc pode fornecer informações importantes a respeito do mercado a ser atendido, pois permite recompor, de uma maneira aproximada, a curva de carga, que traduz o comportamento deste mercado (é como se a curva de carga fosse dividida em dois patamares). Em um sistema de geração de energia elétrica o comportamento dos consumidores varia de forma lenta, já que este é função do grau de desenvolvimento tecnológico, da renda "per capita", do tipo de indústria, dentre outros fatores. Da mesma forma o fc varia, podendo-se entretanto, considerá-lo praticamente constante entre um período e outro, fato que é tão mais próximo da verdade quanto menor for o período.

Em função do que se disse anteriormente, pode-se definir a demanda de energia total $E_{(t)}$ em função da demanda de ponta, do fc e da duração do período. Assim,

$$E_{(t)} = P_{(t)} \cdot fc_{(t)} \cdot Dte_{(t)} \qquad (5.6)$$

Considerando-se o produto $fc(t) \cdot Dte_{(t)}$ como uma constante $K_{(t)}$, pode-se reescrever a equação 5.6 como:

$$E_{(t)} = P_{(t)} \cdot K_{(t)} \qquad (5.7)$$

O custo de um sistema de geração de energia elétrica é uma função da potência e da energia, interdependentes, pelo que se disse anteriormente.

$$C = f(P,E) \qquad (5.8)$$

Pode-se dizer que o custo marginal é a variação incremental do custo dividido pela variação incremental do mercado. A derivada do custo é então:

$$dC = \frac{\delta f}{\delta E} \cdot dE + \frac{\delta f}{\delta P} \cdot dP \qquad (5.9)$$

onde:

$\frac{\delta f}{\delta E}$ = custo marginal de energia, CME;

$\frac{\delta f}{\delta P}$ = custo marginal de capacidade (ponta), CMP.

Reescrevendo a equação 5.9, tem-se:

$$dC = CME \cdot dE + CMP \cdot dP \qquad (5.10)$$

e de 5.7, pode-se fazer

$$dE = K\ dP \qquad (5.11)$$

e,

$$dP = dE / K \qquad (5.12)$$

Substituindo-se em 5.10, tem-se:

$$dC = CME \cdot dE + CMP \cdot \frac{dE}{K} \qquad (5.13)$$

O custo marginal de energia pode ser dividido em duas parcelas, uma relativa ao período de ponta e outra relativa ao período fora da ponta. O programa fornece estes custos marginais, além do custo marginal de capacidade. A equação anterior pode ser reescrita da seguinte forma, período a período:

$$dC_{(t)} = CMEPO_{(t)} \cdot dE^{P}_{(t)} + CMEFO_{(t)} \cdot dE^{F}_{(t)} + CMPO_{(t)} \cdot \frac{dE_{(t)}}{K_{(t)}}$$

(5.14)

onde:

$CMEPO_{(t)}$ = custo marginal "otimizado" de energia na ponta, fornecido pelo programa, no período t;

$CMEFO_{(t)}$ = custo marginal "otimizado" de energia fora da ponta, fornecido pelo programa, no período t;

$CMPO_{(t)}$ = custo marginal "otimizado" de capacidade, fornecido pelo programa, no período t.

Pode-se explicitar o valor de $dE^{P}_{(t)}$ e $dE^{F}_{(t)}$ em função de $dE_{(t)}$, conforme pode ser visto a seguir.

Da equação 5.2 tem-se:

$$dE^{P}_{(t)} = Dtp_{(t)} \cdot dP_{(t)} \quad (5.15)$$

onde, $Dtp_{(t)}$ é constante no período t. De 5.12,

$$dE^{P}_{(t)} = Dtp_{(t)} \cdot \frac{dE_{(t)}}{K_{(t)}} \quad (5.16)$$

e de forma análoga,

$$dE^{F}_{(t)} = \left(1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}\right) \cdot dE_{(t)} \quad (5.17)$$

Substituindo 5.16 e 5.17 na equação 5.14, pode-se dizer que:

$$dC_{(t)} = \left[\frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}} \cdot CMEPO_{(t)} + \left(1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}\right) \cdot CMEFO_{(t)} + \frac{1}{K_{(t)}} \cdot CMPO_{(t)} \right] \cdot dE_{(t)} \quad (5.18)$$

ou como se deseja o custo marginal de energia,

$$\frac{dC_{(t)}}{dE_{(t)}} = \left[\frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}} \cdot CMEPO_{(t)} + (1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}) \cdot CMEFO_{(t)} + \frac{1}{K_{(t)}} \cdot CMPO_{(t)} \right] \quad (5.19)$$

Obteve-se o custo incremental médio de longo prazo, CIMLP. Este por sua vez pode ser separado em custo marginal de potência, CMPL e custo marginal de energia, CMEL.

A separaração é feita pelo critério da ponta de referência. Identifica-se a melhor alternativa de produção de ponta disponível, que pode ser uma turbina à gás, uma usina hidroelétrica reversível ou a motorização de aproveitamentos existentes e seu respectivo custo. A seguir credita-se, a este custo, a capacidade de produção dessa alternativa, valorizado pelo custo marginal de energia, conforme a equação 5.20

$$CMPL_{(t)} = CAP_{(t)} - Dte_{(t)} \cdot fcap_{(t)} \cdot CMEL_{(t)} \quad (5.20)$$

onde:

$CMPL_{(t)}$ = custo marginal de ponta de longo prazo, no período t;

$CAP_{(t)}$ = custo unitário da alternativa de ponta, no período t;

$fcap_{(t)}$ = fator de capacidade da alternativa de ponta, no período t;

$CMEL_{(t)}$ = custo marginal de energia de longo prazo, no período t.

