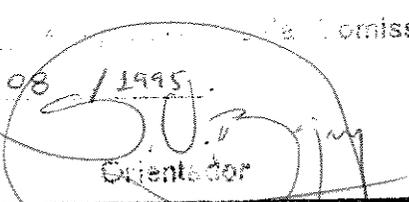


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**Otimização da Expansão Conjunta da Geração e
Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos de Potência
Através do Algoritmo de Decomposição de Benders e
Equacionamento das Incertezas Relativas às Vazões
Afluentes aos Reservatórios das Usinas
Hidroelétricas, Previsões de Mercado e Custo de
Instalação das Novas Usinas**

Tese de Doutorado

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>VALDENBERG ARAÚJO DA SILVA</u> _____ _____ Juizadora em <u>10 / 08 / 1995</u>  Orientador
--

Autor: Valdenberg Araújo da Silva
Orientador: Sergio Valdir Bajay

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS**

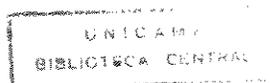
**Otimização da Expansão Conjunta da Geração e
Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos de Potência
Através do Algoritmo de Decomposição de Benders e
Equacionamento das Incertezas Relativas às Vazões
Afluentes aos Reservatórios das Usinas
Hidroelétricas, Previsões de Mercado e Custo de
Instalação das Novas Usinas**

**Autor: Valdenberg Araújo da Silva
Orientador: Sergio Valdir Bajay**

**Curso: Engenharia Elétrica
Área de Concentração: Automação**

Tese de Doutorado apresentada à Comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica, como requisito para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

**Campinas, Agosto de 1995
S.P. - Brasil**



UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	Si 380
TIPO DE BILHETE	26879
PREÇO	667/96
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	05/03/96
N.º CPD	011.00024605-6

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

Si380

Silva, Valdenberg Araújo da

Otimização da expansão conjunta da geração e transmissão em sistemas hidrotérmicos de potência através do algoritmo de decomposição de benders e equacionamento das incertezas relativas às vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, previsões de mercado e custo de instalação das novas usinas / Valdenberg Araújo da Silva.--Campinas, SP: [s.n.], 1995.

Orientador: Sergio Valdir Bajay.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica.

1. Usinas hidroelétricas. 2. Energia hidrelétrica. 3. Potência reativa (Engenharia elétrica). 4. Energia elétrica - Transmissão. I. Bajay, Sergio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica. III. Título.

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE SISTEMAS**

TESE DE DOUTORADO

**Otimização da Expansão Conjunta da Geração e
Transmissão em Sistemas Hidrotérmicos de Potência
Através do Algoritmo de Decomposição de Benders e
Equacionamento das Incertezas Relativas às Vazões
Afluentes aos Reservatórios das Usinas Hidroelétricas,
Previsões de Mercado e Custo de Instalação das Novas
Usinas**

Autor: **Valdenberg Araújo da Silva**
Orientador: **Sergio Valdir Bajay**

Prof. Dr. Sergio Valdir Bajay, Presidente
Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Paulo Morelato França
Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Raul Vinhas Ribeiro
Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Paulo Augusto Valente Ferreira
Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Durval Luiz Silva Ricciulli
Universidade Estadual Paulista

Campinas, 10 de agosto de 1995

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Maria Luiza, que acompanha a minha trajetória acadêmica desde o mestrado, e a minha família que, mesmo com os modestos recursos que possuíam, me criaram e educaram, permitindo uma evolução profissional e cultural que nem todos os brasileiros tem a ventura de ter por, mais que desejem.

AGRADECIMENTOS

Muitos amigos adquiridos ao longo do curso me incentivaram e ajudaram a concluir este trabalho às quais manifesto meu agradecimento:

Renato Soliani
Salatiel Pedroso
Carlos Martinez
Gurgel
Djalma Agra, sempre prestativo.

Ao mestre e amigo Prof. Danilo, chefe do Departamento de Matemática da UFS, pelo constante incentivo.

Ao meu grande e valoroso amigo, que nunca se furtou em me ajudar quando precisei, Prof. Bernardino.

Ao Prof. Bajay, meu orientador, cuja ajuda e apoio foi fundamental para a conclusão desta tese.

EPÍGRAFE

“É ilusório o rigorismo matemático imposto pelo critério vulgar as formas irreduzíveis da verdade. Baste atender-se em que o objetivo das nossas vistas teóricas está no descobrir uma simplicidade, que não existe na natureza; e que desta nos abeiramos, sempre indecisos, já tateantes, por meio de aproximações sucessivas, já precipitadamente, fascinados pela miragem das hipóteses. A própria unidade das nossas mais abstratas construções é enganadora”.

Euclides da Cunha

Sumário

Capítulo 1: INTRODUÇÃO

1.1 Modelagem da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência	1
1.2 Planejamento da expansão da geração no setor elétrico brasileiro	3
1.3 Objetivos da tese	7
1.4 Escopo do trabalho	8

Capítulo.2: REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E NECESSIDADE DE NOVAS FERRAMENTAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

2.1 O arranjo institucional atual	10
2.2 Estudos de mercado e gestão da carga	11
2.3 Otimização do suprimento, eletrificação rural e geração descentralizada de energia elétrica	12
2.4 Os mecanismos de financiamento e a estrutura tarifária	14
2.5 Os impactos sociais e ambientais e as inovações tecnológicas	16
2.6 Planejamento integrado do setor elétrico e de suas interações com os demais setores energéticos e o resto da economia	17

Capítulo 3: FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONJUNTA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

3.1 Os elementos do sistema	14
3.2 Formulação do problema para o caso determinístico	16
3.2.1 As restrições matemáticas do problema	20
3.2.2 A função objetivo	24
3.3 Formulação do problema para o caso de estocasticidade nas vazões afluentes	25

Capítulo 4: ESTADO-DA-ARTE DAS METODOLOGIAS DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

4.1 Resolução simultânea e em separado dos subproblemas de operação e de investimento	31
4.2 Modelagens determinística e estocástica da operação, a longo prazo, de um parque gerador de energia elétrica	32
4.3 Modelos que empregam a programação dinâmica na resolução do subproblema de investimento	35
4.4 Otimização simultânea da expansão da geração e da operação de um sistema de potência elétrica com programação linear ou mista: linear-inteira	37
4.5 Modelos usando programação não-linear	38
4.6 Decomposição e coordenação através da técnica de Benders	39
4.7 Incertezas no mercado, no custo de obras e na sua aceitabilidade do ponto de	

vista ambiental no planejamento da geração	42
Capítulo 5: OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO CONJUNTA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA - O MODELO PROPOSTO	
5.1 Formulação do modelo no contexto da técnica de Benders	45
5.2 O subproblema mestre ou de investimentos	47
5.3 O subproblema de operação a longo prazo	48
5.4 Inserção das incertezas no mercado e nos custos das obras	50
5.4.1 Incertezas no mercado	50
5.4.2 Incertezas no custo das obras	51
Capítulo 6: UM ESTUDO DE CASO	
6.1 Descrição do sistema hidrotérmico objeto de estudo	54
6.2 Resolução do problema	58
6.3 Resultados obtidos	60
6.3.1 Introdução	60
6.3.2 O caso determinístico relaxando-se as variáveis inteiras associadas à capacidade pré-fixada das unidades geradoras	60
6.3.3 Caso determinístico considerando instalação de usinas em módulos discretos	62
6.3.4 O caso probabilístico com incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios e relaxando-se as variáveis inteiras associadas à capacidade pré-fixada das unidades geradoras	63
6.3.5 O caso probabilístico, com incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios, considerando a entrada das usinas candidatas em módulos discretos	66
6.3.6 Caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador	67
6.3.7 O caso envolvendo incertezas no mercado, agora com percepção dos enganos, e no perfil tecnológico do parque gerador	68
6.3.8 O caso com incerteza nos custos das obras	70
Capítulo 7 : CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	76
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
Anexo A : DADOS PARA O ESTUDO DE CASO	83
Anexo B : DADOS DE MERCADO PARA OS ESTUDOS DE CASO ENVOLVENDO AS INCERTEZAS E DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS SOBRE AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRO E TÉRMOELÉTRICAS TRATADAS DE UMA FORMA AGREGADA	86

Lista de figuras

Figura 1.1 Módulos de planejamento, energético e elétrico, envolvidos no planejamento da expansão a médio prazo de um sistema hidrotérmico de potência	32
Figura 1.2 Decomposição do problema de planejamento da expansão nos subproblemas de investimento e de operação	34
Figura 3.1 Balanço de carga em um nó l da rede de transmissão	15
Figura 3.2 Perdas na transmissão, como função da potência transmitida.	16
Figura 4.1 Desvio da demanda prevista após cinco anos	43
Figura 4.2 Desvio dos custos de construção	43
Figura 4.3 Atraso na construção	43
Figura 4.4 Projeção dos Preços de Combustíveis	44
Figura 5.1 Decomposição do problema	47
Figura. 6.1 Usinas <i>existentes</i> e <i>candidatas</i> que compõem o sistema hidrotérmico objeto de estudo	55
Figura 6.2 Agregação das usinas hidroelétricas em uma usina fictícia com reservatório energeticamente equivalente aos das usinas originais	56
Figuras 6.3 Diagrama unifilar do sistema objeto de estudo	57
Figura 6.4 Fluxograma da decomposição de Benders, conforme aplicado ao estudo de caso	59
Figura 6.5 Cronograma de instalação das usinas candidatas para o caso determinístico com variáveis contínuas	62
Figura 6.6 Cronograma de instalação das usinas candidatas, em módulos discretos, para o caso determinístico	63
Figura 6.7 Cronograma de instalação das usinas no caso probabilístico com variáveis inteiras relaxadas	65
Figura 6.8 Cronograma de instalação das usinas candidatas no caso probabilístico, considerando a entrada das usinas candidatas em módulos discretos	66
Figura.6.9: Árvore de decisões em um dado cenário tecnológico para o caso de percepção de enganos na previsão do mercado, a partir da	

metade do período de planejamento	68
Figura A.1 Curva de permanência de carga discretizada em dois patamares.	82
Figura A.2 Curvas de perdas das linhas de transmissão da tabela A.7	82

Lista de tabelas

Tabela 6.1	Parâmetros básicos dos troncos de transmissão do sistema objeto de estudo	59
Tabela 6.2	Demanda máxima simultânea e por subestação de carga, em MW, nos períodos de ponta e fora de ponta	62
Tabela 6.3	Vazões não-regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas em m^3 / s	63
Tabela 6.4	Limites superior e inferior nas iterações do algoritmo de Benders no caso	64
Tabela 6.5	Vazões não - regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, em m^3 / s , no cenário hidrológico com probabilidade 0,8	66
Tabela 6.6	Vazões não- regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, em m^3 / s , no cenário hidrológico com probabilidade 0,2	66
Tabela 6.7	Matriz de custos , em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador	67
Tabela 6.8	Matriz de arrependimentos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador	69
Tabela 6.9	Arrependimentos máximos associados aos cenários tecnológicos, em 10^6 US\$	70
Tabela 6.10	Matriz de custos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado, com percepção dos erros, e no perfil tecnológico do parque gerador	71
Tabela 6.11	Matriz de arrependimentos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado, com percepção dos erros, e no perfil tecnológico do parque gerador	71
Tabela 6.12	Arrependimentos máximos associados aos cenários tecnológicos, em 10^6 US\$	72
Tabela 6.13	Custos dos planos de expansão para o caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 1	73
Tabela 6.14	Valor atualizado dos custos e dos benefícios dos planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 1	73

Tabela 6.15 Relação benefício/custo e razão crítica para os planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 1	74
Tabela 6.16 Custos dos planos de expansão para o caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 2	74
Tabela 6.17 Valor atualizado dos custos e dos benefícios dos planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 2	74
Tabela 6.18 Relação benefício/custo e razão crítica para os planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 2	74
Tabela A.1 Dados técnicos das usinas hidroelétricas existentes	83
Tabela A.2 Número de máquinas e sua capacidade unitária nas usinas existentes	83
Tabela A.3 Dados técnicos das usinas hidroelétricas candidatas	83
Tabela A.4 Número de máquinas, sua capacidade unitária e custos das usinas candidatas ao plano de expansão	83
Tabela A.5 Dados da usina nuclear	84
Tabela A.6 Dados da usina termoeétrica a óleo combustível	84
Tabela A.7 Dados das linhas de transmissão	84
Tabela A.8 Demanda de potência elétrica, em MW, nos períodos de ponta e fora da ponta, por subestação	84
Tabela A.9 Produtividade das usinas hidroelétricas no atendimento da ponta da carga	85
Tabela B.1 Dados técnicos e econômicos das PCH's candidatas, modeladas de uma forma agregada no cenário tecnológico 3	86
Tabela B.2 Dados técnicos e econômicos das PCT's candidatas, a óleo combustível, modeladas de uma forma agregada no cenário tecnológico 3	86
Tabela B.3 Produtividade do agregado de usinas hidroelétricas no atendimento da ponta da carga	86
Tabela B.4 Dados da demanda de potência elétrica, por subestação, nos períodos de ponta e fora da ponta, e taxas de crescimento dos diversos cenários de mercado	87

Lista de símbolos usados na tese

- α_i : disponibilidade da usina i - termoelétrica ou hidroelétrica;
- C_{it} : componente unitário do custo atualizado de capital mais encargos fixos que depende da motorização da usina i , no intervalo t , em US\$/MW;
- CM_{imt} : custo marginal da potência transmitida no corredor (l,m) no intervalo t , em US\$/MW;
- CO_{jt} : custo atualizado de operação e manutenção, por unidade de energia produzida, na usina termoelétrica j , no intervalo t , em US\$/MWh;
- dfl_i : defluência mínima estipulada a jusante da usina hidroelétrica i , em m^3/s ;
- D_{st} : demanda de energia no patamar s da curva de permanência de carga, no intervalo t , em MW;
- D_{lt} : demanda de ponta em um nó l da rede no intervalo t , em MW;
- D_t : demanda de ponta do sistema como um todo no intervalo t , em MW;
- EEK_{iT} , EEC_{iT} : fatores multiplicadores dos componentes fixo e variável com a motorização da usina, respectivamente, do custo de capital mais encargos fixos do último intervalo de planejamento T . Eles propiciam a correção do efeito terminal, nestes componentes de custo, do truncamento do período de planejamento após o intervalo T ; assume-se que tanto a demanda como a oferta de energia elétrica se “congelam” após esse intervalo;
- F = valor presente dos custos;
- G_{it} = incremento da capacidade de geração da usina i - hidro ou termoelétrica - no intervalo t , em MW;
- \overline{G}_i : capacidade máxima instalável da usina i ;
- GK_i : componente do custo atualizado total de capital e encargos fixos que independe da motorização da usina i , em US\$;
- GC_i : componente unitário do custo atualizado total de capital mais encargos fixos que depende da motorização da usina i , em US\$/MW;
- G_{it} = capacidade da usina candidata i conectada ao nó l , em MW, no intervalo t ;

\overline{G}_{i_e} = capacidade máxima da usina existente i_e ;

$i_c \in A(l)$: conjunto de usinas candidatas conectadas ao nó l ;

$i_e \in A(l)$: conjunto de usinas existentes conectadas ao nó l ;

j = taxa de juros no intervalo de planejamento ;

K_{it} : componente do custo atualizado de capital e encargos fixos que independe da motorização da usina i , no intervalo t , em US\$;

$L_g (L_c)$: conjunto de nós de geração (transbordo ou consumo) na rede de transmissão;

m = vida econômica da usina;

Q : número de intervalos de discretização das curvas de perdas na transmissão;

Q_{it}^s : vazão turbinada pela usina hidroelétrica i no patamar s da curva de permanência de carga, no intervalo t , em m^3/s ;

Q_i : turbinagem mínima da usina hidroelétrica i , em m^3/s ;

r_t : margem de reserva de geração do sistema no intervalo t

r_{vf} = correlação entre os custos e os benefícios;

S : número de patamares da curva de carga;

T_{klt} = fluxo de carga entre os nós k e l no intervalo t , em MW ;

T_{ljt} = fluxo de carga entre os nós l e j , no intervalo t , em MW;

T : número de intervalos no horizonte de planejamento;

TRK_{lm}^v : custo total atualizado de capital de uma linha de transmissão, de tensão v e capacidade \overline{T}_{lm}^v , no corredor (l,m) , em US\$;

TK_{lm}^v : custo atualizado de capital de uma linha de transmissão de tensão v e capacidade \overline{T}_{lm}^v , no corredor (l,m) , no intervalo t , em US\$;

T_{lm}^q : potência transmitida no q -ésimo intervalo de discretização da curva de perdas na transmissão, no corredor (l, m) , no intervalo t , em MW;

v_{it} : vazão vertida no reservatório da usina hidroelétrica i no intervalo t , em m^3/s ;

V = valor presente dos benefícios;

V_{lm} : número de níveis de tensão disponíveis para a expansão da transmissão no corredor (l,m) ;

\bar{x}_i : volume útil do reservatório da usina hidroelétrica i no intervalo t , em m^3 ;

y_{it} : vazão afluyente não regularizada ao reservatório da usina hidroelétrica i no intervalo t , em m^3/s ;

Z_{jt}^s : potência média gerada pela usina termoelétrica j no patamar s da curva de permanência carga, no intervalo t , em MW;

Z_j : potência mínima que deve ser gerada pela usina termoelétrica j , em MW;

δ_{it} : variável binária zero ou um associada com o custo fixo K_{it} ;

ψ_e, ψ_c : conjunto dos pares de nós que definem os corredores de transmissão existentes e propostos, respectivamente;

ρ_i^s : produtividade média da usina hidroelétrica i no patamar s da curva de permanência de carga, em $MW/m^3/s$;

χ_{imt}^v : variável binária, do tipo zero ou um, que determina a eventual instalação da linha de transmissão de tensão v , no corredor (l, m) , no intervalo t ;

ρ_v = desvio padrão dos benefícios;

ρ_f = desvio padrão dos custos; e

τ_s : duração, em horas, do s -ésimo patamar da curva de carga.

Resumo

Desenvolveu-se, neste trabalho, uma nova abordagem para o problema da expansão conjunta da geração e transmissão de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos de potência. O objetivo é determinar a capacidade das usinas candidatas que entrarão no sistema, a data de entrada em operação das unidades geradoras, o seu nível de operação, as novas linhas de transmissão e seu nível de tensão, bem como os corredores para a sua instalação. A modelagem proposta torna o método de Benders atraente para a resolução do problema, pois a peculiaridade da formulação permite decompor o problema original em subproblemas menores e esses, por sua vez, em outros subproblemas menores ainda, desacoplados entre si. No subproblema de operação do parque gerador propõe-se um tratamento probabilístico para a estocasticidade das vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas.

Na modelagem em questão incluiu-se, ainda, aquelas incertezas às quais não se pode associar probabilidades, como as incertezas sobre a evolução do mercado e as incertezas no custo das obras. A inclusão desses elementos possibilita a obtenção de estratégias de expansão flexíveis, que facilmente permitiram correções de rumo e que não são usualmente produzidas com as metodologias tradicionais de planejamento da expansão do setor elétrico.

Metodologias como a desenvolvida nesta tese para o planejamento da expansão dos sistemas elétricos deverão ser adotadas nos próximos anos pelo setor elétrico brasileiro, pois somente assim poder-se-á obter soluções mais baratas e confiáveis, do ponto de vista de garantia do suprimento, dadas as enormes incertezas que hoje permeiam o processo de planejamento neste setor. Estas incertezas resultam do esgotamento do atual modelo institucional e financeiro do setor no país e o surgimento de novos “atores”, como os produtores independentes e autoprodutores com venda de energia excedente, e novos arranjos contratuais, como os regulamentando o “aluguel” de linhas de transmissão e distribuição ou definindo os termos das compras de mercados “spot” e de “futuros”, na busca de uma ainda mal compreendida “nova ordem”, mais competitiva, no setor, conforme discutido sinteticamente em um dos capítulos desta tese.

Além disso, a otimização conjunta das expansões do parque gerador e da rede de transmissão e a simulação individualizada da operação dos reservatórios das usinas hidroelétricas, conforme proposto nesta tese, serão essenciais na nova estrutura, bem mais descentralizada, do

planejamento do setor no país. A coordenação “central” do planejamento setorial será essencialmente de caráter

Abstract

A new approach is developed in this work for the joint generation/transmission expansion planning of hydrothermal electric power systems. The goal is to determine the generating capacity of the candidate plants, the commissioning dates of their generating units, their production scheduling, the new transmission lines and their voltage levels, as well as the power corridors to house them. The proposed modeling makes attractive the use of the Benders method to solve the problem, since the later can be decomposed in smaller subproblems, that, in turn, can be divided in even smaller ones, uncoupled among them. In the generators scheduling subproblem a probabilistic calculation is put forward to take care for the stochastic nature of the hydro power plant reservoirs inflows.

In such a modeling, those uncertainties which probabilities can not be associated to, such as the uncertainties about the market evolution and those related to the plants costs, are included too. Dealing with them allows the obtention of flexible expansion strategies, easy to modify later, whenever necessary; usually they are not produced by the power sector traditional expansion planning tools.

Methodologies such as the proposed in this thesis for the joint expansion planning of the generation and transmission systems should be adopted by the Brazilian electric power sector in the next years, since this is the only way to arrive at cheap and reliable, in terms of power supply, solutions in the highly uncertain planning environment found in the sector today. These uncertainties accrue from the exhaustion of the current institutional and financial model of the sector in the country and the upsurge of the new "actors", as the independent producers and the selfproducers selling surplus power, and new types of contracts, such as those regulating the "wheeling" of power transmission and distribution lines or defining the terms of the spot market purchase, in the search of a still badly understood new, more competitive, "order" for this sector, as synthetically discussed in one of the chapters of this thesis.

Furthermore, the joint expansion optimization of the power stations and the transmission grid and the individual simulation of the operation of each hydro plant reservoir, as proposed in this thesis, will be essential in the more decentralized planning structure for the sector in the country. a "central" coordination of this planning will be essentially indicative,

defining “terms of reference” for the negotiations among companies and providing technical subsidies for the government regulating bodies for the sector.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Modelagem da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência

O objetivo do planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência é determinar o incremento da capacidade de geração e da capacidade de transmissão desses sistemas de modo a atender a demanda prevista de energia elétrica ao longo do período de planejamento, minimizando-se os custos de investimento, operação e manutenção, com um dado nível de confiabilidade do suprimento e sujeito à restrições sociais, financeiras, políticas e ambientais¹. Diversos métodos podem ser utilizados para esse fim, conforme discutido no capítulo 3 deste trabalho. Tais métodos são sofisticados e complexos, já que o problema objeto da modelagem tem as seguintes características:

- 1) As variáveis de decisão são discretas: investimento, manutenção e comissionamento são decisões do tipo "sim ou não", que afetam o sistema através de acréscimos de capacidade indivisíveis.
- 2) Variações não-lineares: as curvas de carga, as curvas de custos de geração térmica e as variações das capacidades de geração das usinas hidroelétricas com os níveis de água no reservatório são funções não-lineares.
- 3) Interações dinâmicas: o volume d'água armazenado nos reservatórios, a sua capacidade de estoque e a disponibilidade de sítios para aproveitamentos hidroelétricos criam um forte elo entre decisões passadas e futuras.
- 4) Restrições: leis da física e limitações econômicas são traduzidas em restrições de igualdade e desigualdade. Embora os níveis de confiabilidade constituam, em princípio, um problema de otimização, eles são, normalmente, tratados como restrições adicionais.

Os parâmetros em que se baseiam as decisões no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência nem sempre são conhecidos com certeza. Por incertezas se entende a falta de conhecimento acerca de eventos futuros; o risco refere-se às consequências da

¹ O planejamento de expansão da distribuição ocorre após o planejamento de expansão da geração e de transmissão e independe do parque gerador ser termoeletrico, hidroelétrico ou hidrotérmico.

incerteza. Existem muitos tipos de incertezas, que podem ser classificadas em incertezas devido a fatores externos e incertezas devido a fatores internos ao setor elétrico (CROUSILLAY, 1989).

As principais incertezas associadas com fatores externos são:

- Custos dos combustíveis;
- Crescimento econômico e crescimento de demanda de energia elétrica;
- Inflação e taxa de juros;
- Taxa de câmbio;
- Estrutura dos preços relativos dos energéticos;
- Desenvolvimento tecnológico;
- Fatores ambientais e;
- Fatores naturais, como os hidrológicos, geológicos, etc.

Associados com fatores internos tem-se:

- Cronograma de construções;
- Custos de operação e manutenção;
- Disponibilidade das usinas e equipamentos; e
- Perdas do sistema

As técnicas normalmente empregadas para analisar as incertezas são:

- a) **Análise de cenários:** cenários alternativos são, inicialmente, construídos e planos alternativos são identificados para atender a cada um desses cenários.
- b) **Análise de sensibilidade:** o plano preferido é identificado para o cenário mais provável. Fatores chaves (incertos) são, então, variados para se verificar como o plano responde à estas variações.
- c) **Análise de "Portfolio":** planos múltiplos são desenvolvidos, cada um para atender diferentes objetivos, econômicos, sociais ou ambientais. Frequentemente esses planos são submetidos à uma análise de sensibilidade.
- d) **Análise probabilística:** probabilidades são associados a diferentes valores das variáveis chaves incertas e resultados são obtidos através de simulações probabilísticas-técnicas do tipo Monte Carlo, por exemplo. O resultado é um valor esperado e uma distribuição de

probabilidades para os indicadores econômicos chaves. Esta última técnica é utilizada com bastante frequência no setor elétrico brasileiro (PEREIRA et alii, 1992).

A consideração das incertezas no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência está ganhando cada vez mais importância com o impulso dado pelos trabalhos de Rosenblat & Trinkenreich(1991), Campodonico et alii (1993) e Daher (1989).

Apesar do grau de sofisticação com que tem sido tratado o problema da operação dos sistemas hidrotérmicos no Brasil, a expansão do parque gerador ainda tem sido planejada separada da expansão da rede de transmissão, pois o seu planejamento conjunto tem esbarrado com limites de tempo de processamento computacional, na atual sistemática centralizada de planejamento, onde se tenta representar a operação de dezenas de reservatórios de usinas hidroelétricas através de um único reservatório energéticamente equivalente. A utilização de métodos de decomposição apresenta boas perspectivas para a solução desse problema em uma estrutura de planejamento mais descentralizada, como a que se prenuncia para um futuro próximo.

1.2.Planejamento de expansão da geração no setor elétrico brasileiro, a médio prazo

O sistema elétrico brasileiro apresenta as seguintes peculiaridades (PEREIRA & TERRY,1986) :

- a) É um sistema predominantemente hidroelétrico: cerca de 90% da capacidade instalada do parque gerador é de origem hidráulica e 10% de origem termoelétrica. Em anos hidrológicos normais, aproximadamente 95% da geração é de origem hidráulica.
- b) É um dos poucos sistemas no mundo em que ainda existe um grande potencial hidroelétrico disponível.
- c) Devido à grande distância entre os centros de geração e os pontos de consumo, a transmissão à longa distância é um fator importante a ser considerado no planejamento da expansão do sistema.

A figura 1.1 ilustra os diversos tipos de estudos envolvidos no planejamento, energético e elétrico, a médio prazo - horizonte de planejamento de cerca de 15 anos - ,da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, como os encontrados no Brasil.

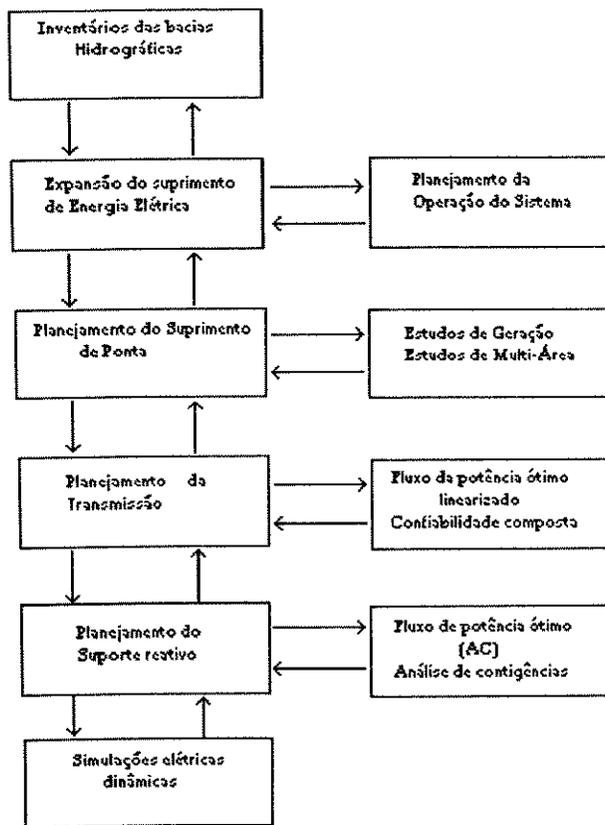


Figura 1.1 Módulos de planejamento, energético e elétrico, envolvidos no planejamento da expansão a médio prazo de um sistema hidrotérmico de potência

O objeto de interesse nesta tese é o planejamento energético conjunto da geração e da transmissão, a médio prazo, de um sistema hidrotérmico de potência. Conforme já foi colocado anteriormente, este problema pode ser decomposto em dois subproblemas: o de investimento e o de operação.

O subproblema de investimento pode ser formulado como um problema de programação mista: linear-inteira onde se decide o cronograma de construção das usinas e seus troncos de interligação. Na prática do setor elétrico brasileiro, se tem abordado este subproblema através de um simples processo de “tentativas e erros”, consubstanciado na aplicação dos balanços estático e dinâmico, nesta ordem. No balanço estático se define a entrada das novas unidades geradoras através da comparação entre as projeções das demandas de energia e da ponta com as estimativas da energia “firme” ou “garantida” e da motorização, respectivamente, destas unidades, sem se simular a operação do parque gerador resultante ao longo do tempo (ELETROBRAS,1982a). No balanço dinâmico se refina este procedimento

iterativo com o auxílio de modelos de otimização da operação deste parque (ELETROBRAS,1982b).

O esforço computacional envolvido no subproblema de investimentos pode ser reduzido utilizando-se a seleção de usinas e grandes troncos de transmissão que resulta de estudos de planejamento de expansão a longo prazo - horizonte de planejamento de 20 a 30 anos. No setor elétrico brasileiro, os modelos ORDENE (ELETROBRAS/DENE,1982),e DESELP (TRINKENREICH & PINHEIRO,1986) provêm tal seleção de usinas para um horizonte de 30 anos, em intervalos de 5 em 5 anos.

O subproblema de operação determina, em cada intervalo de planejamento, as metas de geração das usinas, de modo a minimizar o valor esperado dos custos de operação, atendendo à demanda de energia elétrica do intervalo. É um problema essencialmente estocástico, de grande porte, não separável e não-linear, que pode ser resolvido por programação dinâmica estocástica, desde que se agregue os reservatórios das usinas hidroelétricas em um único reservatório energeticamente equivalente, o que (CEPEL,1977), hipóteses estas questionáveis para usinas de baixa queda e sistemas de grande porte, compreendendo diversas bacias hidrográficas, diversidade hidrológica e inúmeras restrições operativas nos reservatórios. Devido ao seu porte, é necessário a utilização de métodos capazes de aproximar a solução e reduzir o esforço computacional.

O problema do planejamento da expansão pode ser formulado como a minimização dos custos atualizados de investimento, mais o valor esperado dos custos de operação, sujeito a restrições de confiabilidade de atendimento ao mercado de energia elétrica (PEREIRA & CUNHA,1986), ou seja:

$$\begin{aligned} & \text{Min } CINV(x) + ECOP(x) \\ & x \in X \\ & \text{s/a} \\ & NG(x) \leq \varepsilon, \end{aligned} \tag{1.1}$$

onde:

x: vetor que representa o cronograma de construção das obras de geração e seus troncos de interligação;

X: conjunto de opções de expansão;

CINV(x): valor atualizado dos custos de investimento;

$ECOP(x)$: valor esperado dos custos de operação;

$NG(x)$: risco de falha do suprimento; e

ε : tolerância pré-especificada.

O problema (1.1) pode ser decomposto nos dois subproblemas indicadas na figura 12, já discutidos.

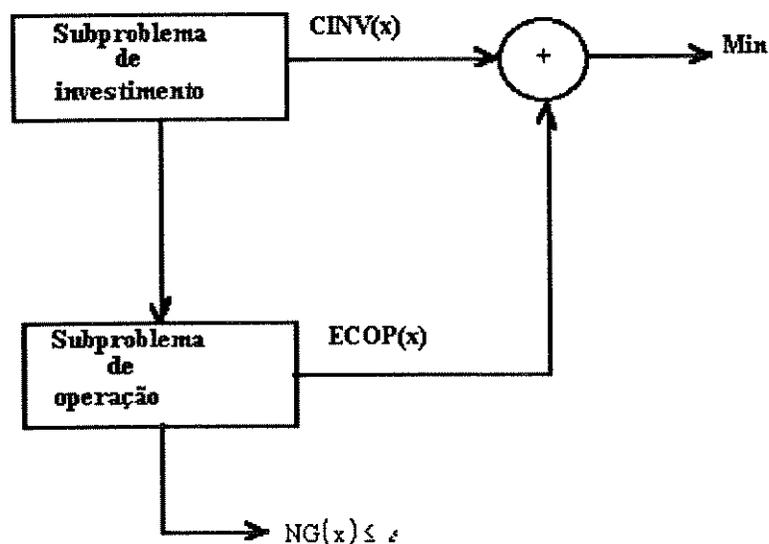


Figura 1.2 Decomposição do problema de planejamento da expansão nos subproblemas de investimento e de operação.

A estrutura do problema torna atraente a abordagem por meio da decomposição de Benders. (PEREIRA et alii, 1987) já propuseram essa técnica para o planejamento de expansão do parque gerador e dos troncos de interligação dos sistemas interligados no país, mantendo a simplificação do reservatório energeticamente equivalente e evitando a otimização simultânea da rede de transmissão.

O presente trabalho usa a técnica de decomposição de Benders para a resolução do problema da expansão conjunta da geração e da transmissão, permitindo um tratamento computacional mais eficaz deste problema estocástico, não linear e de grande porte.

PEREIRA et alii também propuseram, alternativamente, o emprego da programação dinâmica para a resolução do problema da otimização da expansão do parque gerador. Nessa abordagem, o subproblema de investimento é separável no tempo, porém o subproblema de operação não o é. A separabilidade temporal é conseguida mediante a aproximação da análise

dinâmica por meio de uma seqüência de análises estáticas em que a configuração no estágio t é suposta constante ao longo do período de planejamento.

Esse subproblema pode ser resolvido, então, através do modelo de programação dinâmica estocástica MSSSE (ELETROBRAS/DENE,1977), por um método de simulação, ou, ainda, por um algoritmo de fluxo em rede determinístico.

Atualmente, esforços têm sido concentrados no desenvolvimento de metodologias que permitem considerar e avaliar a influência de incertezas ligadas à demanda e à restrições financeiras(CROUSILLAY,1989) e, também, incertezas quanto aos prazos de construção das obras. Esta abordagem de planejamento sob incertezas tem permitido constatar que os grandes aproveitamentos hidroelétricos -que tem suprido o crescimento da demanda de energia elétrica no país nas três últimas décadas - nem sempre conduzem ao melhor plano de expansão. Foi com a consideração de algumas dessas incertezas que o CEPEL e a ELETROBRÁS desenvolveram o modelo MODPIN , que foi testado na elaboração do “Plano 2015”.

1.2 Objetivos da tese

Modela-se, nessa tese, a expansão da geração simultaneamente com os troncos de interligação. O modelo proposto fornece a capacidade, a data de entrada e o nível de operação das usinas candidatas, bem como as novas linhas de transmissão requeridas e seu nível de tensão. Os custos de operação das usinas hidroelétricas são desprezíveis na modelagem, face aos custos de operação das centrais termoelétricas. O problema é formulado como um programa misto linear-inteiro.

A otimização conjunta das expansões do parque gerador e da rede de transmissão é fundamental - provê custos menores - quando se tem linhas de transmissão candidatas cujo custo não pode ser associado diretamente a determinadas usinas candidatas.

O modelo é desenvolvido para os casos determinístico e estocástico; neste último caso para diversos cenários de vazões afluentes nos reservatórios das usinas hidroelétricas cada um com uma dada probabilidade.

Em uma estrutura de planejamento com incertezas, considera-se três cenários tecnológicos de suprimento de energia elétrica.

No primeiro deles a opção de novas fontes de geração restringe-se a grandes aproveitamentos hidroelétricos. No segundo cenário emprega-se pequenas centrais termoelétricas - PCT's e pequenas centrais hidroelétricas - PCH's para a expansão do parque gerador. Em um terceiro cenário de oferta supõe-se o comissionamento de novas usinas hidroelétricas de grande porte, desativando-se uma usina nuclear a partir de uma certa data pré-fixada.

Para cada uma destes cenários de suprimento define-se três cenários possíveis para o crescimento da carga. Supõe-se que, a partir da metade do período de planejamento, ocorra a percepção sobre a realização ou não, de um dado cenário de mercado.

Utiliza-se aqui a minimização do arrependimento máximo como critério de otimização no planejamento, sob incertezas, da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência.

Para o tratamento das incertezas no custo das obras emprega-se um método desenvolvido para o Banco Mundial por Crousillay (1989).

A formulação do problema da expansão da geração considerando incertezas constitui um modelo computacional de grande porte. A inclusão do planejamento da expansão dos troncos de transmissão faz com que o problema aumente ainda mais, tornando o problema intratável computacionalmente pelos métodos convencionais. Para superar essa dificuldade, propõe-se a utilização da decomposição de Benders (BENDERS, 1962). Ilustra-se, na tese, tal decomposição no caso determinístico. A estrutura do problema torna o método de Benders atraente para a resolução do modelo formulado. Assim, o critério do mínimo arrependimento máximo fornece a alternativa tecnológica de suprimento e o método de Benders resolve o problema de planejamento da expansão das unidades geradoras e troncos de transmissão para a alternativa escolhida.

1.3 Escopo do trabalho

O trabalho se inicia, no capítulo 2, com uma análise das mudanças institucionais requeridas pelo setor elétrico brasileiro e da necessidade de novas ferramentas de planejamento energético, sobretudo na expansão do setor, associada a estas mudanças.

No capítulo 3 formula-se, da maneira mais geral possível, o problema da expansão conjunta da geração e transmissão de um sistema hidrotérmico de potência, visando a sua solução posterior através de uma técnica de programação mista: linear-inteira.

No capítulo 4 apresenta-se as principais metodologias empregadas no planejamento da expansão de sistemas de potência elétrica. Tais metodologias podem ser divididas em duas grandes categorias: os modelos que tratam simultaneamente da expansão e da operação do sistema objeto de estudo; e os que o separam em dois subproblemas que interagem entre si. Na primeira categoria destacam-se os modelos de otimização e os mistos: otimização-simulação baseados em programação linear, programação mista: linear-inteira e programação não-linear. Os balanços estático e dinâmico, os algoritmos de expansão baseados em programação dinâmica, o método dos custos combinados e a decomposição de Benders constituem alternativas metodológicas da segunda categoria.

Os subproblemas de planejamento de investimento na expansão e de planejamento da operação do sistema nos dois últimos tipos de modelos acima referidos podem ser resolvidos

através de diversas técnicas de simulação, de otimização e mistas, destacando-se o uso da programação mista: linear-inteira no subproblema de expansão e os métodos estocásticos no subproblema de operação.

No capítulo 5 se reformula o problema no contexto da técnica de Benders. Analisa-se as vantagens e desvantagens dessa técnica na solução do problema proposto, incluindo-se o tratamento de incertezas na evolução do mercado e no custo das obras.

No capítulo 6 se apresenta um estudo de caso para um sistema hidrotérmico de potência hipotético. O modelo é aplicado aos casos determinístico e estocástico, neste último caso com cenários alternativos de vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, com probabilidades associados. Considerou-se, também, neste estudo de caso, incertezas na evolução do mercado, confirmando-se, ou não, uma dada hipótese a partir da metade do horizonte de planejamento. Utiliza-se, para a resolução do problema, nesse caso, o critério do mínimo arrependimento máximo, conhecido como critério de SAVAGE (BELYAEV, 1990). A metodologia para tratamento das incertezas no custo das obras está detalhada no capítulo 5 do presente trabalho. O método de Benders é aplicado no caso determinístico, ilustrando-se suas vantagens em relação a outros métodos.

Finalmente, no capítulo 7 se apresenta as conclusões sobre a modelagem utilizada e as contribuições originais do trabalho, junto com recomendações para futuras pesquisas que possam aprofundar e estender os estudos contidos nesta tese.

Capítulo 2

REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: MUDANÇAS INSTITUCIONAIS E NECESSIDADE DE NOVAS FERRAMENTAS DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO

2.1 O arranjo institucional atual

Os principais "atores" do setor elétrico brasileiro são o Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, ambos do Ministério das Minas e Energia - MME, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, suas empresas controladas, cuja maioria é predominantemente geradora e opera a nível de região do país, as empresas concessionárias estaduais e algumas concessionárias privadas ou municipais, de pequeno porte.

Já o "sistema elétrico brasileiro", que engloba o setor correspondente, conta, também, com mais atores de peso, como as indústrias grandes consumidoras de energia elétrica, as grandes empreiteiras, as principais empresas de consultoria e os maiores fabricantes de equipamentos para centrais elétricas, sub-estações e linhas de transmissão e distribuição.

O problema institucional do setor elétrico brasileiro de ordem mais geral tem sido o esvaziamento de poder do Ministério das Minas e Energia frente aos ministérios da área econômica - Ministérios da Fazenda e do Planejamento - que tem subjogado o vital planejamento técnico, econômico e estratégico de longo prazo do setor a ditames econômicos e políticos conjunturais, tais como achatamentos tarifários, em tentativas de controle da inflação; captação de recursos financeiros no exterior, na forma de "pacotes políticos", sem levar em conta os limites recomendáveis de endividamento das empresas envolvidas; liberação "política" de recursos já programados no plano decenal do setor; etc.

A maior contradição institucional interna do setor é que, apesar de se ter um sistema multi-empresarial, o seu planejamento é excessivamente centralizado na ELETROBRÁS. A margem de manobra das inúmeras grandes empresas do setor, federais e estaduais, é mínima.

A estrutura institucional vigente e a prática atual de planejamento não fomentam a busca de eficiência, por parte de cada empresa concessionária, na operação e na expansão de seu sistema.

A ELETROBRÁS, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, é a empresa "holding" do setor, encarregada, também, do planejamento e coordenação das atividades do setor. Há, evidentemente, um conflito entre os seus interesses como empresa controladora das

concessionárias federais e o seu papel como a planejadora e coordenadora, via GCPS² e GCOI³, do "grande sistema interligado nacional do início do próximo século".

O DNAEE tem a dupla função de conceder autorização para a construção de aproveitamentos hidroelétricos e termoelétricos, assim como definir as próprias áreas de concessão das empresas, e estabelecer, com o aval dos Ministérios da Fazenda e do Planejamento, a estrutura e o nível das tarifas de energia elétrica.

O papel original de algumas concessionárias federais, como FURNAS por exemplo, de construir e operar grandes centrais de interesse regional, envolvendo mais de um estado da federação, tem se esvaziado frente ao crescimento de algumas concessionárias estaduais, motivando freqüentes disputas em torno da concessão de novas usinas de grande porte.

Na busca de um maior espaço de atuação, muitas concessionárias estaduais transformaram-se em "companhias energéticas"; no entanto, apesar de vários anos já terem se passado após as primeiras conversões, estas, até agora, tem se restringido tão somente a mudanças estatutárias.

2.2 Estudos de mercado e gestão da carga

A otimização da expansão do suprimento de energia elétrica exige, como pré-requisito, estudos prospectivos, de longo prazo, sobre a evolução do mercado de energia elétrica, da demanda de ponta e das curvas de permanência de carga

A metodologia empregada há quase duas décadas pela ELETROBRÁS e pela maioria das empresas concessionárias no país para projetar o mercado de energia elétrica esta completamente ultrapassada. Os cenários de desenvolvimento utilizados, por exemplo - "mais provável", "otimista" e "pessimista" em relação ao crescimento do PIB, principal variável macroeconômica do modelo de projeção - não refletem as grandes incertezas hoje encontradas na evolução do mercado brasileiro e, muito menos, permitem representar eventuais mudanças estruturais neste mercado. As regressões simplistas do modelo de projeção do consumo de energia elétrica, que não levam em conta explicitamente nem a possível substituição entre energéticos nem a elasticidade-preço da eletricidade e de seus concorrentes, só são capazes de prover resultados confiáveis em situações de crescimento relativamente estável do mercado e sem grandes mudanças estruturais, como ocorreu em alguns períodos dos anos 70 e 80. Modelos econométricos mais refinados e modelos técnico-econômicos, estes últimos baseados na difundida família de modelos denominada MEDEE, tem sido utilizados no meio acadêmico e nos extintos Conselho Estadual de Energia de São Paulo e Comissão Nacional de Energia, mas nunca no setor elétrico, para projetar o consumo dos principais energéticos nos diversos

² Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema

³ Grupo Coordenador da Operação Interligada

setores de consumo. A tendência mundial nos últimos anos tem sido o desenvolvimento de modelos híbridos: econométricos/técnico-econômicos, com um amplo uso de estatísticas detalhadas, obtidas em levantamentos de campo, tal qual o modelo das "parcelas, de mercado", ora sendo implementada pelo Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético - NIPE, da UNICAMP, para a ELETROBRÁS (BAJAY, FERREIRA & AGRA, 1993).

Boas projeções a um nível espacialmente bastante desagregado são fundamentais no planejamento da geração descentralizada de energia elétrica, requerendo modelos flexíveis, capazes de capturar grandes variações de carga, e adaptados à limitada disponibilidade de dados locais e à eventuais atividades específicas fortes consumidoras de energia, como a irrigação.

Exercícios prospectivos em torno da evolução futura do consumo de energia elétrica, demanda de ponta e curvas de carga são também essenciais para uma atividade do planejamento da expansão do setor elétrico que se desenvolveu sobremaneira nos anos 80, nos países desenvolvidos: "a gestão da carga". Esta compreende tanto medidas de conservação de energia elétrica como os procedimentos que visam melhorar o fator de carga do sistema, atuando, principalmente, na demanda nos horários da ponta. A tarifa horosazonal, suprimentos interruptíveis, mais baratos, oferecidos pelas concessionárias nas horas fora da ponta, e o "spot-pricing" tem sido os principais instrumentos utilizados para "achatar" a curva de carga. No Brasil, tem havido algum esforço recente de conservação de energia elétrica, via o programa PROCEL, da ELETROBRÁS, com resultados ainda muito modestos, e de redução do crescimento da ponta da curva de carga, via tarifas horosazonais, com efeitos ainda pouco conhecidos. A gestão da carga está dando os primeiros passos no país.

2.3 Otimização do suprimento, eletrificação rural e geração descentralizada de energia elétrica

Um conjunto de usinas de potência e linhas de transmissão capaz de satisfazer, com uma confiabilidade de suprimento aceitável, o consumo de energia elétrica previsto para o período de planejamento é um programa de expansão para o sistema em estudo. O que se deseja, usualmente, do ponto de vista do *suprimento de eletricidade*, é se encontrar o programa de expansão de custo mínimo, levando-se em conta as restrições macro-econômicas e sociais, assim como os objetivos e prioridades governamentais. O investimento na distribuição de energia elétrica aos consumidores finais é, em grande parte, independente do "sistema" de geração e transmissão e, em consequência, as redes de distribuição são, em geral, otimizadas separadamente.

As linhas de transmissão e sub-estações são, frequentemente, associadas a projetos específicos de usinas de potência, porém, em alguns casos, elas resultam de uma combinação

de fatores, tais como incrementos de carga em alguns pontos do sistema, entrada em operação de várias usinas em uma mesma região, etc. Estudos separados para a geração e a transmissão não necessariamente conduzem ao plano de expansão ótimo, do ponto de vista global. Faz-se necessário um estudo combinado para se minimizar o custo total (BAJAY, SILVA & RICCIULLI, 1990).

Faz-se necessário, também, que se passe a otimizar a operação e a expansão de *cada concessionária*, ao invés dos sistemas interligados *como um todo*, como se faz atualmente. Os intercâmbios de vazões defluentes dos reservatórios e de energia elétrica seriam otimizados através de "processamento em paralelo", em grandes computadores. Esta é a única maneira de se criar um ferramental de modelagem adequado para um planejamento descentralizado, representando-se de uma forma bem mais precisa o sistema de cada concessionária e obtendo-se os custos marginais da água e da energia elétrica nas diversas "fronteiras" dos sistemas das concessionárias, custos estes vitais para a implantação de um planejamento descentralizado (BAJAY, SILVA & RICCIULLI, 1990).

Quando se dispõe de bacias fluviais economicamente e socialmente estratégicas como, por exemplo, as bacias dos rios São Francisco, Paraná, Amazonas e Uruguai, entre outras, no Brasil, o ideal é que um desenvolvimento harmonioso dos possíveis usos múltiplos de seus recursos hídricos seja planejado e administrado por uma empresa governamental tipo "autoridade do rio", como acontece em diversas regiões dos EUA e Europa.

A péssima utilização dos abundantes recursos hídricos brasileiros para usos como suprimento de água para fins domésticos e industriais, irrigação e navegação é uma das grandes "vergonhas nacionais". Como, no Brasil, o desenvolvimento da geração hidroelétrica tem sido a meta principal no planejamento dos seus recursos hídricos, propõe-se aqui, para o curto e médio prazos, abordar este planejamento na base de dois objetivos: (i) a minimização do custo do plano de expansão do sistema de potência associado e (ii) a maximização do benefício líquido total oriundo dos usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas, a nível regional. Os métodos conversacionais de otimização multiobjetivo são particularmente atraentes para resolver este tipo de problema, complexo e politicamente sensível. Duas técnicas conversacionais poderosas já foram implementadas, com sucesso, na UNICAMP: o Método de Negociação do Valor Substituto e o Método Sequencial de Programação por Metas (BAJAY, RICCIULLI & FERNANDES, 1985).

A eletrificação rural normalmente serve tanto a objetivos econômicos como sociais. Esta característica a destaca dentro da problemática mais geral da otimização do suprimento de energia elétrica do sistema como um todo. O resultado de uma análise custo-benefício abrangente, levando em conta todos os intangíveis relevantes (BAJAY, 1982), pode indicar que a região sendo analisada deve ser conectada à rede principal, que a eletricidade deve ser gerada e distribuída localmente, ou que o estágio de desenvolvimento não justifica nem mesmo a geração local, com a possível excessão de alguns autoprodutores. Para se evoluir nesta área

no Brasil deve-se deixar de utilizar o critério "eleitoreiro" como o principal ou, às vezes, único parâmetro levado em conta na priorização das novas áreas a serem eletrificadas, além de se ter que abandonar a idéia que eletrificação rural é sempre sinônimo de extensão da rede principal. As pequenas centrais hidroelétricas - PCH's, isoladas ou interligadas na rede principal, e as redes rurais monofásicas oferecem excelentes perspectivas para o futuro da eletrificação rural no país.

A geração descentralizada de energia elétrica se caracteriza pelo atendimento, ao menos parcial, de mercados locais por unidades de geração de pequeno ou médio porte situadas próximas a estes mercados. A geração descentralizada pode ocorrer em sistemas isolados ou interligados eletricamente.

Na geração descentralizada hoje praticada no Brasil o proprietário das usinas pode ser uma empresa concessionária, uma cooperativa de eletrificação rural ou um autoprodutor.

Quando interligado, o autoprodutor pode, em princípio, comprar parte de seus requisitos de energia, ou vender o excedente de sua produção para a empresa concessionária mais próxima. Havendo a possibilidade de "aluguel" das linhas de transmissão dessa concessionária, a venda pode ser feita a outras concessionárias interligadas. É claro que arranjos especiais, de cunho institucional, tarifário e contratual devem existir a fim de concretizar esta possibilidade de venda de energia elétrica excedente. Estes arranjos ainda são muito precários no Brasil.

Há ainda, em outros países, a categoria do produtor independente de energia elétrica, que vende toda a sua produção para a concessionária mais próxima ou para grandes consumidores. Tal categoria ainda não existe no Brasil; uma legislação a respeito esta em processo de elaboração no Ministério das Minas e Energia.

Há um grande potencial para este tipo de geração no país, com perspectivas particularmente favoráveis para as PCH's e para a cogeração industrial. O "Plano 2015", da ELETROBRÁS, subestima, no entanto, este potencial, reservando a este tipo de geração um tratamento secundário, quase que puramente qualitativo, e apresentando estimativas muito grosseiras para seu potencial e seus custos.

Um planejamento adequado da geração descentralizada de energia elétrica é tão importante quanto o acesso a tecnologias de geração eficientes e a combustíveis relativamente abundantes e baratos para alimentar as usinas. Os principais aspectos deste planejamento são tratados alhures (BAJAY & WALTER, 1989; BAJAY, POPPE & MENANTEAU, 1989).

2.4 Os mecanismos de financiamento e a estrutura tarifária

Uma empresa concessionária de energia elétrica pode captar os recursos necessários à sua expansão através de sua receita tarifária, colocação de novas ações no mercado de capitais,

aporte de recursos orçamentários do governo - no caso de empresas estatais - e obtenção de financiamentos, internos ou externos ao país.

A forte crise financeira que tem assolado o setor elétrico brasileiro há mais de uma década tem as seguintes causas principais (BAJAY, SILVA & RICCIULLI, 1990):

- (i) contenção tarifária;
- (ii) endividamento externo inadequado;
- (iii) elevação dos juros no mercado internacional;
- (iv) execução de dispêndios em um conjunto de projetos antecipados, através dos quais foram obtidos créditos paralelos, associados à compra de equipamentos no exterior e;
- (v) disseminação errônea de tarifas especiais.

É evidente que o saneamento desta crise passa pela recuperação tarifária, pelo equacionamento adequado do problema das dívidas externa e interna do setor e por um melhor planejamento e gestão.

Do ponto de vista metodológico, a maneira mais eficiente de se lidar com os problemas de financiamento do programa de expansão é através da utilização de um modelo corporativo interagindo com o modelo de otimização conjunta das expansões da geração e da transmissão (BAJAY, 1982). Esta abordagem auxilia o planejador a colocar na devida perspectiva as diversas opções de política financeira abertas à concessionária, na busca do programa de expansão ótimo.

As tarifas de energia elétrica tem um duplo propósito: prover uma parcela significativa das necessidades de aporte de recursos financeiros para a expansão do sistema, e otimizar a demanda do produto, refletindo os reais custos do suprimento.

A única estrutura tarifária que transmite ao consumidor os reais custos da expansão e operação do sistema é a baseada nos custos marginais. A estrutura tarifária horosazonal é construída em cima desses custos marginais, levando em conta, no entanto, as restrições financeiras da empresa, a eventual necessidade de subsídios para camadas carentes da população e/ou regiões sub-desenvolvidas, e a questão da implantação gradual do novo esquema. É fundamental, no entanto, que as alterações na estrutura tarifária decorrentes dos fatores supracitados sejam feitas de forma a afetar o mínimo possível o incentivo à racionalização da demanda, embutido na estrutura dos custos marginais.

A implantação no país, na primeira metade da década de 80, do sistema tarifário horosazonal para a energia elétrica representou um grande avanço. No entanto, para que este sistema atinja a sua maturidade como instrumento essencial na busca de uma contínua otimização do uso deste estratégico energético no país faz-se necessário promover as seguintes mudanças:

- (a) Utilizar como base tarifária uma solução de compromisso entre os custos marginais de curto e de longo prazo, já que os dois não são iguais em uma expansão desequilibrada, como tem ocorrido no caso brasileiro;
- (b) Adotar os custos marginais como base para as tarifas de suprimento, tal como já acontece com as tarifas de fornecimento².
- (c) "Desequalizar" as tarifas de energia elétrica, a nível de território nacional, valorizando-se, assim, as formas de geração local que sejam competitivas; e
- (d) Diminuir os subsídios, principalmente os cruzados, e defini-los, *por tempo determinado*, em foros políticos representativos, como o Congresso Nacional, assembleias legislativas, etc.

Em termos metodológicos, as distribuições temporal e espacial dos custos marginais de longo prazo de geração e transmissão podem ser obtidas a partir de um modelo de otimização do planejamento da expansão conjunta: geração/transmissão, através das variáveis duais associadas às restrições matemáticas de atendimento dos mercados de energia e de ponta (BAJAY, 1981).

2.5 Os impactos sociais e ambientais e as inovações tecnológicas

As implicações sociais de longo alcance do estudo dos impactos sobre a saúde pública e o meio ambiente, oriundos da geração de eletricidade, mais do que justificam uma análise detalhada objetivando o estabelecimento de níveis locais aceitáveis das diversas formas de poluição, inundação de terra por reservatórios e riscos à saúde, assim como a eliminação de projetos que não satisfaçam os requerimentos locais. Na década de 90, tudo indica que, no Brasil e no mundo, as questões ambientais e de saúde pública terão um peso decisivo nas políticas de produção e de uso de energia elétrica.

A diversidade de tecnologias e métodos de análise é a característica mais marcante encontrada nos estudos sobre efeitos ocasionados por novas tecnologias para produzir ou consumir eletricidade (BAJAY, 1981). Isto talvez explica, porém não justifica, a pouca importância que se tem dado a estes importantes estudos, no processo de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro.

Assuntos como a capacitação da indústria nacional, ou mesmo local, para atender os requisitos de um programa de expansão contendo novas tecnologias para gerar eletricidade, suas necessidades de mão de obra especializada e as condições para viabilizar equipamentos de

uso final com menor consumo de energia elétrica estão, entre outros, incluídos aqui. É claro que o desenvolvimento de novos equipamentos pode contribuir significativamente para menores impactos ambientais na geração de energia elétrica, como, por exemplo, na utilização, em usinas termelétricas, de caldeiras de leito fluidizado.

2.6 Planejamento integrado do setor elétrico e de suas interações com os demais setores energéticos e o resto da economia

O planejamento integrado do setor elétrico compreende duas formas de integração: entre as instituições e empresas que compõem o setor e, dentro de cada empresa ou instituição, entre as várias etapas do planejamento, descritas anteriormente neste trabalho. A primeira forma passa pela resolução dos problemas apontados na discussão dos problemas institucionais do setor e o instrumento capaz de viabilizá-la é o planejamento descentralizado. A dinâmica interativa entre as várias etapas do planejamento da expansão de um sistema de potência é descrita por Bajay (1981).

É desnecessário enfatizar a importância de se ter, em qualquer país, uma certa integração entre os diversos planejamentos setoriais da área energética. A tarefa de coordenar esta integração, que no Brasil cabe ao Ministério das Minas e Energia, nunca foi realizada a contento. No fim de década de 80, a Comissão Nacional de Energia dava os primeiros passos nesta direção, quando foi extinta.

Soluções de compromisso entre o planejamento da expansão dos setores energéticos, que são, necessariamente, de longo prazo, e o planejamento econômico conjuntural do país, a curto prazo, só serão alcançadas a partir do momento em que se começar a definir políticas de desenvolvimento econômico a longo prazo e a estudar as múltiplas relações de causa e efeito entre os setores energéticos e o resto da economia. Fora alguns pequenos exercícios acadêmicos, o estudo destas relações raramente tem sido feito no país: uma nova Comissão Nacional de Energia, reestruturada, e o IPEA, do Ministério do Planejamento, poderiam ter importantes papéis nestes estudos.

Capítulo 3

FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO CONJUNTA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

3.1 Os elementos do sistema

Os elementos constitutivos do sistema objeto de planejamento da sua expansão são: cargas, usinas e linhas de transmissão. As cargas, em cada intervalo de planejamento, são representadas pela demanda de ponta do sistema como um todo, pela demanda nos patamares da curva de permanência de carga, também para o sistema como um todo, e pelas demandas de energia e de ponta nos diversos pontos de consumo da rede de transmissão.

As usinas são caracterizadas, na modelagem, pela sua disponibilidade, potência gerada, produtividade média - no caso das usinas hidroelétricas - e capacidade instalada.

Na parte da transmissão, o modelo é basicamente um modelo com pontos de transbordo, possuindo um suprimento variável.

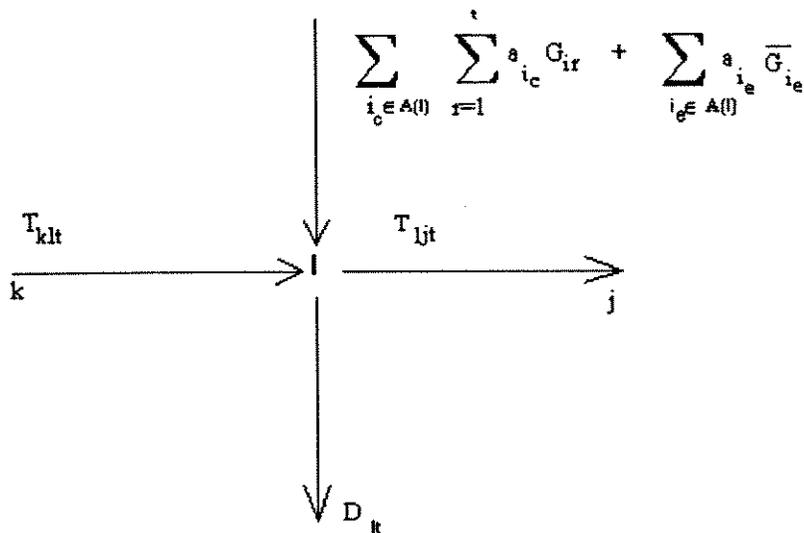
L é o conjunto de nós nessa rede, que compreende pontos de geração, pontos de demanda e pontos de transbordo e ψ é o conjunto dos arcos constituídos pelos pares de nós (l, m) , ou seja, corredores ligando esses nós.

Supõe-se que entre dois nós l e m que definem um corredor de transmissão ainda não saturado haja a possibilidade de se escolher V_{lm} níveis discretos de tensão, tais como, por exemplo, 138kV, 240kV, 345kV, 440kV, 500kV, etc., dados os respectivos custos de investimento.

As gerações das usinas são distribuídas através do sistema, ao longo dos intervalos de planejamento, de modo a atender as demandas de energia e da ponta, do sistema como um todo e de cada centro de carga, minimizando-se os custos totais - investimentos e operação - de geração e de transmissão.

Os custos de operação das usinas hidroelétricas são desprezíveis frente ao custo de operação das centrais termoelétricas.

A figura 3.1 apresenta o balanço de energia para um nó genérico l da rede de transmissão.



$A(l)$ = conjunto de nós adjacentes ao nó l da rede;

D_{lt} = pico de demanda

no nó l , no intervalo de planejamento t . É composto pela carga interna ao sistema mais a potência líquida -

exportação menos importação -, em MW, estipulada por contrato;

a_i = disponibilidade da usina i conectada ao nó l ;

G_{it} = capacidade da usina candidata i conectada ao nó l , em MW, no intervalo t ;

\bar{G}_{i_e} = capacidade máxima da usina existente i_e ;

$i_c \in A(l)$: conjunto de usinas candidatas conectadas ao nó l ;

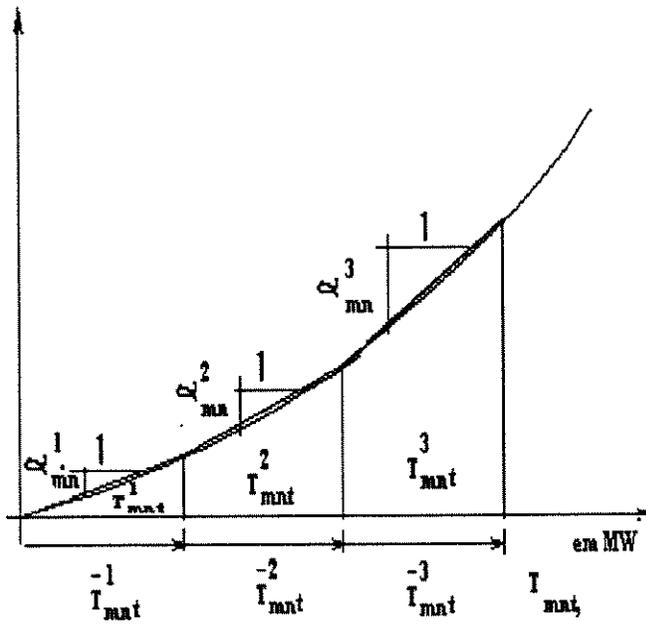
$i_e \in A(l)$: conjunto de usinas existentes conectadas ao nó l ;

T_{klt} = fluxo de carga entre os nós k e l no intervalo t , em MW e;

T_{ljt} = fluxo de carga entre os nós l e j , no intervalo t , em MW.

Figura 3.1 Balanço de carga em um nó l da rede de transmissão

Convencionou-se, na modelagem proposta, que as perdas são adicionadas na modelagem aos fluxos de carga que saem dos nós da rede. Estas perdas, que são funções convexas da potência transmitida, podem ser linearizadas por partes, conforme representado na figura 3.2.



α_{mn}^q = coeficiente angular do q-ésimo segmento linear da curva de perdas, no corredor de transmissão (m,n);

T_{mnt} = fluxo de carga no corredor de transmissão (m,n), no intervalo t, em MW;

T_{mnt}^q = fluxo de carga no q-ésimo segmento linearizado da curva de perdas no corredor de transmissão (m,n), no intervalo t, em MW ($T_{mnt} = \sum_q T_{mnt}^q$); e.

\bar{T}_{mnt}^q = limite superior de T_{mnt}^q .

Figura 3.2 Perdas na transmissão, como função da potência transmitida

Formula-se, a seguir genericamente, para o caso determinístico, o problema da expansão conjunto da geração e da transmissão de um sistema hidrotérmico de potência.

3.2 Formulação do problema para o caso determinístico

Para a formulação deste problema, utiliza-se a seguinte notação:

- NHC,NHE(NTC,NTE): conjunto de usinas hidroelétricas candidatas e existentes, respectivamente, (usinas termoelétricas) no sistema hidrotérmico em estudo;
- NUSE(NUCC): número total de usinas existentes (candidatas) no sistema;
- T: número de intervalos no horizonte de planeamento;
- S: número de patamares da curva de carga;
- τ_s : duração, em horas, do s-ésimo patamar da curva de carga;
- Q: número de intervalos de discretização das curvas de perdas na transmissão;
- l_m : número de níveis de tensão disponíveis para a expansão da transmissão no corredor (l,m) ;
- ψ_e, ψ_c : conjunto dos pares de nós que definem os corredores de transmissão existentes e propostos, respectivamente;
- G_{it} : incremento da capacidade de geração da usina i - hidro ou termoelétrica - no intervalo t , em MW;
- \bar{G}_i : capacidade máxima instalável na usina i ;
- GK_i : componente do custo atualizado total de capital e encargos fixos que independe da motorização da usina i , em US\$;
- K_{it} : componente do custo atualizado de capital e encargos fixos que independe da motorização da usina i , no intervalo t , em US\$;
- GC_i : componente unitário do custo atualizado total de capital mais encargos fixos que depende da motorização da usina i , em US\$/MW;
- C_{it} : componente unitário do custo atualizado de capital mais encargos fixos que depende da motorização da usina i , no intervalo t , em US\$/MW;
- u_{it} : variável binária zero ou um associada com o custo fixo K_{it} ;
- EEK_{iT}, EEC_{iT} : fatores multiplicadores dos componentes fixo e variável com a motorização da usina, respectivamente, do custo de capital mais encargos fixos do último intervalo de planeamento T. Eles propiciam a correção do efeito terminal, nestes componentes de custo, do truncamento do período de planeamento após o intervalo T; assume-se que tanto a demanda como a oferta de energia elétrica se “congelam” após esse intervalo;
- α_i : disponibilidade da usina i - termoelétrica ou hidroelétrica;
- TRK_{lm}^v : custo total atualizado de capital de uma linha de transmissão, de tensão v e capacidade \bar{T}_{lm}^v , no corredor (l,m) em US\$;

- TK_{imt}^v : custo atualizado de capital de uma linha de transmissão de tensão v e capacidade \bar{T}_{im}^v , no corredor (l, m) , no intervalo t , em US\$;
- EET_{imt}^v : fator multiplicador do custo de capital mais encargos fixos, no último intervalo de planejamento T , para a linha de transmissão de tensão j , no corredor (l, m) . Esse fator propicia a correção do efeito do truncamento do período de planejamento neste custo;
- CM_{imt} : custo marginal da potência transmitida no corredor (l, m) no intervalo t , em US\$/MW;
- χ_{imt}^v : variável binária, do tipo zero ou um, que determina a eventual instalação da linha de transmissão de tensão v , no corredor (l, m) , no intervalo t ;
- T_{imt}^q : potência transmitida no q -ésimo intervalo de discretização da curva de perdas na transmissão, no corredor (l, m) , no intervalo t , em MW;
- CO_{jt} : custo atualizado de operação e manutenção, por unidade de energia produzida, na usina termoeletrica j , no intervalo t , em US\$/MWh;
- Z_{jt}^s : potência média gerada pela usina termoeletrica j , no patamar s da curva de permanência carga, no intervalo t , em MW;
- Z_j : potência mínima que deve ser gerada pela usina termoeletrica j , em MW;
- ρ_i^s : produtividade média da usina hidroeletrica i no patamar s da curva de permanência de carga, em MW/m³/s;
- Q_{it}^s : vazão turbinada pela usina hidroeletrica i no patamar s da curva de permanência de carga, no intervalo t , em m³/s;
- Q_i : turbinagem mínima da usina hidroeletrica i , em m³/s;
- dfl_i : defluência mínima estipulada a jusante da usina hidroeletrica i , em m³/s;
- x_{it} : volume d'água armazenado no reservatório da usina hidroeletrica i no intervalo t , em m³;
- \bar{x}_i : volume útil do reservatório da usina hidroeletrica i no intervalo t , em m³;
- y_{it} : vazão afluyente não regularizada ao reservatório da usina hidroeletrica i no intervalo t , em m³/s;
- v_{it} : vazão vertida no reservatório da usina hidroeletrica i no intervalo t , em m³/s;
- $L_g(L_c)$: conjunto de nós de geração (transbordo ou consumo) na rede de transmissão;
- D_{st} : demanda de energia no patamar s da curva de permanência de carga, no intervalo t , em MW;
- D_{lt} : demanda de ponta em um nó l da rede no intervalo t , em MW;

D_t : demanda de ponta do sistema como um todo no intervalo t , em MW;

r_t : margem de reserva de geração do sistema no intervalo t ;

O cálculo de K_{it} ocorre em duas etapas. Primeiro, se determina M_i , a parcela de depreciação em cada intervalo de planejamento correspondendo ao investimento GK_i , através da equação (3.1).

$$M_i = GK_i \cdot \frac{j}{1 - (1+j)^{-m}} \quad (3.1)$$

onde:

j = taxa de juros no intervalo de planejamento e;

m = vida econômica da usina

A seguir, calcula-se K_{it} através de um simples processo de atualização, em cada intervalo de planejamento, de M_i :

$$K_{it} = \frac{M_i}{(1+j)^t}, \quad (3.2)$$

No último intervalo, T , deve-se corrigir o efeito sobre K_{it} ocasionado pelo truncamento do período de planejamento. Para tanto supõe-se que, a partir do período T , se “congele” a demanda e o suprimento de energia elétrica do sistema, ou seja, a atualização destes custos “congelados” a partir do intervalo T resulta em uma série infinita que decresce geometricamente a uma taxa j e cuja soma dos termos é dada pela expressão (3.3).

$$\frac{M_i}{(1+j)^T} + \frac{M_i}{(1+j)^{T+1}} + \dots = \frac{M_i}{(1+j)^T} \cdot \frac{1}{j} \quad (3.3)$$

Logo, basta se multiplicar K_{iT} por EEK_{iT}

$$EEK_{iT} = \frac{1}{j} \quad (3.4)$$

Observe-se que este fator independe da usina i . Se for empregada a mesma taxa de juros para todos os tipos de investimentos envolvidos no programa de expansão tem-se $EEC_{iT} = EEK_{iT} = EET_{lmT} = 1/j$.

A correção do efeito terminal nos custos operacionais das centrais termoelétricas é efetuada adicionando-se a soma do valor atualizado deste custo, após o intervalo t , equitativamente, em termos correntes, aos vários intervalos do horizonte de planejamento (RICCIULLI, 1990).

Com este artifício leva-se em conta o efeito terminal no despacho econômico de cada usina do sistema sem se minimizar, artificialmente, a operação das usinas termoelétricas no intervalo T .

3.2.1 As restrições matemáticas do problema

As principais restrições matemáticas do problema para o caso determinístico são apresentadas a seguir:

(a) Atendimento à demanda de ponta do sistema

Essa restrição requer que a demanda de ponta instantânea do sistema como um todo seja atendida, em cada intervalo de planejamento, pelas usinas existentes e candidatas .

$$\sum_{t=1}^{NUCC} \sum_{r=1}^t a_{ic} G_{icr} \geq D_t (1+r_t) - \sum_{i=1}^{NUSE} a_{ie} \bar{G}_{ie}, \quad t = 1, \dots, T \quad (3.5)$$

(b) Atendimento ao pico de demanda em cada nó de consumo - ou de transbordo - da rede:

$$\sum_{i_c \in A(l)} \sum_{r=1}^t a_{ic} G_{icr} + \sum_{k \in A(l)} \sum_{q=1}^Q T_{kit}^q - \sum_{m \in A(l)} \sum_{q=1}^Q (1 + \alpha_{lm}^q) \cdot T_{lmt}^q \geq D_{lt} - \sum_{i_e \in A(l)} a_{ie} \bar{G}_{ie} \quad (3.6)$$

onde i_c e i_e referem-se aos índices das usinas candidatas e existentes, respectivamente, e $A(l)$ é o conjunto dos nós adjacentes ao nó l .

(c) Os fluxos de carga

Como não se pode determinar “a priori” o sentido do fluxo de carga em um dado corredor de transmissão (l,m) , define-se uma variável auxiliar T_{lmt} como sendo a maior potência transmitida em um ou outro sentido do corredor, no intervalo t :

$$T_{lmt} = \max \left\{ \sum_q T_{lmt}^q, \sum_q T_{mlt}^q \right\}, \quad (l,m) \in \psi_E \cup \psi_C; t = 1, 2, \dots, t \quad (3.7)$$

(d) Restrições nas variáveis binárias, tipo zero ou um

A restrição (3.8) assegura que uma dada usina candidata não pode ter sua construção comissionada mais de uma vez ao longo do horizonte de planejamento.

$$\sum_{t=1}^T \delta_{it} = 1, \quad i = 1, 2, \dots, \text{NHC} \quad (3.8)$$

Analogamente, a restrição (3.9) garante que, em um dado corredor de transmissão (l,m) , não podem ser construídas novas linhas, de diferentes níveis de tensão, ao longo do horizonte de planejamento.

$$\sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^{V_{lm}} \chi_{lmt}^v \leq 1, \quad (l,m) \in \psi_C \quad (3.9)$$

(e) Restrição na capacidade máxima de transmissão dos corredores candidatos

A potência transmitida em um corredor candidato em cada intervalo de planejamento não pode exceder a sua capacidade máxima permitida:

$$T_{lmt} \leq \sum_{v=1}^{V_{lm}} \bar{T}_{lm}^v \left(\sum_{r=1}^t \chi_{lmt}^v \right), \quad (l,m) \in \psi_C, t = 1, 2, \dots, T \quad (3.10)$$

(f) Restrição que vincula as novas usinas às correspondentes linhas de transmissão

Esta restrição vincula a instalação das usinas candidatas às linhas de transmissão correspondentes.

Assim, sempre que houver novas usinas sendo comissionadas em um dado intervalo de tempo, haverá linhas de transmissão correspondentes para transmitir a potência gerada e vice-versa:

$$\sum_{r=1}^t \sum_{v=1}^{V_{lm}} \mathcal{X}_{lmt}^v = \sum_{r=1}^t \delta_{ir}, \quad i \in NUCC, (l, m) \in \psi_C, t = 1, 2, \dots, T, \quad (3.11)$$

(g) Restrições na capacidade de instalação das usinas

A soma dos incrementos de capacidade de uma usina candidata não pode exceder a sua capacidade máxima instalável em nenhum intervalo de planejamento:

$$\sum_{r=1}^t G_{ir} - \sum_{r=1}^t \delta_{ir} \cdot \overline{G}_i \leq 0, \quad i \in NHC \cup NTC, t=1, \dots, T \quad (3.12)$$

(h) Atendimento da demanda nos patamares da curva de permanência de carga

A potência gerada pelas usinas em funcionamento - existentes e candidatas - em um dado intervalo de planejamento deve atender à demanda nos diversos patamares da curva de permanência de carga naquele intervalo:

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i^s Q_{it}^s + \sum_{j=1}^{NT} Z_{jt}^s \geq D_{st}, \quad s=1, 2, \dots, S, t=1, 2, \dots, T \quad (3.13)$$

onde NH e NT referem-se ao número total das usinas hidroelétricas e termelétricas - existentes e propostas -, respectivamente.

(i) Limites na vazão turbinada nas usinas hidroelétricas

Estas restrições estabelecem limites na vazão turbinada pelas usinas hidroelétricas do sistema, devido à sua capacidade máxima de engolimento e eventuais vazões turbinadas mínimas:

$$\underline{Q}_i \leq Q_{it}^s \leq a_i \overline{G}_i / \rho_i^s, \quad i = 1, \dots, \text{NH}; s = 1, \dots, S; t = 1, \dots, T \quad (3.14)$$

(j) Limites na geração térmica

Estas restrições estabelecem limites na potência média gerada pelas usinas termoeletricas do sistema, nos diversos patamares das curvas de permanência de carga, devido à sua capacidade máxima disponível:

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jt}^s \leq a_j \overline{G}_j, \quad j = 1, 2, \dots, \text{NT}; s = 1, \dots, S; t = 1, \dots, T \quad (3.15)$$

(l) Limite na defluência mínima .

Devido a possíveis usos múltiplos da água dos reservatórios para navegação, suprimento de água, irrigação, etc, pode-se requerer defluências mínimas a jusante das usinas hidroelétricas do sistema:

$$\sum_{s=1}^S Q_{it}^s + v_{it} \geq \underline{dfl}_i, \quad i = 1, \dots, \text{NHE}; t = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

(m) Limites no armazenamento

O montante de água armazenado no reservatório de uma usina hidroelétrica em qualquer intervalo de planejamento não pode ser maior do que a capacidade deste reservatório:

$$0 \leq x_{it} \leq \bar{x}_i \sum_{r=1}^t \delta_{rt}, \quad i = 1, \dots, \text{NHC}; t = 1, \dots, T \quad (3.17)$$

$$0 \leq x_{it} \leq \bar{x}_i, \quad i = 1, \dots, \text{NHE}; t = 1, \dots, T \quad (3.18)$$

(n) Equações de balanço dinâmico dos reservatórios das usinas hidroelétricas

$$x_{it+1} = x_{it} + k_1 \left[\sum_{m \in M(i)} \left(\sum_{s=1}^S Q_{mt}^s \cdot \tau_s + k_2 v_m \right) + k_2 \cdot y_{it} - \left(k_2 \cdot v_{it} + \sum_{s=1}^S Q_{it}^s \cdot \tau_s \right) \right] \quad (3.19)$$

, i = 1, ..., NH, t = 1, ..., T

onde:

$M(i)$ = conjunto de usinas hidroelétricas à montante da usina i e $k_1 = 3600$ e $k_2 = 4392$, para intervalos de planejamento semestrais .

3.2.2. A função objetivo

A função objetivo, a ser minimizada, é a soma dos custos de investimento e de operação e manutenção das usinas e linhas de transmissão:

:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{t=1}^{T-1} \left[\sum_{i=1}^{\text{NUCC}} \left(K_{it} \cdot \delta_{it} + \sum_{r=1}^t C_{ir} \cdot G_{ir} \right) \right] + \sum_{t=1}^t \sum_{(l,m) \in \psi_c} \sum_{v=1}^{V_{lm}} TK_{lmt}^v \cdot \chi_{lmt}^v + \\ \sum_{i=1}^{\text{NUCC}} \left(K_{iT} \delta_{iT} EEK_{iT} + \sum_{r=1}^T C_{ir} G_{ir} EEC_{it} \right) + \sum_{(l,m) \in \psi_c} \sum_{v=1}^{V_{lm}} TK_{lmt}^v \chi_{lmt}^v EET_{lmt}^v + \\ + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{\text{NT}} CO_{jt} \sum_{s=1}^S Z_{jt}^s \cdot \tau_s + \sum_{t=1}^T \sum_{(l,m) \in \psi_c} CM_{lmt} \sum_{q=1}^Q \alpha_{lm}^q T_{lmt}^q \end{aligned} \quad (3.20)$$

3.3. Formulação do problema para o caso de estocasticidade nas vazões afluentes

Supõe-se NS cenários hidrológicos, cada um com uma probabilidade de ocorrência. A função objetivo é composta, agora, pelos custos de investimento mais o valor esperado dos custos de operação e manutenção:

$$\begin{aligned}
& \text{Min} \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{i=1}^{NUCC} \left(K_{it} \cdot \delta_{it} + \sum_{r=1}^t C_{ir} G_{ir} \right) + \sum_{t=1}^{T-1} \sum_{(l,m) \in \psi_e} \sum_{v=1}^{V_{lm}} TK_{lmt}^v \chi_{lmt}^v + \\
& \sum_{t=1}^{NUCC} \left(K_{it} \delta_{it} EEK_{it} + \sum_{r=1}^t C_{ir} G_{ir} EEC_{it} \right) + \sum_{(l,m) \in \psi_e} \sum_{v=1}^{V_{lm}} TK_{lmt}^v \chi_{lmt}^v EET_{lmt}^v + \\
& \sum_{e=1}^{NS} p_e \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} CO_{jt}^e \sum_{s=1}^S Z_{jte}^s \tau_s + \sum_{t=1}^T \sum_{(l,m) \in \psi_e} CM_{lmt} \sum_{q=1}^Q \alpha_{lmt}^q T_{lmt}^q
\end{aligned} \tag{3.21}$$

onde CO_{jt}^e e Z_{jte}^s correspondem ao custo de operação e manutenção e a geração, respectivamente, da usina termoeétrica j , no intervalo t , para um cenário hidrológico caracterizado por uma probabilidade p_e .

As restrições matemáticas do problema que dependem explicitamente dos diversos cenários hidrológicos são as relacionadas à operação do sistema, que são:

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i^s Q_{ite}^s + \sum_{j=1}^{NT} Z_{jte}^s \geq D_{st}, \quad s=1, 2, \dots, S; t=1, 2, \dots, T; e=1, \dots, NS \tag{3.22}$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_{ite}^s \leq a_i \overline{G}_i / \rho_i^s, \quad i=1, \dots, NH; t=1, \dots, T; s=1, \dots, S; e=1, \dots, NS \tag{3.23}$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jte}^s \leq a_j \overline{G}_j, \quad j=1, 2, \dots, NTE; t=1, \dots, T; s=1, \dots, S; e=1, \dots, NS \tag{3.24}$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jte}^s \leq a_j \cdot G_{jt}, \quad i=1, \dots, NTC; t=1, \dots, T; s=1, \dots, S; e=1, \dots, NS \tag{3.25}$$

$$\sum_{s=1}^S Q_{ite}^s + v_{ite} \geq \underline{df}_i, \quad i=1, \dots, NH; t=1, \dots, T; e=1, \dots, NS \tag{3.26}$$

$$0 \leq x_{ite} \leq \overline{x}_{ie} \sum_{r=1}^t \delta_{ir}, \quad i=1, \dots, NHC; t=1, \dots, T; e=1, \dots, NS \tag{3.27}$$

$$0 \leq x_{ite} \leq \overline{x}_i, \quad i=1, \dots, NHE; t=1, \dots, T; e=1, \dots, NS \tag{3.28}$$

$$x_{it+1e} = x_{ite} + k_1 \left[\sum_{m \in \mathcal{M}(i)} \left(\sum_{s=1}^S Q_{mte}^s \cdot \tau_s + k_2 \cdot v_{mte} \right) + k_2 \cdot y_{ite} - \left(k_2 v_{ite} + \sum_{s=1}^S Q_{ite}^s \cdot \tau_s \right) \right]$$

$i = 1, \dots, NH; t = 1, \dots, T; e = 1, \dots, NS$

(3.29)

Capítulo 4

ESTADO-DA-ARTE DAS METODOLOGIAS DE RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

4.1 Resolução simultânea e em separado dos subproblemas de operação e de investimento

Os modelos de planejamento da expansão de sistemas de potência elétrica podem ser classificados em duas categorias: os que tratam simultaneamente da expansão - programa de investimentos - e da operação destes sistemas; e os que separam o problema original em dois subproblemas - operação e investimento -, que interagem entre si.

Na primeira categoria destacam-se os modelos de otimização e os mistos: otimização-simulação, baseados em programação linear, programação mista: linear - inteira e programação não-linear.

Os balanços estático e dinâmico, os algoritmos de expansão baseados em programação dinâmica, o método dos custos combinados e a decomposição de Benders constituem alternativas metodológicas da segunda categoria. Os subproblemas de planejamento de investimentos na expansão e o planejamento da operação do sistema, nos dois últimos métodos, podem ser resolvidos através de diversas técnicas de simulação, de otimização e mistas, destacando-se o uso da programação mista: linear-inteira no subproblema da expansão, e dos métodos estocásticos no subproblema da operação.

A utilização do método da decomposição de Benders apresenta boas perspectivas de aplicação nos sistemas hidrotérmicos do país, em substituição às técnicas de balanço estático e de balanço dinâmico, bastante limitados no seu escopo e precisão, hoje empregados no setor elétrico.

4.2 Modelagens determinística e estocástica da operação, a longo prazo, de um parque gerador de energia elétrica

O objetivo da operação ótima de um parque gerador de energia elétrica é a determinação das metas de geração de cada usina, de forma a minimizar, ao longo do período de planejamento, o valor esperado dos custos de operação.

Para os sistemas puramente termoelétricos, o problema é resolvido despachando-se as unidades geradoras de acordo com a ordem crescente dos seus custos de combustível - ordem de mérito - até se atingir o nível de geração desejado. Vazões afluentes aleatórias aos reservatórios das usinas hidroelétricas, frequentemente interligados entre si, e um número, em geral, grande de usinas - existentes e candidatas - e de intervalos de planejamento ao longo do tempo tornam o problema estocástico e de grande porte, além de não-linear, por causas das formas não-lineares das funções de geração das usinas hidroelétricas e das curvas de custo incremental de operação das usinas termoelétricas.

Através de algumas simplificações, válidas para alguns tipos de sistemas e aplicações, pode-se elaborar uma formulação determinística e linear para o problema, tal qual sintetizado em (4.1).

$$\begin{aligned}
 & \text{Min } z = c^t x \\
 & s/a \\
 & Ax = b, x \geq 0
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

onde:

c: vetor n-dimensional dos coeficientes da função objetivo;

x: vetor n-dimensional das variáveis de decisão;

b: vetor n-dimensional (RHS);

A: matriz m x n dos coeficientes tecnológicos; e

t: operação transposta de uma matriz ou vetor.

A aplicação dos modelos de programação linear - P.L. - para gerenciamento de reservatórios de usinas hidroelétricas contempla desde problemas relativamente simples de alocação preliminar dos recursos hidroelétricos disponíveis, até problemas com restrições mais complexas para operação dos reservatórios dos sistemas. Sob certas condições, problemas

não-lineares podem ser linearizados e resolvidos iterativamente ou, então, resolvidos pelo uso de procedimentos aproximados.

Funções objetivo típicas são a minimização dos custos operacionais e a maximização dos benefícios líquidos, esta última quando se tem usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas. Estas funções dependem do nível de armazenamento e da afluência nos reservatórios em cada intervalo de planejamento.

Para que a P.L. seja aplicável, é necessário que a função dos custos seja convexa ou a função benefício líquido côncava (BAJAY,1980).

Esta formulação linear determinística pode ser estendida para o caso estocástico, envolvendo variáveis aleatórias, resultando o seguinte problema linear:

$$\begin{aligned}
 Z &= \min \left\{ c'x + E \left[\min_y g'y \right] \right\} \\
 s / a & \\
 Ax &= b \\
 Tx + Wy &= p, y \geq 0,
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

onde:

$E\{ \}$: “operador estatístico esperança matemática”;

A: matriz determinística $m \times n$;

T: matriz $k \times n$;

W: matriz $k \times j$;

b, c, g: vetores $m \times 1$, $1 \times n$ e $1 \times j$;

x,y: vetores $n \times 1$ e $j \times 1$ das variáveis de decisão determinísticas e aleatórias, respectivamente;

p: vetor $k \times 1$.

Os elementos de T, uma matriz $k \times n$, W, uma matriz $k \times j$, e p, um vetor $m \times 1$, são variáveis aleatórias.

Na busca de solução do problema estocástico (4.2) pode-se determinar, em um primeiro estágio, uma decisão \bar{x} que satisfaça $A\bar{x} = b$, $\bar{x} \in K$, onde K é o conjunto de valores para os quais existe um mínimo para y e $Tx + Wy = p$ para qualquer valor p.

No segundo estágio do procedimento de resolução, encontra-se a decisão que satisfaz o “novo” problema (4.3), condicionado à decisão anterior \bar{x} e a um conjunto de valores observados do vetor p:

$$\begin{array}{l}
 \text{Minimize } g^t Y \\
 \text{s/a} \\
 Wy = p - T\bar{x}, y \geq 0
 \end{array} \tag{4.3}$$

Logo, a resolução do problema (4.3) é dependente tanto de \bar{x} como de p , ou seja, $\phi(\bar{x}, p) = \min_y \{g^t y / Wy = p - T\bar{x}, y \geq 0\}$.

Então, $E[\phi(\bar{x}, p)]$ corresponde à média aritmética que provê a solução ótima.

Uma abordagem alternativa à exposta acima é a denominada “programação com restrições de risco”, na qual se associa probabilidades, α , às realizações do vetor p . Esta abordagem pode ser formulada como:

$$\begin{array}{l}
 \text{min } c^t x \\
 \text{s/a} \\
 Ax = b \\
 \text{Pr}\{Tx \geq p\} \geq \alpha \\
 x \geq 0
 \end{array} \tag{4.4}$$

onde:

$\text{Pr}\{\}$: função probabilidade;

α : valor dado de probabilidade, com $0 \leq \alpha \leq 1$; e

c, x, A, b, p, T já foram definidos anteriormente.

$\text{Pr}\{p \leq Tx\} \geq \alpha$ pode ser reescrita como $F_p(Tx) \geq \alpha$, onde $F_p(\alpha)$ é uma função distribuição de probabilidade, ou, então, como $Tx \geq F_p^{-1}(\alpha)$, onde $F_p^{-1}(\alpha)$ é a inversa da função distribuição de probabilidade

Assim, o problema estocásticos (4.4) pode ser convertido em um equivalente determinístico, com o auxílio da função distribuição de probabilidade.

Modelos utilizando versões estocásticas para programação linear ou dinâmica tem sido propostos para otimizar o planejamento da operação dos sistemas hidrotérmicos de potência brasileiros (PEREIRA & TERRY, 1986). Diversas técnicas tem sido usadas para reduzir os efeitos da denominada “maldição da dimensionalidade”

4.3 Modelos que empregam a programação dinâmica na solução do subproblema de investimento

Entre as técnicas de solução disponíveis, a programação dinâmica - P.D.- tem se mostrado uma ferramenta poderosa nos problemas de planejamento da expansão de sistemas de potência. A programação dinâmica (P.D.) é uma técnica desenvolvida por Bellmann (1952) para a resolução de problemas envolvendo decisões seqüenciais. Ela é bastante eficiente no tratamento do acréscimo da capacidade de novas unidades geradoras adicionadas ao sistema como variáveis discretas, ao passo que a P.L. requer considerações especiais a fim de evitar soluções fracionárias da capacidade das unidades adicionadas (SJELVGREN et alii, 1989; DELSON & SHAHIDEHPOUR, 1992).

A indivisibilidade dos investimentos em usinas, subestações e linhas, a não-linearidade dos custos de produção das centrais termoelétricas e o tratamento estocástico da confiabilidade do sistema podem ser mais facilmente implementados com o uso da P.D. do que com a P.L., no planejamento da expansão do setor elétrico (SJELVGREN et alii, 1989).

No Brasil, trabalhos desenvolvidos pelo CEPEL, ELETROBRÁS e FURNAS usando P.D. no planejamento da expansão já foram aplicados a sistemas hidrotérmicos de potência (BAJAY, 1981; PEREIRA et alii, 1987).

Uma estratégia de resolução do subproblema de investimento para subsistemas de geração regionais, interligados entre si e representados de reservatórios equivalentes através de P.D. pode ser sintetizada conforme indicado a seguir (PEREIRA et alii, 1987):

- (i) Os estágios t da P.D., $t=1, \dots, T$, correspondem aos intervalos do período de planejamento.
- (ii) Os estados x_t são os projetos construídos em cada subsistema regional e as capacidades de interligação entre eles no estágio t . O conjunto dos estados fatíveis é denotado por X_t .
- (iii) O custo $C_t(x_{t-1}, x_t)$ corresponde ao custo de antecipação para se atingir o estado x_t a partir do estado x_{t-1} .
- (iv) O custo $CE_t(x_t)$ corresponde ao valor esperado do custo de operação, composto pelo custo de combustível e pelo custo de eventuais falhas no atendimento -“custo de deficit”-, supondo uma configuração estática para o parque gerador e para o mercado.

A equação de recursão “forward” da P.D. pode ser escrita para este caso como:

$$F_t(x_t) = \min_{x_{t-1} \in D_{x_t}} \{F_{t-1}(x_{t-1}) + CE_t(x_t) + C_t(x_{t-1}, x_t)\} \quad (4.5)$$

onde D_{x_t} é o conjunto de estados predecessores do estado x_t .

A condição inicial é $F_0(x_0) = 0$ e o problema de otimização pode ser sintetizado como:

$$\begin{aligned} \min F_T(x_T) \\ x_T \in X_T \end{aligned} \quad (4.6)$$

$CE_t(x_t)$, o custo de operação associado ao estado x_t , pode ser obtido supondo-se o parque gerador hidroelétrico de cada região representado por uma única usina hipotética com um reservatório energeticamente equivalente aos reservatórios das usinas reais, e resolvendo-se o problema de planejamento da operação através de um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes capacitadas com ganho (PEREIRA et alii, 1987).

O modelo WASP - "Wien Automatic System Planning," que emprega P.D. na resolução do subproblema de planejamento dos investimentos e simulação probabilística na solução do subproblema de planejamento da operação, tem sido extensivamente empregado no exterior no planejamento da expansão de sistemas predominantemente termoeletricos.

No planejamento de sistemas predominantemente hidroelétricos, como os normalmente encontrados no Brasil, o uso da P.D. na solução do subproblema de investimento encontra fortes limitações computacionais no número, em geral bastantes elevado, de estados que precisam ser simulados, quanto à operação - subproblema de planejamento da operação. Conforme já se mencionou, nestes sistemas, tal subproblema é não-linear, usualmente de grande porte e requer métodos estocásticos para a sua resolução.

4.4 Otimização simultânea da expansão da geração e da operação de um sistema de potência elétrica com programação linear ou mista: linear-inteira

A programação linear tem sido bastante utilizada no planejamento de expansão de sistemas de potência elétrica, quer na otimização simultânea da expansão e da operação, quer na resolução dos subproblemas de investimento ou de planejamento da operação. No primeiro caso se divide o horizonte de planejamento em um certo número de intervalos e a demanda de energia em cada intervalo é representada por uma curva de carga discretizada em patamares. A função objetivo a ser minimizada é composta pelo custo de capital e encargos fixos das usinas candidatas ao plano de expansão, mais o custo de operação das usinas existentes e candidatas nos intervalos de planejamento.

Nos anos 70 Beglari e Laughton (1975) utilizaram extensivamente esta técnica para sistemas puramente termoelétricos, após introduzirem uma troca de variáveis que reduziu substancialmente o número de restrições matemáticas do problema.

Anderson e Turvey (1977) aplicaram a P.L. na resolução de problemas envolvendo a expansão conjunta de um parque gerador e de sistemas de transmissão considerando a possibilidade de exportação de energia elétrica entre regiões e usos múltiplos da água dos reservatórios para diversas finalidades que não só a geração de energia elétrica.

Ricciulli (1990) desenvolveu, em uma tese de doutorado, um modelo de otimização simultânea da expansão e da operação do parque gerador de um sistema hidrotérmico de potência baseado em programação mista: linear-inteira, que foi, posteriormente, utilizado em exercícios de otimização multi-objetivo envolvendo usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidrolétricas.

A formulação geral do modelo de programação mista: linear-inteira está indicada no problema (4.7).

$$\begin{aligned}
 &\min \quad c'x + d'y \\
 &\quad s/a \\
 &\quad Ax + By = b \\
 &\quad x \geq 0, y \geq 0, \quad y \text{ inteiro}
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

onde A e B são matrizes c, d, x e y são vetores, sendo y composto por números inteiros.

Os modelos de otimização da expansão conjunta da geração e da transmissão enxergam o sistema elétrico de potência constituído por vários nós de demanda/suprimento e linhas de

transmissão ligando esses nós. A demanda em cada nó é representada por sua curva de permanência de carga discretizada em T patamares. Supõe-se, também, a eventual existência de várias usinas geradoras e outras formas de suprimento como, por exemplo, demanda contratada com outras empresas, disponíveis nos diversos nós. Para ser viável, o sistema deve atender às condições de equilíbrio de carga, ou seja, em cada nó e em cada intervalo de tempo a soma das potências de entrada e de saída deve ser igual.

Nos diversos nós de geração, as usinas termoeletricas são representada por sua curva de custo incremental de operação-essencialmente o custo incremental de combustível-, enquanto que as usinas hidroelétricas são caracterizadas por sua função de geração. Estas curvas e funções tem que ser linearizadas, ao menos por partes, para poderem ser processadas com técnicas de P.L. ou de programação mista: linear-inteira.

A capacidade x_{it} da usina i , instalada no intervalo t de planejamento, pode ser representada por $n_{it} \cdot S_i$, onde n_{it} é um número inteiro de unidade de capacidade S_i planejadas para entrar em operação no ano t (BAJAY, 1981).

Neste trabalho se utiliza a programação mista: linear-inteira na resolução do subproblema de investimento na expansão do parque gerador e transmissão associada.

4.5. Modelos usando programação não-linear

Os modelos de planejamento da expansão de sistemas de potência elétrica que utilizam programação linear ou programação mista: linear-inteira envolvem um grande número de variáveis. Tal característica fez com que nos anos 60, a Electricité de France-EDF, na França, e a Central Electricity Generating Board - CEGB, na Inglaterra, se voltassem para os modelos de programação não-linear para planejamento da expansão de seus sistemas de potência, que requeriam bem menos variáveis, mas para os quais não havia, na época, algoritmos de resolução eficientes (ANDERSON & TURVEY, 1977).

Isto fez com que os modelos empregando P.L. continuassem a ser empregados majoritariamente nos exercícios de planejamento. Com o surgimento de rotinas computacionais eficientes, como o MINOS (MURTAGH & SAUNDERS, 1977), os modelos de programação não-linear retornaram (SJELVGREN et alii, 1989). A maioria de tais modelos tem sido aplicados no planejamento de sistemas predominantemente termoeletricos. Neles, as usinas são operadas de acordo com o critério da *ordem de mérito*, isto é, as primeiras usinas a serem

operadas são aquelas de menor custo operacional. Embutindo-se este critério no despacho das usinas no atendimento das curvas de permanência de carga - não-lineares -, garante-se que as restrições de operação são implicitamente satisfeitas e eliminadas do conjunto das restrições matemáticas explícitas do problema.

4.6 Decomposição e coordenação através da técnica de Benders

O método de Benders foi desenvolvido para otimizar problemas de grande porte, via a sua decomposição em subproblemas menores, de resolução mais fácil.

Seja um problema de otimização com a estrutura indicada em (4.8).

$$\begin{aligned}
 & \min c^t x + f^t y \\
 & s/a \\
 & Ax \geq d \\
 & Gx + Hy \geq b \\
 & x \geq 0, \text{ mista - inteira} \\
 & y \geq 0
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

A idéia é decompor (4.8) em dois subproblemas independentes que interagem entre si.

Pode-se supor, sem perda de generalidade, que o problema (4.8) tem uma solução ótima finita e pode ser escrito equivalentemente:

$$\begin{aligned}
 & \min_{x \in S(x)} \left\{ c^t x + \min_{y \geq 0} [f^t y \text{ s.a. } Hy \geq b - Gx] \right\} \\
 & \text{onde } S(x) = \{x \text{ t.q. } Ax \geq d\}
 \end{aligned} \tag{4.9}$$

O dual do problema contido nos colchetes de (4.9) é:

$$\dots \max_{\lambda} \lambda^t (b - Gx) \text{ s.a. } \lambda^t A \leq c, \lambda \geq 0 \tag{4.10}$$

Devido à hipótese feita, o problema dual (4.10) é sempre factível.

O espaço de restrições de (4.10)-politopo- é independente de x , e o valor ótimo da função objetivo ocorre ou num ponto extremo ou num raio extremo do politopo. Denote-se

por $\lambda^1, \lambda^2, \dots, \lambda^p$ os pontos extremos e $\lambda^{p+1}, \lambda^{p+2}, \dots, \lambda^{p+q}$ os raios extremos. Pelo resultado da teoria da dualidade, o primal (4.9) é factível se o seu dual tem uma solução ótima finita, ou seja, se:

$$\lambda^j [b - Gx] \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, p+q \quad (4.11)$$

Nesse caso, pelo teorema fundamental da dualidade, o dual e o primal tem uma solução ótima finita e o problema original pode ser escrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \min \left\{ c'x + \max_{1 \leq j \leq p} \left[\lambda^j (b - Gx) \right] \right\}, \\ & \text{s/a} \\ & \lambda^j (b - Gx) \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, p+q \end{aligned} \quad (4.12)$$

e o problema (4.12) é equivalente a:

$$\begin{aligned} & \min_{x \in S(x), y_0} c'x + y_0 \\ & \text{s/a} \\ & \lambda^j (b - Gx) \leq 0, \quad j = p+1, p+2, \dots, p+q \\ & \lambda^j (b - Gx) \leq y_0, \quad j = 1, 2, \dots, p \end{aligned} \quad (4.13)$$

pois o máximo é o menor limite superior - supremum - e, também, (4.13) é equivalente a (4.8).

Esse problema tem uma infinidade de restrições e, além disso, elas não são conhecidas “a priori”. Pode-se utilizar para sua solução uma técnica de relaxação (LASDON, 1970), ou seja, constrói-se um problema mestre relaxado.

O problema mestre relaxado é:

$$\begin{aligned} & \min_{x \in S(x), y_0} c^T x + y_0 \\ & \text{s/a} \\ & \lambda^j (b - Gx) \leq 0, \quad j \in J^r \subseteq \{p+1, p+2, \dots, p+q\} \\ & \lambda^j (b - Gx) \leq y_0, \quad j \in J^p \subseteq \{1, 2, \dots, p\} \end{aligned} \quad (4.14)$$

Seja $(x^{(k)}, y_0^{(k)})$ uma solução ótima de (4.14). Se esse ponto satisfaz todas as restrições de (4.13), então ele é uma solução ótima do problema (4.13) e $x^* = x^{(k)}$ e y^* , solução de

$$\begin{aligned} \min F'y \\ s/a \\ Hy \geq b - Gx^* \\ y \geq 0 \end{aligned} \tag{4.15}$$

é a solução ótima.

Se $(x^{(k)}, y_0^{(k)})$ viola algumas restrições, ou seja, se $\lambda^j (b - Gx^{(k)}) \geq y_0^{(k)}$ ou $\lambda^j (b - Gx^{(k)}) > 0$, então a solução não é ótima. Nesse caso, a restrição mais violada é obtida de (4.17):

$$\begin{aligned} \max \lambda^t (b - Gx^{(k)}) \\ s/a \\ \lambda^t A \leq c^t \\ \lambda \geq 0 \end{aligned} \tag{4.16}$$

Se $\lambda^* (k)$ for a solução ótima desse subproblema, a restrição mais violada a ser acrescentada no problema mestre é $\lambda^*(k) (b - Gx^{(k)}) \leq y_0$.

A solução do subproblema relaxado (4.14) fornece um valor $c^t x^{(k)} + y_0^{(k)}$, que é um limitante superior do problema original (4.8).

O valor ótimo fornecido por (4.16) para $x^{(k)}$ fixo, adicionado do valor $c^t x^{(k)}$ é um limitante inferior do problema original (4.14).

O ótimo é atingido quando os limites inferior e superior são iguais - ou diferem de um valor pré-determinado.

Coté & Laughton usaram o método de Benders na modelagem da expansão de um sistema elétrico constituído de usinas térmicas somente. Posteriormente, Côté (1983) ampliou a formulação para sistemas hidrotérmicos.

No Brasil, o CEPEL já testou de uma forma preliminar, o método para a expansão do sistema hidrotérmico brasileiro, onde há predominância da geração hidráulica (PEREIRA et alii, 1987).

Tais formulações tem a mesma estrutura de (4.8), onde o vetor c representa os custos de investimentos e f os de operação. O primeiro conjunto de restrições refere-se às decisões de investimentos e o segundo se relaciona com os custos de produção da energia necessária para atender a demanda do sistema no ciclo de carga.

4.7 Incertezas no mercado, no custo de obras e na sua aceitabilidade do ponto de vista ambiental no planejamento da geração

No setor elétrico as decisões mais significativas são usualmente baseadas em alguns parâmetros básicos, como demanda, custos de capital, custo de combustível e taxas de câmbio. Tais decisões são raramente tomadas com informações seguras. Devido a isso, elementos de risco sempre afetam essas decisões e as consequências de se tornar uma má decisão podem, algumas vezes, ser catastróficas.

Em um estudo feito pelo Banco Mundial (PEREIRA, palestra em 1991 sobre o “Plano 2015”) sobre 40 projetos hidroelétricos de grande porte em diversos países, observou-se os seguintes fatos:

- (i) Após um ano, alguns projetos já estavam com 50% de erro em relação à demanda prevista. Após dez anos essa situação se agravou, com demandas previstas atingindo o dobro das demandas reais. A figura 4.1 ilustra o desvio da demanda prevista para estes projetos após cinco anos.
- (ii) Um fenômeno semelhante ocorreu com os custos de construção. A figura 4.2 mostra as diferenças entre os custos reais e os estimados para os mesmos quarenta projetos mencionados acima.
- (iii) Quanto aos atrasos nos prazos de construção, a figura 4.3 mostra que alguns projetos chegaram a atrasar entre 60% a 100% do tempo de execução previsto.

A figura 4.4 apresenta um histórico da previsão dos preços de combustíveis feita pelo Banco Mundial em diferentes épocas. Observa-se as marcantes diferenças entre estas várias projeções.

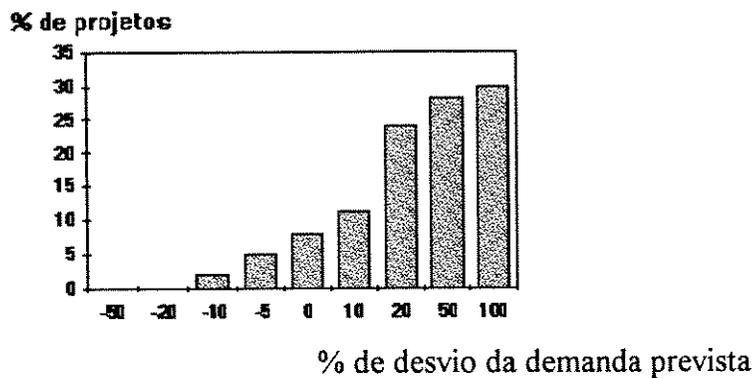


Figura 4.1 Desvio da demanda prevista após cinco anos

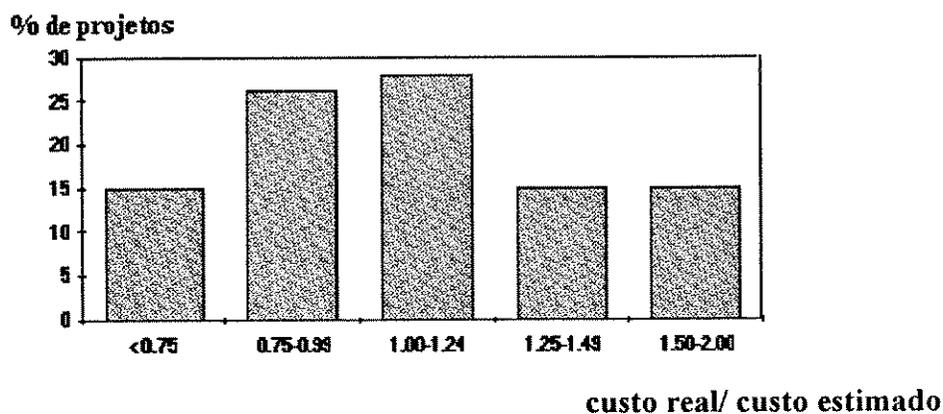


Figura 4.2 Desvio dos custos de construção

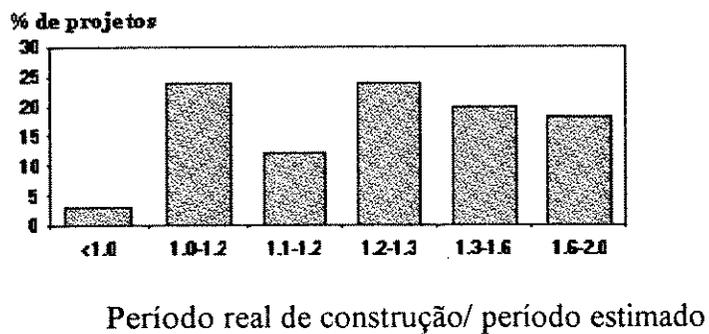


Figura 4.3. Atraso na construção

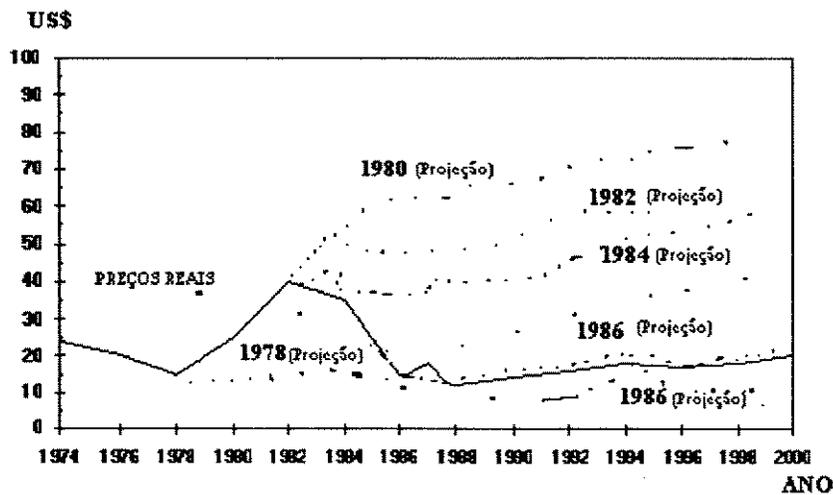


Figura 4.4 Projeção dos preços de combustíveis

Além dessas incertezas, tem-se, também, as incertezas associadas aos efeitos decorrentes dos impactos ambientais das usinas e às reações da sociedade frente a estes impactos.

Os reservatórios de usinas hidroelétricas tem efeitos que podem ser positivos ou negativos na agricultura local, no turismo, nas atividades recreativas, na qualidade da água, na ecologia dos rios, na imigração dos peixes, etc.

Já as centrais termoeletricas afetam o meio ambiente dos seguintes modos:

- a) emissão de óxidos de enxofre e nitrogênio, devido à combustão de combustíveis fósseis;
- b) eventuais descargas acidentais de radioatividade, no caso de usinas nucleares;
- c) descargas térmicas.

Esses efeitos são estudados em inúmeros trabalhos como em OCDE(1985).

Do exposto contata-se que, nos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico, a metodologia tradicional de simplesmente minimizar os custos não faz mais sentido, pois existem outros efeitos tão ou mais importantes que o objetivo principal e conflitantes com ele, que não podem simplesmente ser somados ou agregados numa função objetivo única (BAJAY, 1981; RICCIOLI, 1990).

Capítulo 5

OTIMIZAÇÃO DA EXPANSÃO CONJUNTA DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA -- O MODELO PROPOSTO

5.1 Formulação do modelo no contexto da técnica de decomposição de Benders.

Observando-se as equações 3.5 a 3.20 do modelo do planejamento da expansão formulado no capítulo 3 - denominado aqui - PGPE - problema geral de planejamento da expansão - , verifica-se que as variáveis complicantes do problema são δ_{it} , χ_{lmt}^v e G_{it} (GEROMEL & BELLONI, 1986; GEOFFRION, 1987), isto é, estas são as variáveis que, uma vez fixadas, tornam o problema mais simples. Fixando-as como δ_{it}^* , χ_{lmt}^{*v} e G_{it}^* e desprezando, para efeito de simplificação, a correção do “efeito terminal”, o problema de otimização transforma-se no subproblema contínuo SPO- subproblema de operação :

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} \text{CO}_{jt} \sum_{s=1}^S Z_{jk}^s \cdot \tau_s + \sum_{t=1}^T \sum_{(l,m) \in \psi_e} CM_{lm} \sum_{q=1}^Q \alpha_{lm}^q T_{lmt}^q \quad (5.1)$$

s/a

$$\sum_{k \in A(l)} \sum_{q=1}^Q T_{klt}^q - \sum_{m \in A(l)} \sum_{q=1}^Q (1 + \alpha_{lm}^q) T_{lmt}^q \geq D_{lt} - \sum_{i_e \in A(l)} a_{i_e} \cdot \bar{G}_{i_e} - \sum_{i_c \in A(l)} \sum_{r=1}^l a_{i_c} G_{i_c}^* \quad (5.2)$$

$l = 1, 2, \dots, L; \quad t = 1, 2, \dots, T$

$$\sum_{q=1}^Q T_{lmt}^q \leq T_{lmt} \leq \bar{T}_{lm}; \quad (l, m) \in \psi_e; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.3)$$

$$\sum_{q=1}^Q T_{lmt}^q \leq \bar{T}_{lm}; \quad (l, m) \in \psi_e; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.4)$$

$$\underline{T}_{lm}^q \leq T_{lmt}^q \leq \overline{T}_{lm}^q; \quad q = 1, 2, \dots, Q; \quad (l, m) \in \psi_c; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.5)$$

$$T_{lmt} \leq \sum_{v=1}^{V_{lm}} \overline{T}_{lm}^v \left(\sum_{s=1}^t \chi_{lmt}^{*v} \right); \quad (l, m) \in \psi_c; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.6)$$

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i^s Q_{it}^s + \sum_{j=1}^{NT} Z_{jt}^s \geq D_{st}; \quad s = 1, 2, \dots, S; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.7)$$

$$\sum_{s=1}^s Q_{it}^s + v_{it} \geq \underline{df}_{i,t}; \quad i = 1, 2, \dots, NH; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.8)$$

$$x_{it} - x_{I,T+1} + \sum_{m \in M(i)} \sum_{s=1}^S Q_{mf}^s \cdot k_1 \cdot \tau_s + \sum_{n \in M(i)} k_1 k_2 v_{nt} - k_1 k_2 v_{it} + \\ - \sum_{s=1}^s Q_{it}^s \cdot k_1 \tau_s = k_1 k_2 y_{it}; \quad i = 1, 2, \dots, NH; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.9)$$

$$0 \leq Q_{it}^s \leq a_i G_{it}^* / \rho_i^s; \quad s = 1, 2, \dots, NHC; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.10)$$

$$0 \leq Q_{it}^s \leq a_i \overline{G}_i / \rho_i^s; \quad i = 1, 2, \dots, NHE; \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad s = 1, \dots, S \quad (5.11)$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jt}^s \leq a_j G_{jt}^*; \quad j = 1, 2, \dots, NTC; \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad s = 1, \dots, S \quad (5.12)$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jt}^s \leq a_j \overline{G}_j; \quad j = 1, 2, \dots, NTE; \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad s = 1, \dots, S \quad (5.13)$$

$$0 \leq x_{it} \leq xUTL_i \cdot \sum_{r=1}^t \delta_{ri}^*; \quad i = 1, 2, \dots, NHC; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.14)$$

$$0 \leq x_{it} \leq xUTL_i; \quad i = 1, 2, \dots, NHE; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.15)$$

$$0 \leq v_{it} \leq \overline{v}_i \sum_{r=1}^t \delta_{ri}^*; \quad i = 1, 2, \dots, NHC; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.16)$$

$$0 \leq v_{it} \leq \bar{v}_i; \quad i = 1, 2, \dots, NHE; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.17)$$

O problema geral do planejamento da expansão - PGPE - é decomposto, utilizando-se a técnica de Benders, em um subproblema mestre - SPI -, ou subproblema de investimentos, e um subproblema de operação - SPO -, conforme indicado na figura 5.1. Este último, por seu turno, é decomposto nos subproblemas de operação do parque gerador - SPOG - e de operação da rede de transmissão - SPOTR.

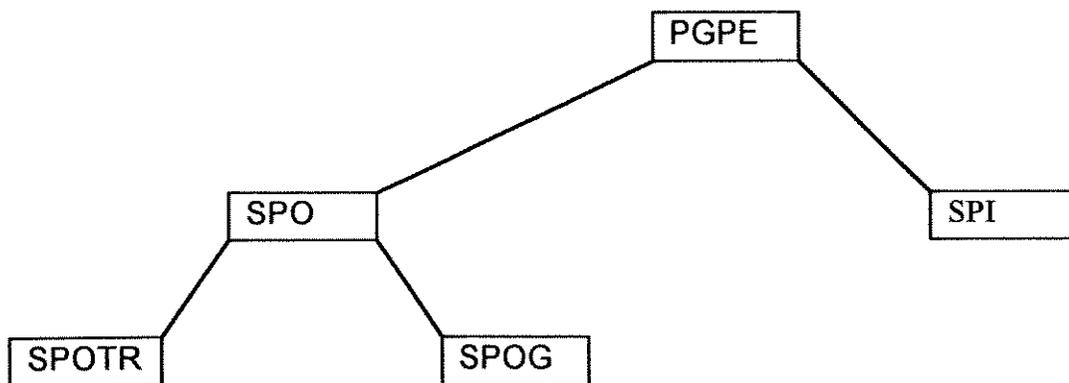


Figura 5.1 Decomposição do problema

Essa decomposição do problema geral do planejamento da expansão em três subproblemas é que torna o método de Benders eficaz quando aplicado na presente modelagem.

5.2 O subproblema mestre, ou de investimentos

O subproblema mestre, ou de investimentos-SPI, está formulado a seguir, visando uma resolução através de programação mista: linear-inteira. Sua solução fornece valores ótimos de δ_{it} , χ_{lmt}^v , e G_{it} .

O subproblema da operação das usinas fica desacoplado do subproblema da operação da rede de transmissão. Na verdade, esse último subproblema, pouco contribui para os custos de operação do sistema completo já que os custos de operação da rede de transmissão são desprezíveis frente aos custos de operação das usinas.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{\text{NUCC}} \left(k_{it} \cdot \delta_{it} + \sum_{r=1}^t C_{ir} \cdot G_{ir} \right) + \sum_{t=1}^T \sum_{(l,m) \in \Psi_c} \sum_{v=1}^{V_{lm}} TK_{lmt}^v \cdot \chi_{lmt}^v + Y_o \quad (5.18)$$

s/a

$$\sum_{i=1}^{\text{NUCC}} \sum_{r=1}^t a_{ir} \cdot G_{ir} \geq D_t \cdot (1+r_t) - \sum_{i=1}^{\text{NUSE}} a_{it} \cdot \bar{G}_i; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.19)$$

$$\sum_{t=1}^T \delta_{it} = 1; \quad i = 1, 2, \dots, \text{NUCC} \quad (5.20)$$

$$\sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^{V_{lm}} \chi_{lmt}^v \leq 1; \quad (l, m) \in \Psi_c \quad (5.21)$$

$$\sum_{r=1}^t \sum_{v=1}^{V_{lm}} \chi_{lmt}^v = \sum_{r=1}^t \delta_{rt} \quad \text{para usinas e corredores candidatos correspondentes} \quad (5.22)$$

$$\sum_{r=1}^t G_{ir} - \sum_{r=1}^t \delta_{ir} \cdot \bar{G}_i \leq 0; \quad i = 1, 2, \dots, \text{NUCC} \quad (5.23)$$

$$\text{Cortes de Benders} \leq Y_o \quad (5.24)$$

O número de variáveis desse subproblema é $2NUCC \cdot T + V \cdot (\#\psi_c) \cdot T + 1$, sendo $NUCC \cdot T + V \cdot (\#\psi_c) \cdot T$ discretas e $NUCC \cdot T + 1$ contínuas. V representa os níveis de tensão disponíveis $\#\psi_c$ o número de corredores candidatos

O número de restrições é $T + (T + 1) \cdot NUCC + (\#\psi_c) + T$ (número de corredores e usinas adjacentes) + número de cortes de Benders.

5.3 O subproblema de operação a longo prazo

O subproblema de operação de um sistema hidrotérmico de potência é um problema contínuo onde as variáveis de transmissão e de geração são desacopladas.

O subproblema de operação da rede de transmissão - SPOTR - é formulado como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{(l,m) \in \psi_c} CM_{lm} \sum_{q=1}^Q \alpha_{lm}^q T_{lmt}^q \quad (5.25)$$

s/a

$$\begin{aligned} & \sum_{k \in A(l)} \sum_{q=1}^Q T_{kit}^q - \sum_{m \in A(l)} \sum_{q=1}^Q (1 + \alpha_{lm}^q) T_{lmt}^q \geq D_{lt} - \sum_{i_e \in A(l)} a_{i_e} \cdot \bar{G}_{i_e} + \\ & + \sum_{i_e \in A(l)} \sum_{r=1}^t a_{i_e} \cdot G_{i_e,r}^* ; \quad t = 1, 2, \dots, T; \quad l = 1, 2, \dots, L \end{aligned} \quad (5.26)$$

$$0 \leq \sum_{q=1}^Q T_{lmt}^q \leq \bar{T}_{lm}; \quad (l, m) \in \psi_c; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.27)$$

$$T_{lmt} \leq \sum_{v=1}^{V_{lm}} \bar{T}_{lmt}^v \cdot \left(\sum_{r=1}^t \chi_{lmr}^v \right); \quad (l, m) \in \psi_c; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.28)$$

$$\underline{T}_{lm}^q \leq T_{lmt}^q \leq \bar{T}_{lm}^q; \quad (l, m) \in \psi_c; \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (5.29)$$

O número de variáveis do problema é $\#\psi_{TOT} \cdot T + 2Q \cdot \#\psi_c \cdot T$, enquanto há $L \cdot T + \#\psi_c \cdot T \cdot (1 + 2Q) + \#\psi_c \cdot T$ restrições matemáticas, onde $\#\psi_{TOT}$ é o número total de corredores e $\#\psi_c$ é o número de corredores existentes.

Por outro lado, a formulação do subproblema de operação do parque gerador é dada pelo sistema de equações 5.30 a 5.41.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{NT} \text{CO}_{jt} \sum_{s=1}^S Z_{jt}^s \tau_s \quad (5.30)$$

s/a

$$\sum_{i=1}^{NH} \rho_i^s Q_{it}^s + \sum_{j=1}^{NT} Z_{jt}^s \geq D_{st}; \quad t=1,2,\dots,T; \quad s=1,2,\dots,S \quad (5.31)$$

$$\sum_{s=1}^S Q_{it}^s + v_{it} \geq \underline{dfl}_i; \quad i=1,2,\dots,NH; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.32)$$

$$\begin{aligned} x_{it} - x_{i,t+1} + \sum_{n \in M(i)} \sum_{s=1}^S Q_{nt}^s \cdot k_1 \cdot \tau_s + \sum_{n \in M(i)} k_1 k_2 v_{nt} + \\ - k_1 k_2 v_{it} - \sum_{s=1}^S Q_{it}^s \cdot k_1 \cdot \tau_s = k_1 k_2 y_{it}; \quad i=1,2,\dots,NH; \quad t=1,2,\dots,T \end{aligned} \quad (5.33)$$

$$0 \leq Q_{it}^s \leq a_i G_{it}^* / \rho_i^s; \quad i=1,2,\dots,NHC; \quad s=1,2,\dots,S; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.34)$$

$$0 \leq Q_{it}^s \leq a_i \bar{G}_i / \rho_i^s; \quad i=1,2,\dots,NHE; \quad t=1,2,\dots,T; \quad s=1,2,\dots,S \quad (5.35)$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jt}^s \leq a_j G_{jt}^*; \quad j=1,2,\dots,NTC; \quad s=1,2,\dots,S; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.36)$$

$$\underline{Z}_j \leq Z_{jt}^s \leq a_j \bar{G}_j; \quad j=1,2,\dots,NTE; \quad s=1,2,\dots,S; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.37)$$

$$0 \leq x_{it} \leq \bar{x}_i \cdot \sum_{r=1}^t \delta_r^*; \quad i=1,2,\dots,NHC; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.38)$$

$$0 \leq x_{it} \leq x_{UTL_i}; \quad i=1,2,\dots,NHE; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.39)$$

$$0 \leq v_{it} \leq \bar{v}_i \cdot \sum_{r=1}^t \delta_r^*; \quad i=1,2,\dots,NHC; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.40)$$

$$0 \leq v_{it} \leq \bar{v}_i; \quad i=1,2,\dots,NHE; \quad t=1,2,\dots,T \quad (5.41)$$

O número de variáveis do problema é $S.NTOT.T + 3.NH.T$ e o número de restrições matemáticas é calculado através da relação $S.T + 4.NH.T + S.T.NOT$, onde $NTOT$ é o número total de usinas (existentes e candidatas).

No caso do problema estocástico, basta acrescentar mais um índice nas variáveis e parâmetros $CO_{j,t}, Z_{jt}^s, v_{it}, x_{it}, y_{it}$ ficando, assim, $CO_{j,t}, Z_{j,t}^s, v_{i,t}, x_{i,t}, y_{i,t}$ etc., conforme indicado na formulação da seção 3.3. Os outros subproblemas permanecem inalterados.

5.4 Inserção das incertezas no mercado e nos custos das obras

5.4.1 Incertezas no mercado

As decisões de planejamento da expansão envolvendo incertezas consideradas nesta tese são as relativas à utilização ou não de grandes aproveitamentos hidroelétricos PCH's e PCT's, $\chi_1, \chi_2, \dots, \chi_i, \dots, \chi_m$, em diversos cenários de crescimento da carga elétrica, $y_1, y_2, \dots, y_i, \dots, y_m$ - estados da natureza. A um eventual erro da decisão χ_i aplicada ao estado da natureza y_j está associado um custo $E(\chi_i, y_j) = C_{ij}$.

Não se conhece as probabilidades associadas aos cenários alternativos de crescimento da carga nos diversos nós de demanda da rede objeto do estudo.

Para uma escolha racional das decisões ótimas necessita-se construir a matriz dos custos, ou matriz *pay-off*, conforme indicado a seguir.

$$\begin{bmatrix} E_{11} & E_{12} \dots\dots & E_{1j} \dots\dots & E_{1n} \\ E_{21} & E_{22} \dots\dots & E_{2j} \dots\dots & E_{2n} \\ \dots\dots & \dots\dots & \dots\dots & \dots\dots \\ E_{i1} & E_{i2} \dots\dots & E_{ij} \dots\dots & E_{in} \\ \dots\dots & \dots\dots & \dots\dots & \dots\dots \\ E_{m1} & E_{m2} \dots\dots & E_{mj} \dots\dots & E_{mn} \end{bmatrix} \quad (5.42)$$

Se as probabilidades para os diferentes estados da natureza fossem conhecidas, então, para cada ação, seria possível achar a esperança matemática do dispêndio; mas sob condições de incerteza, essas probabilidades não são conhecidas com uma razoável precisão.

Para a escolha da decisão ótima, propõe-se, nesta tese, utilizar o critério de Savage, ou seja, o critério que minimiza o máximo arrependimento:

$$R_{ij} = E_{ij} - E_j^{\min} \quad (5.43)$$

onde,

$$E_j^{\min} = \min_i E_{ij}; \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.44)$$

$$R_i^{\max} = \max_j R_{ij}; \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.45)$$

$$\min_i R_i^{\max} = \min_i \max_j R_{ij} \rightarrow \chi_m^o \quad (\text{solução ótima}) \quad (5.46)$$

Antes de se aplicar o critério de Savage, convém determinar, de início, quais as alternativas que são dominadas, ou seja, retiram-se aquelas alternativas que, independentemente do futuro, nunca serão preferidas.

5.4.2 Incertezas no custo das obras

Freqüentemente as decisões de investimento são irreversíveis, pois a interrupção dos programas implica em grandes prejuízos não só políticos como também econômico-financeiros. Isto é particularmente verdadeiro para setores capital-intensivos como o setor elétrico.

Os custos envolvidos e os prejuízos causados por uma interrupção dos projetos tornam as decisões de investimento irreversíveis. De uma maneira geral, antes de se tomar uma dada decisão de investimento, pode-se, sempre, esperar para investir e aprender um pouco mais sobre os parâmetros que afetaram a viabilidade do investimento. Em geral, quanto maior a incerteza relacionada com os principais parâmetros da expansão do setor elétrico, como a demanda de energia, os preços dos combustíveis e os custos de construção, maior a perda de flexibilidade.

Em um ambiente incerto, um investimento pode ser adiado até que ocorram condições mais favoráveis para fazê-lo

As técnicas econômicas convencionais de custo mínimo igualam os custos da oportunidade perdida e tendem a aceitar projetos menos flexíveis facilmente. O valor dessa perda pode ser suficientemente grande para invalidar a regra de decisão usual: “investir quando os benefícios excedem os custos”. Onde os custos referem-se aos custos dos projetos candidatos e por benefício designa-se os custos de construção evitados pelo projeto alternativo mais os custos de operação e manutenção evitados. Ao invés, a regra de decisão correta deve ser: investir somente quando os benefícios excedam os custos por uma quantidade no mínimo igual ao valor da opção de esperar para investir Crousillay(1989).

O modelo usado nesta tese para indicar as incertezas no custo das obras, conhecido como "modelo de opção própria", é descrito com detalhes por (CROUSILLAY, 1989). Esse modelo baseia-se em dois parâmetros: a “razão crítica”, C^* , e “o valor da oportunidade do investimento”, W .

-A "razão crítica" é calculada através da seguinte expressão:

$$C^* = \tau / (\tau - 1) \quad (5.48)$$

onde τ é um parâmetro dado por:

$$\tau = \left(0.5 - (\delta_f - \delta_v) / \rho^2 \right) + \left[\left((\delta_f - \delta_v) / \rho^2 - 0.5 \right)^2 + 2\delta_f / \rho^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (5.49)$$

$$\rho^2 = \rho_v^2 + \rho_f^2 - 2r_{vf} \cdot \rho_v \cdot \rho_f \quad (5.50)$$

ρ_v = desvio padrão dos benefícios

ρ_f = desvio padrão dos custos

r_{vf} = correlação entre os custos e o benefício;

δ_v, δ_f = taxas de desconto, dos benefícios e dos custos, respectivamente

A razão crítica inclui uma penalidade igual ao custo de oportunidade da opção perdida quando se toma uma decisão de investimentos irreversível.

O valor da oportunidade de investimento é dada por:

$$W = (C^* - 1) F (V / FC^*)^{\tau} \quad (5.51)$$

onde,

V = valor presente dos benefícios;

F = valor presente dos custos;

As principais hipóteses do modelo são(CROUSILLAY,1989):

- I. as variáveis seguem a distribuição lognormal;
- II o modelo é contínuo no tempo e tem uma taxa de variação constante, o que implica em um crescimento exponencial perpétuo dos benefícios e dos custos;
- III. o modelo supõe que a dinâmica das variáveis incertas pode ser descrita em termos do movimento browniano contínuo no tempo.

Capítulo 6

UM ESTUDO DE CASO

6.1 Descrição do sistema hidrotérmico objeto de estudo

O sistema hidrotérmico escolhido para estudo de caso é constituído de usinas hidroelétricas, termoelétricas e linhas de transmissão ligando êsses elementos entre si e aos pontos de consumo. As usinas hidroelétricas Furnas, Estreito, Peixoto e Funil e as usinas termoelétricas Santa Cruz 1 e 2, a óleo combustível, e Angra dos Reis I, nuclear, compõem este sistema no início do período de planejamento, sendo doravante designadas como *usinas existentes*; todas elas são usinas pertencentes à FURNAS Centrais Elétricas S.A., empresa concessionária do governo Federal que supre energia elétrica às concesssionárias distribuidoras que atuam na região Sudeste brasileira. As usinas hidroelétricas de Itaocara e Sapucaia são *usinas candidatas* ao plano de expansão consideradas neste estudo de caso, cabendo ao modelo proposto nesta tese determinar o seu cronograma de motorização. A capacidade instalada das usinas existentes, a capacidade máxima possível de ser instalada nas usinas candidatas, o volume útil dos reservatórios das usinas hidroelétricas e as conexões hidráulicas - *cascatas*- entre estas usinas estão representadas na figura 6.1. Observe-se que as usinas de Estreito e Sapucaia são a *fio-d'água*. Mais informações sobre as usinas objeto de estudo encontram-se no Anexo A.

Para simplificar a rede de transmissão a ser modelada, as usinas de Furnas, Estreito e Peixoto foram agregadas em uma usina fictícia, cujo reservatório é energeticamente equivalente aos reservatórios das usinas constituintes. Esta agregação, representada esquematicamente na figura 6.2, pressupõe uma operação em paralelo destes reservatórios e uma linearização da função de geração das usinas correspondentes, hipóteses estas que são realistas neste caso. A produtividade média da usina energeticamente equivalente, ρ_{EQUIV} , é calculada como a soma das produtividades das usinas componentes, conforme indicado na equação (6.1).

As equações 6.2 e 6.4 possibilitam o cálculo da vazão não regularizada, y_{EQUIV} , e do volume útil, $x_{UTL_{EQUIV}}$, respectivamente, da usina equivalente, em função dos parâmetros correspondentes das usinas que estão sendo agregadas (BAJAY et alii, 1989).

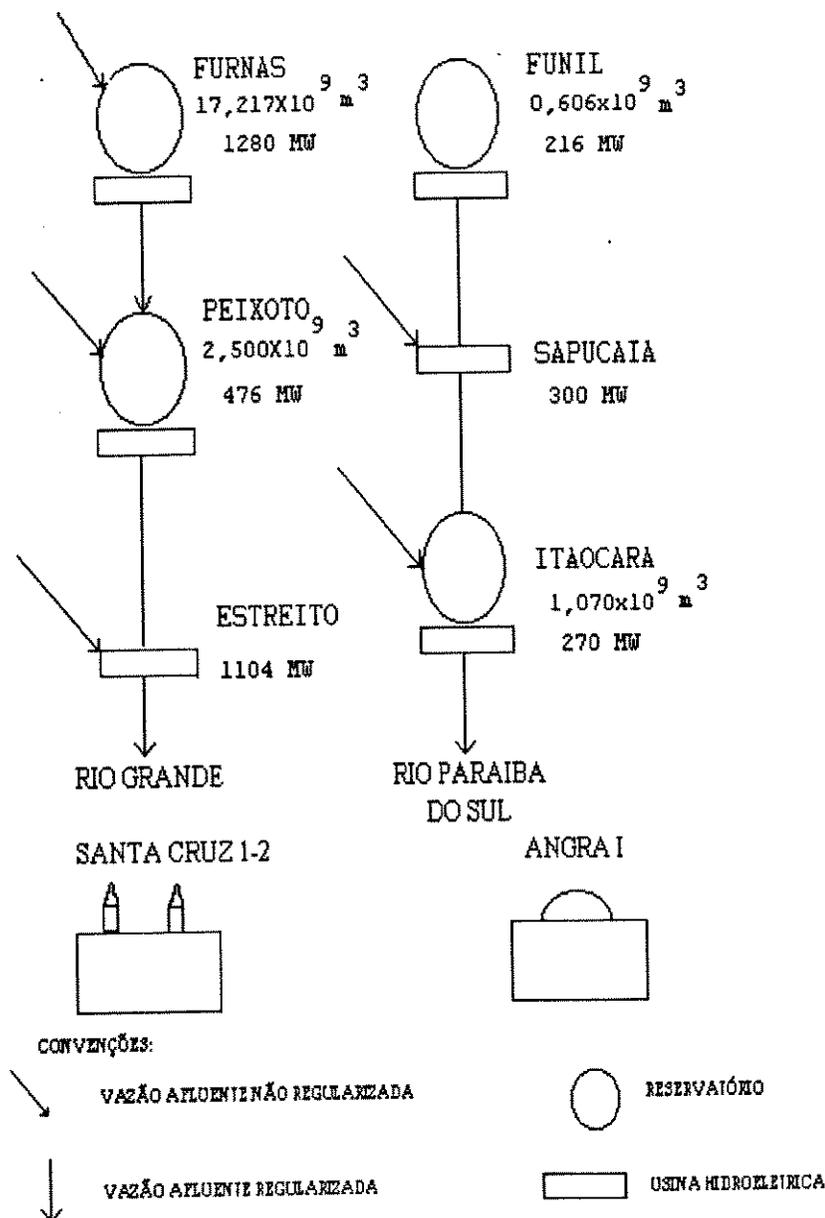


Figura 6.1 Usinas existentes e candidatas que compõem o sistema hidrotérmico objeto de estudo

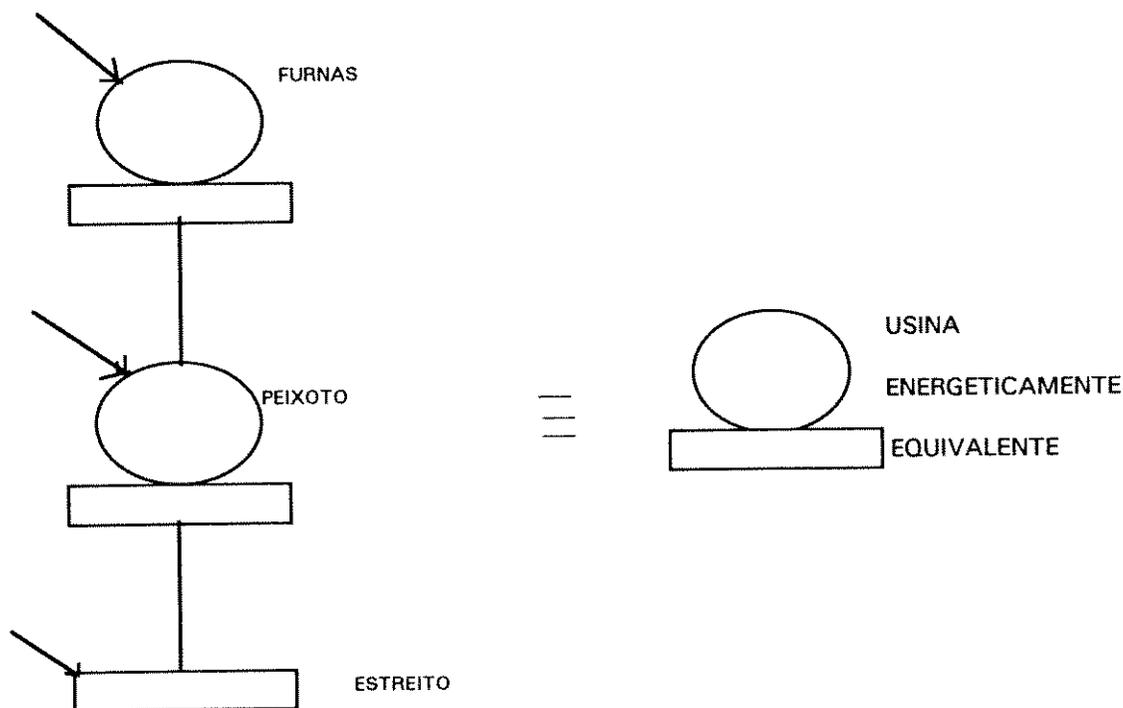


Figura 6.2 Agregação das usinas hidroelétricas em uma usina fictícia com reservatório energeticamente equivalente aos das usinas originais

$$\rho_{EQUIV}(s) = \rho_{FURNAS}(s) + \rho_{PEIXOTO}(s) + \rho_{ESTREITO}(s) \quad (6.1)$$

$$y_{EQUIV}(s, t) = y_{FURNAS}(t) + \rho'(s)y_{PEIXOTO}(t) \quad (6.2)$$

$$\rho'(s) = \frac{\rho_{PEIXOTO}(s) + \rho_{ESTREITO}(s)}{\rho_{EQUIV}(s)} \quad (6.3)$$

$$xUTL_{EQUIV} = \rho_{EQUIV}(s) \cdot xUTL_{FURNAS} + (\rho_{PEIXOTO}(s) + \rho_{ESTREITO}(s)) \cdot xUTL_{PEIXOTO} \quad (6.4)$$

onde:

s = patamar da curva de carga; e

t = intervalo de planejamento.

O sistema completo - geração e transmissão - objeto de estudo esta representado na figura 6.3, na forma de um diagrama unifilar. A rede em questão contém 15 nós - usinas e/ou subestações - e 16 linhas - corredores de transmissão -, compondo parte do sistema FURNAS. As linhas tracejadas representam linhas de transmissão ainda não instaladas.

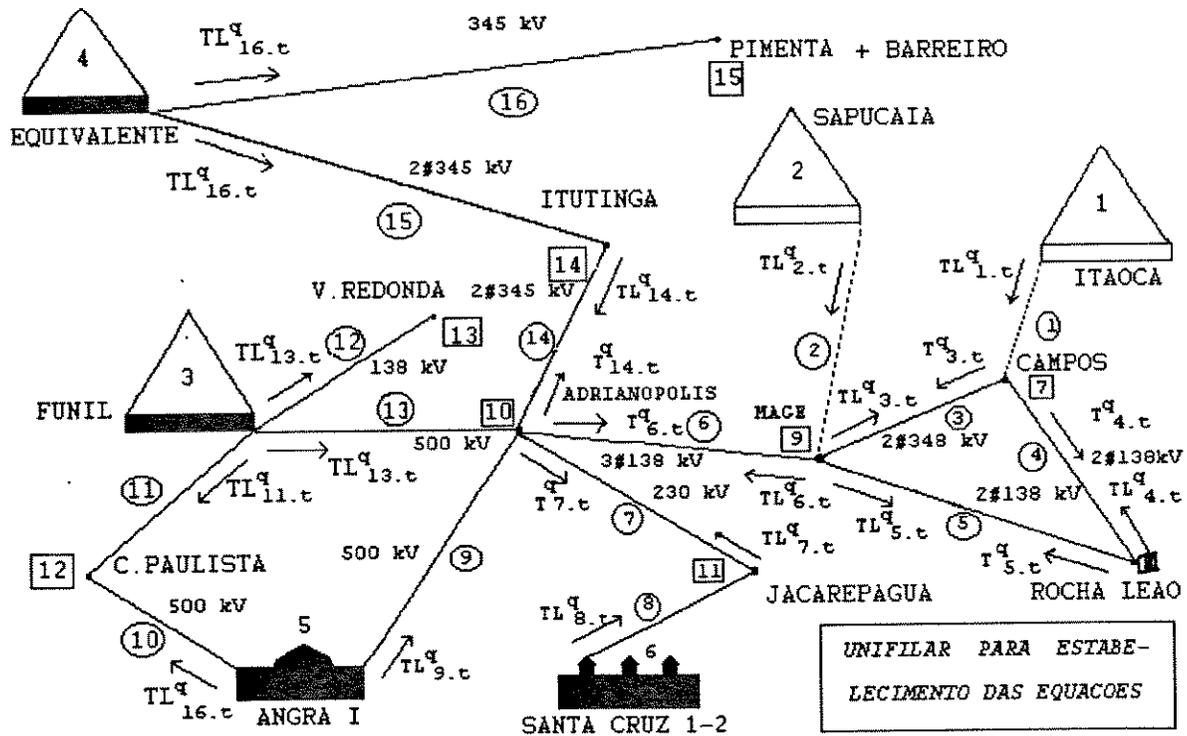


Figura 6.3 Diagrama unifilar do sistema objeto de estudo

O horizonte de planejamento é dividido em dez intervalos semestrais. A demanda de energia elétrica - demanda máxima e energia a ser suprida pelo parque gerador e demandas nos períodos de ponta e fora de ponta em cada subestação de carga - é uma variável do cenário de desenvolvimento adotado, cuja taxa de crescimento é pré-especificada. As curvas de carga são discretizadas em dois patamares.

Os troncos de transmissão são caracterizados pelo seu nível de tensão, capacidade máxima e resistência, conforme indicado na tabela 6.1.

Tabela 6.1 Parâmetros básicos dos troncos de transmissão do sistema objeto de estudo

CLASSE DA TENSÃO (kV)	CONDUTOR (MCM)	CUSTO/km (US\$ x 10 ³)	CAPAC. MÁX. MVA	CAPAC. MÉDIA (MVA)
138 kV	1 x 795.0	114.0	230	146
230 kV	2 x 994.0	175.6	384	243
345 kV	2 x 954.0	194.0	1280	766
500 kV	3 x 954.0	255.9	2460	1665

6.2 Resolução do problema

O problema da expansão conjunta - geração e transmissão - do sistema hidrotérmico objeto de estudo é resolvido neste capítulo pelo método de Benders, com o auxílio da linguagem de programação GAMS - "General Algebraic Modeling System" (BROUKE et alii, 1988). O GAMS é uma linguagem projetada para a construção e resolução de problemas de programação matemática de grande porte, desenvolvida pelo Banco Mundial.

Um fluxograma dos principais passos envolvidos nesta resolução encontra-se na figura 6.4.

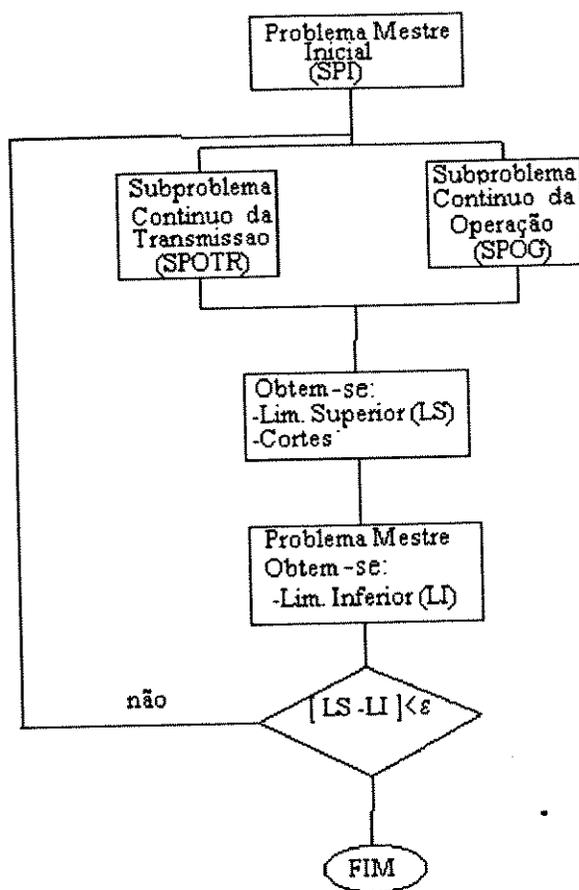


Figura 6.4 Fluxograma da decomposição de Benders, conforme aplicado ao estudo de caso

6.3 Resultados obtidos

6.3.1 Introdução

O modelo de planejamento da expansão conjunta do parque gerador e da rede de transmissão proposto nesta tese foi aplicado ao sistema hidrotérmico de potência descrito na seção 6.1 utilizando três tipos de abordagens em relação às incertezas: uma completamente determinística; uma considerando, de uma forma probabilística, incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas e, finalmente, uma última, considerando incertezas nas previsões do mercado e nos custos das obras.

Nos dois primeiros casos obtém-se um único cronograma de construção de novas usinas e linhas de transmissão. Simula-se, nestes casos, o efeito, nos resultados, do relaxamento das variáveis inteiras associadas às capacidades pré-fixadas das várias unidades geradoras. No caso em que se considera as incertezas do mercado, admite-se duas realizações possíveis para este mercado e três cenários tecnológicos, que são:

- (i) escolha, como usinas candidatas, somente de grandes aproveitamentos hidroelétricos;
- (ii) escolha de grandes aproveitamentos hidroelétricos candidatos, com desativação da usina nuclear;
- (iii) utilização somente de pequenas centrais termoelétricas - PCT's - e pequenas centrais hidroelétricas - PCH's - candidatas.

Assume-se que a percepção do eventual engano na escolha de um dado cenário de mercado só deve ocorrer a partir do quinto intervalo de planejamento. Para determinação da melhor solução neste último caso utiliza-se o critério do mínimo arrependimento máximo, tal qual desenvolvido pelo CEPTEL e pela ELETROBRÁS para o setor elétrico (DAHER, 1989).

6.3.2 O caso determinístico relaxando-se as variáveis inteiras associadas à capacidade pré-fixada das unidades geradoras

A tabela 6.1 apresenta os mercados no início do horizonte de planejamento e as suas taxas de crescimento previstas para este horizonte nos períodos de ponta e fora de ponta, a serem atendidos pelo parque gerador como um todo e por cada subestação de carga - S.E.

Tabela 6.2 Demanda máxima simultânea e por subestação de carga, em MW, nos períodos de ponta e fora de ponta

	PERÍODO DE PONTA (MW)	% DE CRESC.	PERÍODO FORA DE PONTA (MW)	% DE CRESC.
S.E. PIMENTA	100	10.0	60	10.0
S.E. BARREIRO	300	10.0	200	10.0
S.E. ITUTINGA	400	7.0	250	7.0
S.E. ADRIANOPÓLIS	200	7.0	150	7.0
S.E. MAGÉ	150	10.0	70	10.0
S.E. JACAREPAGUÁ	100	10.0	50	10.0
S.E. VOLTA REDONDA	50	10.0	40	10.0
S.E. CACH. PAULISTA	50	10.0	30	10.0
S.E. ROCHA LEÃO	150	8.0	100	8.0
S.E. CAMPOS	100	12.0	50	12.0
DEMANDA MÁXIMA SIMULTÂNEA	1600	-	1000	-

As vazões não regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas - assumidas determinísticas neste caso -, em cada intervalo de planejamento, estão indicadas na tabela 6.3.

Tabela 6.3 Vazões não-regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, em m^3 / s

	int.1	int.2	int.3	int.4	int.5	int.6	int.7	int.8	int.9	int.10
usina 1	1200	548	595	388	638	339	1097	259	750	330
usina 2	450	373	409	265	421	249	400	189	549	271
usina 3	54	186	143	140	159	107	60	100	72	154
usina 4	1000	841	921	554	964	538	969	302	1663	642

A figura 6.5 ilustra o cronograma de instalação das usinas candidatas neste caso, enquanto a tabela 6.4 apresenta os limites inferior e superior do custo total do programa de expansão nas duas iterações aqui requeridas para a convergência do algoritmo de Benders.

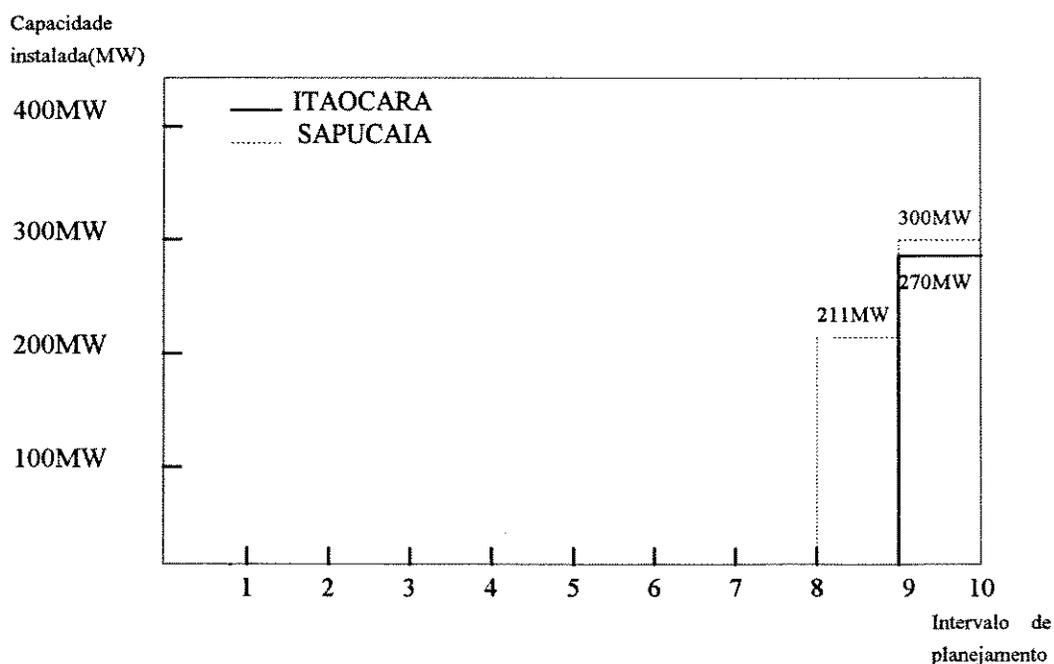


Figura 6.5 Cronograma de instalação das usinas candidatas para o caso determinístico com variáveis contínuas

Tabela 6.4 Limites superior e inferior nas iterações do algoritmo de Benders no caso determinístico com variáveis contínuas, em 10^6 US\$

	Limite inferior	Limite superior
Iteração 1	210,338	217,436
Iteração 2	216,278	217,0435

Linhas de tensão de 138 kV devem ser instaladas interligando as usinas candidatas ao sistema a partir do nono intervalo de planejamento.

6.3.3 O caso determinístico considerando a instalação de usinas em módulos discretos

Considera-se, agora, mais realisticamente, que as usinas Itaocara e Sapucaia entram em módulos discretos de 90 MW e 100 MW, respectivamente.

O custo total obtido neste caso foi de US\$ $290,471 \cdot 10^6$, sendo US\$ $287,00 \cdot 10^6$ o custo total de investimento e US\$ $1,112 \cdot 10^6$ a parcela correspondente às linhas de transmissão. O custo de operação é de US\$ $1,484 \cdot 10^6$. Quatro módulos de 100 MW da usina Sapucaia deverão ser instalados a partir do nono intervalo de planejamento e três módulos de 90 MW a partir do último intervalo.

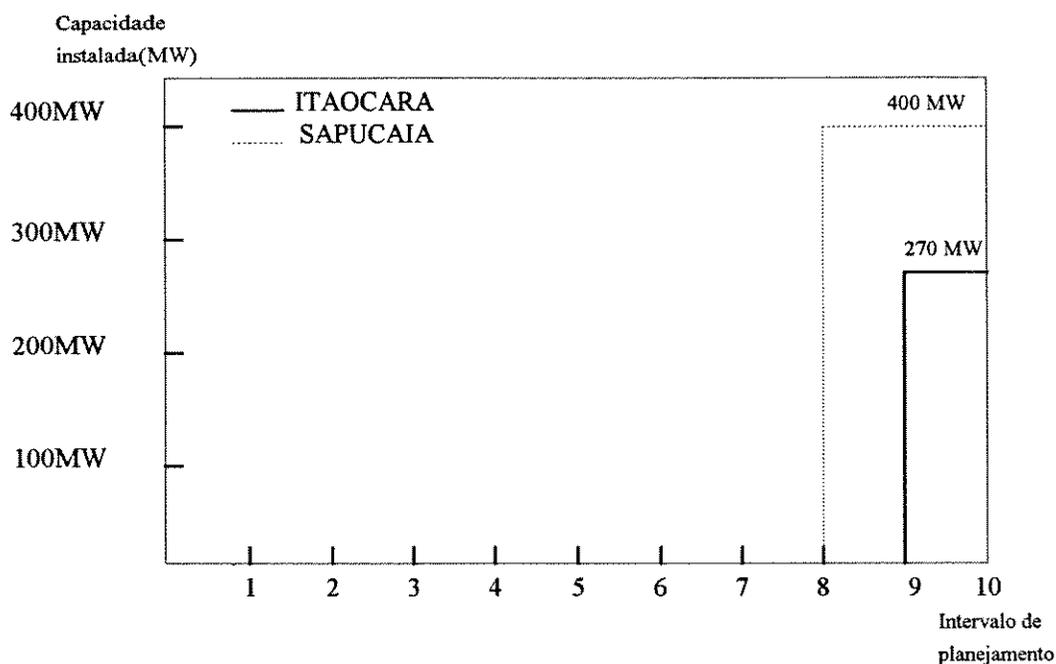


Figura 6.6 Cronograma de instalação das usinas candidatas, em módulos discretos, para o caso determinístico

Linhas de transmissão de 138 kV deverão ser instaladas nos corredores candidatos a partir do nono intervalo de planejamento.

O número de variáveis do problema foi 1146, 140 das quais 140 inteiras, e o número de restrições é 730. O tempo total de resolução foi de 24,770 segundos.

Faz parte do exercício de planejamento da expansão do parque gerador a busca da capacidade “ótima” das unidades geradoras de cada usina candidata, levando em conta as economias de escala geralmente associadas às unidades de maior porte e as vantagens das unidades menores com respeito à confiabilidade do suprimento, sobretudo nas horas de ponta. Tal busca não é feita aqui, por fugir dos objetivos da tese.

6.3.4 O caso probabilístico, com incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios, relaxando-se as variáveis inteiras associadas à capacidade pré-fixada das unidades geradoras

São considerados, neste caso, dois cenários de vazões não-regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, com probabilidades associadas de 0,20 e 0,80, conforme indicado nas tabelas 6.5 e 6.6, respectivamente.

O custo total do plano de expansão obtido foi maior do que o custo correspondente para o caso determinístico: US\$232,738.10⁶, sendo US\$209,226.10⁶ o custo total de investimento em novas usinas, US\$1,112.10⁶ o custo de investimento em linhas de transmissão e US\$22,339.10⁶ o custo de operação.

Tabela 6.5 Vazões não-regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, em m^3 / s , no cenário hidrológico com probabilidade 0,8

	int. 1	int. 2	int. 3	int. 4	int. 5	int. 6	int. 7	int. 8	int. 9	int. 10
Usina 1	900	493	536	349	574	305	987	233	675	297
Usina 2	424	336	368	239	379	224	650	170	494	244
Usina 3	220	167	219	226	233	196	50	190	200	139
Usina 4	1000	767	829	499	988	484	592	272	497	578

Tabela 6.6 Vazões não-regularizadas afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, em m^3 / s , no cenário hidrológico com probabilidade 0,2

	int. 1	int. 2	int. 3	int. 4	int. 5	int. 6	int. 7	int. 8	int. 9	int. 10
Usina 1	582	219	238	155	255	136	439	104	300	132
Usina 2	366	149	164	106	168	100	303	76	220	108
Usina 3	234	174	97	56	104	143	234	140	137	62
Usina 4	736	336	368	222	466	215	708	121	665	257

O cronograma de instalação das usinas candidatas, neste caso, está indicado na figura 6.7.

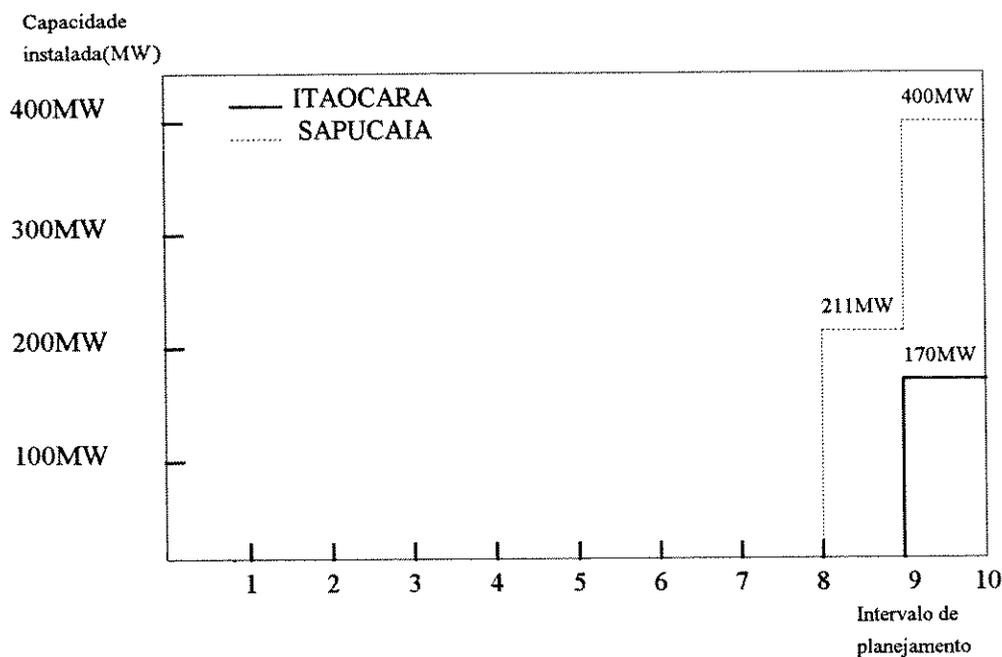


Figura 6.7 Cronograma de instalação das usinas no caso probabilístico com variáveis inteiras relaxadas

Uma linha de transmissão de 138 kV deve ser instalada nos corredores 1 e 2 a partir do nono intervalo de planejamento.

O problema envolve 849 restrições e 1265 variáveis, sendo 80 delas discretas. O tempo total de resolução foi de 27,188 segundos

6.3.5 O caso probabilístico, com incertezas nas vazões afluentes aos reservatórios, considerando a entrada das usinas candidatas em módulos discretos

Considera-se, aqui, que as usinas Itaocara e Sapucaia entram em módulos discretos de 90 MW e 100 MW respectivamente. O cronograma de motorização das usinas encontrado neste caso está indicado na figura 6.8. O custo total do programa de expansão é de $US\$399,473.10^6$, sendo $US\$380.217.10^6$ o investimento total, $US\$1,199.10^6$ a parcela do custo de capital das linhas de transmissão e $19,256.10^6$ o custo operacional.

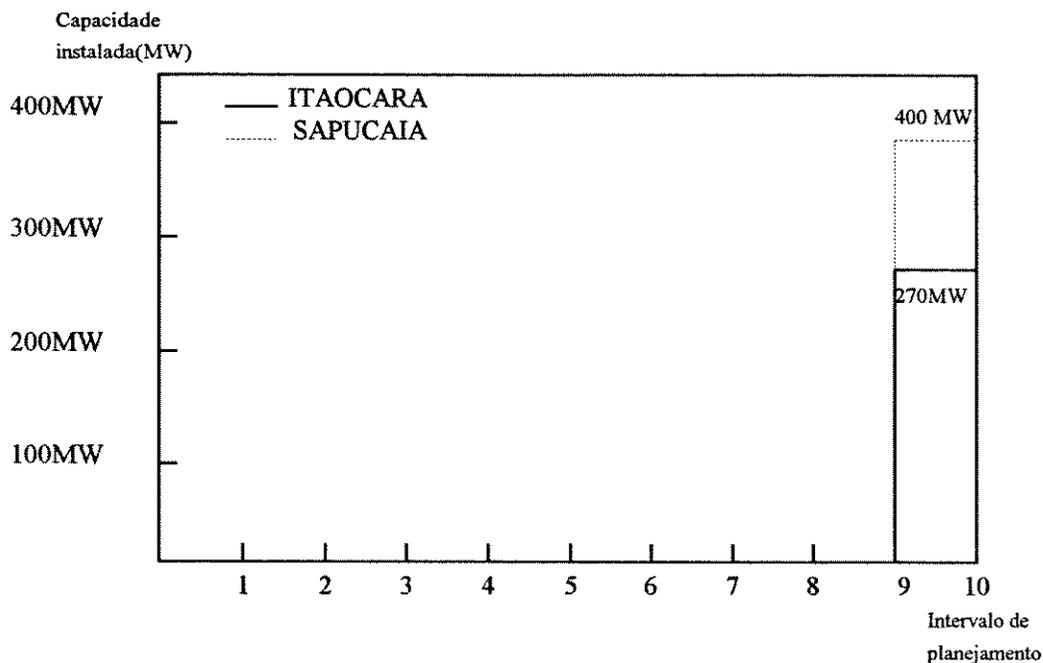


Figura 6.8 Cronograma de instalação das usinas candidatas no caso probabilístico, considerando a entrada das usinas candidatas em módulos discretos

Uma nova linha de 138 kV deverá ser instalada no corredor 1 no segundo intervalo de planejamento e uma outra de 345 kV no corredor 2 no nono intervalo.

O problema envolve 889 restrições e 1345 variáveis, sendo 160 delas discretas. O tempo total de resolução encontrado foi de 28,891 segundos.

6.3.6 O caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador

Considera-se aqui três cenários para o perfil tecnológico do parque gerador e dois cenários para a evolução do mercado, sem probabilidades associadas. As hipóteses associadas a cada um destes dois cenários são detalhadas no anexo B.

A grosso modo, os três cenários alternativos a respeito do perfil tecnológico das usinas candidatas se caracterizam pelas seguintes hipóteses qualitativas:

“Cenário tecnológico 1”: As usinas candidatas são centrais hidroelétricas e termoeletricas de médio porte;

“Cenário tecnológico 2”: As usinas candidatas continuam sendo centrais hidroelétricas e termoelétricas de médio porte, mas desativa-se a usina nuclear existente, no quinto intervalo de planejamento

”Cenário tecnológico 3”: Emprega-se somente pequenas e médias centrais hidroelétricas e termoelétricas como usinas candidatas ao plano de expansão.

Aplicando o modelo proposto nesta tese para cada combinação de cenários tecnológicos e de mercado obtém-se a matriz de custos , ou matriz “pay-off”, apresentada na tabela 6.6.

Tabela 6.7 Matriz de custos , em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador

	Cenário de mercado 1	Cenário de mercado 2
Cenário tecnológico 1	229,8035	78,357
Cenário tecnológico 2	213,2503	129,0974
Cenário tecnológico 3	129,0697	145,9841

A matriz de arrependimentos corespondente está na tabela 6.7, enquanto a tabela 6.9 destaca os arrependimentos máximos associados a cada cenário tecnológico.

Tabela 6.8 Matriz de arrependimentos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado e no perfil tecnológico do parque gerador

	Cenário de mercado 1	Cenário de mercado 2
Cenário tecnológico 1	100,7338	0
Cenário tecnológico 2	84,1806	50,7404
Cenário tecnológico 3	0	67,6271

Tabela 6.9 Arrependimentos máximos associados aos cenários tecnológicos, em 10^6 US\$

Cenário tecnológico 1	100,7338
Cenário tecnológico 2	84,1806
Cenário tecnológico 3	67,6271

Neste caso, o cenário tecnológico 3 constitui a melhor opção de expansão.

6.3.7 O caso envolvendo incertezas no mercado, agora com percepção dos enganos, e no perfil tecnológico do parque gerador

Supõe-se, agora, que no quinto intervalo de planejamento, o decisor percebe que o mercado previsto é diferente do assumido no início do período de planejamento. Tem-se, nesse caso, uma árvore de decisões, em termos de previsões de mercado possíveis, para cada um dos cenários tecnológicos definidos, conforme ilustrado na figura 6.9.

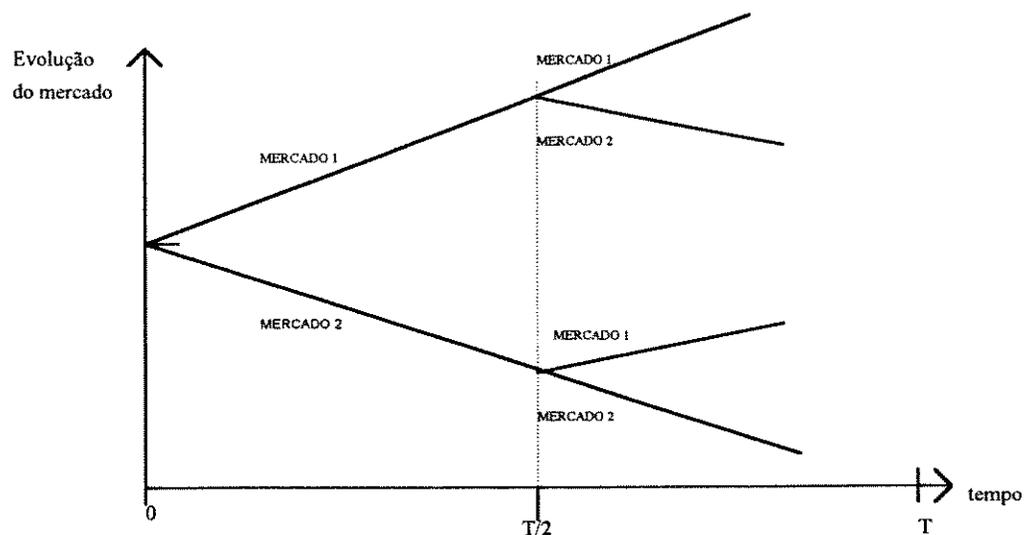


Figura.6.9: Árvore de decisões em um dado cenário tecnológico para o caso de percepção de enganos na previsão do mercado, a partir da metade do período de planejamento

Para cada ramo desta árvore tem-se um plano ótimo de expansão, resultando a matriz de custos da tabela 6.10. A tabela 6.11 é a matriz de arrependimentos correspondente. Finalmente, a tabela 6.12 apresenta o arrependimento máximo associado a cada cenário tecnológico.

Tabela 6.10 Matriz de custos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado, com percepção dos erros, e no perfil tecnológico do parque gerador

	Cenário de mercado 1 até $T/2$ e cenário de mercado 1 após	Cenário de mercado 1 até $T/2$ e cenário de mercado 2 após	Cenário de mercado 2 até $T/2$ e cenário de mercado 1 após	Cenário de mercado 2 até $T/2$ e cenário de mercado 2 após
Cenário tecnológico 1	229,8035	78,5254	35,1589	78,357
Cenário tecnológico 2	213,2503	436,0781	766,6886	145,9841
Cenário tecnológico 3	129,0697	92,5308	433,4460	129,074

Tabela 6.11 Matriz de arrependimentos, em 10^6 US\$, para o caso envolvendo incertezas no mercado, com percepção dos erros, e no perfil tecnológico do parque gerador

	Cenário de mercado 1 até $T/2$ e cenário de mercado 1 após	Cenário de mercado 1 até $T/2$ e cenário de mercado 2 após	Cenário de mercado 2 até $T/2$ e cenário de mercado 1 após	Cenário de mercado 2 até $T/2$ e cenário de mercado 2 após
Cenário tecnológico 1	100,7338	0	0	0
cenário tecnológico 2	84,1806	355,5528	731,5297	67,6271
Cenário tecnológico 3	0	14,0054	398,2871	50,717

Tabela 6.12 Arrependimentos máximos associados aos cenários tecnológicos, em 10⁶ US\$

Cenário tecnológico 1	100,7338
Cenário tecnológico 2	731,5297
Cenário tecnológico 3	398,2871

O critério de minimização do arrependimento máximo fornece como a escolha ótima inicial o cenário tecnológico 1, envolvendo só grandes aproveitamentos hidroelétricos como usinas candidatas. Na metade do período de planejamento se reavaliará esta opção à luz da evolução real do mercado até então.

6.3.8 O caso com incerteza nos custos das obras

Considera-se, nesta seção, o mesmo sistema elétrico de geração e transmissão mencionado no início deste capítulo, com a base de dados constante no Anexo A, e cenários de mercado 1 e 2, da seção anterior. A decisão de investimento a ser analisada é a construção de grandes usinas, a construção de grandes usinas com a desativação da usina nuclear Angra I, considerando, em ambos os casos, incertezas nos custos de construção desses projetos irreversíveis, ou, então, uma sequência de instalação de pequenas e médias centrais hidro e termoelétricas, sem incertezas nos seus custos. Resumidamente, quer-se saber se é vantajoso implementar um dado projeto agora, ou adiar a sua construção, enquanto implementa-se um plano alternativo, que é a construção de pequenas e médias usinas, de menor prazo de construção e que requerem menores desembolsos no início do período de planejamento. Utilizou-se, aqui, para este propósito, um modelo desenvolvido por Crousillay (1989) para o Banco Mundial.

De acordo com este modelo, necessita-se, inicialmente, calcular a relação benefício/custo para as duas primeiras opções vis-a-vis o plano alternativo. Os custos desta relação são os custos de investimento destas opções, enquanto os benefícios são o custo

evitado de construção mais o incremento do custo de operação e manutenção do projeto alternativo. Este cálculo requer a simulação da expansão para cada um destes planos, que são:

Plano 1: construção de grandes centrais hidroelétricas e termoeleétricas, que já foi simulado na seção anterior deste capítulo;

Plano 2: construção destas grandes usinas, com a desativação da usina nuclear Angra I, que também já foi simulado na seção anterior; e

Plano alternativo: o programa de instalação de pequenas e médias usinas hidro e termoeleétricas simulado na seção anterior, para ser comparado com os planos 1 e 2.

Os custos destes três planos de expansão encontram-se na tabela 6.13, enquanto a tabela 6.14 apresenta o valor atualizado dos custos e benefícios dos planos 1 e 2, estes últimos em relação ao plano alternativo.

Tabela 6.13 Custos dos planos de expansão para o caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 1

	Plano 1	Plano 2	Plano alternativo
Custo do investimento	210,338	210,338	125,219
Custo de operação mais manutenção	19,134	2,581	3,581
Custo total	229,472	212,919	128,800

Tabela 6.14 Valor atualizado dos custos e dos benefícios dos planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras, no cenário de mercado 1

	Plano 1	Plano 2
Custo	210,338	210,338
Benefício (custo evitado)	140,502	123,949
Benefício/custo	0,668	0,589

A fim de que um dado investimento não seja considerado atraente - e por conseguinte possa ser adiado - tendo-se incertezas nos custos das obras, a relação benefício/custo deve ser menor que a razão crítica C^* calculada pelas fórmulas 5.48 a 5.50, apresentadas no capítulo 5 desta tese.

Considerando $\delta_v = \delta_f = 4$ por cento a.a. - diferença entre a taxa de desconto do projeto, suposta 10 por cento a.a., e a taxa de aumento dos custos reais, suposta 6 por cento a.a. -, obtém-se os valores da razão crítica que constam da tabela 6.15.

Tabela 6.15 Relação benefício/custo e razão crítica para os planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras e cenário de mercado 1

	Benefício/custo	Razão crítica	Decisão ótima
Plano 1	0,668	1,297	adiar
Plano 2	0,5589	1,277	adiar

As razões críticas obtidas para os planos 1 e 2 mostram que, em face das incertezas envolvidas nos custos de investimento destes planos, a melhor decisão é adiar a sua implementação, optando-se, no início do período de planejamento, pelo “flexível” plano alternativo, sem incerteza no seu custo de investimento.

Tabela 6.16 Custos dos planos de expansão para o caso com incerteza nos custos das obras considerando o cenário de mercado 2

	Plano 1	Plano 2	Plano alternativo
Custo do investimento	58,769	120,635	97,615
Custo de operação mais manutenção	19,168	2,369	3,032
Custo total	78,286	145,619	100,647

Tabela 6.17 Valor atualizado dos custos e dos benefícios dos planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras para o cenário de mercado 2

	Plano 1	Plano 2
Custo	58,769	120,635
Benefício (custo evitado)	113,751	96,952
Benefício/custo	1,936	0