Deve-se observar que os aproveitamentos para a produção de potência operam normalmente na ponta e, portanto, se houver diferença entre os custos de energia na ponta e fora da ponta, como é o caso presente, a equação 5.20 assume a seguinte forma:

$$CMP_{(t)} = CAP_{(t)} - Dte_{(t)} \cdot fcap_{(t)} \cdot CMEP_{(t)} \quad (5.21)$$

onde:

$CMP_{(t)}$ = custo marginal de produção de potência, no período t;

$CMEP_{(t)}$ = custo marginal de produção de energia na ponta, no período t.

O $CMEP_{(t)}$ e o $CMEFP_{(t)}$ (custo marginal de energia fora da ponta) podem ser obtidos da mesma maneira como se obteve o CIMLP. Fazendo-se as devidas substituições na equação 5.18, obter-se-ão duas novas equações, que permitem obter o $CMEP_{(t)}$ e o $CMEFP_{(t)}$ (equações 5.22 e 5.23, respectivamente). Assim:

$$\frac{dC_{(t)}}{dE^{P}_{(t)}} = \left[\frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}} \cdot CMEPO_{(t)} + \left(1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}\right) \cdot CMEFO_{(t)} + \frac{1}{K_{(t)}} \cdot CMPO_{(t)} \right] \cdot Dtp_{(t)} / K_{(t)} \qquad (5.22)$$

$$\frac{dC_{(t)}}{dE^{F}_{(t)}} = \left[\frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}} \cdot CMEPO_{(t)} + \left(1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}\right) \cdot CMEFO_{(t)} + \frac{1}{K_{(t)}} \cdot CMPO_{(t)} \right] \cdot \left(1 - \frac{Dtp_{(t)}}{K_{(t)}}\right) \qquad (5.23)$$

Conhecido o custo marginal de produção de potência deve-se estimar o custo marginal de produção de energia, creditando-se ao custo incremental médio de longo prazo o custo marginal de produção de potência. Assim,

$$CME_{(t)} = CIMLP_{(t)} - CMP_{(t)} \cdot DP_{(t)} / A_{(t)} \qquad (5.24)$$

onde:

$CME_{(t)}$ = custo marginal de produção de energia, no período t;

$DP_{(t)}$ = incremento na disponibilidade de potência, no período t [kW];

$A_{(t)}$ = incremento na energia fornecida no período t [$/MWh].

Como já se disse anteriormente, existem razões físicas

para que se diferencie o custo da energia na ponta e fora da ponta. Assim:

$$CMEP_{(t)} = \alpha \cdot CMEFP_{(t)} \qquad (5.25)$$

$$CME_{(t)} = \beta \cdot CMEP_{(t)} + (1 - \beta) \cdot CMEFP_{(t)} \qquad (5.26)$$

onde:

α = relação entre os custos marginais de produção de energia na ponta e fora da ponta, no período t;

β = relação entre os tempos dos períodos de ponta e total, no período t;

$CMEFP_{(t)}$ = custo marginal de produção de energia fora da ponta, no período t.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

6 - CONCLUSÃO

O modelo e o programa, que dele se originaram parecem ser ferramentas úteis para o planejamento da expansão regional da geração de energia elétrica e, principalmente, podem subsidiar os contratos com os produtores independentes ou políticas de conservação de energia. O plano de expansão ótimo obtido, bem como os custos marginais, servem como uma base para a tomada das decisões no setor, que como já se disse, devem ser uma conjunção dos interesses técnicos, econômicos e políticos.

O fato de se ter criado um programa "amigável" facilita o seu uso e o relatório de saída completo auxilia em muito a análise do plano de expansão, o que torna fácil um estudo exaustivo sobre as diversas opções de expansão que podem ser propostas. Isto aumenta a base de informações sobre a qual serão tomadas as decisões. Não se tem, entretanto, a pretensão de que este seja um programa definitivo, sendo apenas mais uma contribuição para o setor.

Como em todo trabalho de pesquisa, a medida em que se evoluia o processo, novos caminhos foram aparecendo, mas alguns não puderam ser trilhados e, outros, apenas parcialmente. Muitos destes caminhos são certamente uma sequência natural deste trabalho e ficam como sugestão, a saber:

a) a utilização de uma rotina de programação linear que permita ser inicializada com uma solução básica matematicamente próxima da solução ótima, o que pode ser conseguido através de algorítimos apropriados. Este procedimento faria com que o tempo de solução diminuisse significativamente, o que é de grande utilidade, já que em alguns casos o número de iterações até a solução final pode ser elevado (nestes casos a solução básica seria obtida da solução anterior);

b) a incorporação de variáveis inteiras na modelagem da capacidade das usinas candidatas ao plano de expansão;

c) a criação de um banco de dados ainda mais flexível, onde, por exemplo, fosse possível criar equivalentes de forma automática;

BIBLIOGRAFIA

d) a combinação das técnicas finaceiras com o modelo desenvolvido;

e) o uso do modelo na técnica de "trade-off"

f) aplicação de inteligência artificial.

DATA 12/02/1992
PROC.
PED. PPG
LIV.
Cz$ DOAÇÃO

EFEI

BIBLIOTECA MAUÁ

Esta publicação deverá ser devolvida dentro do prazo estipulado.

O leitor é responsável pela publicação em seu poder

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200673
NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA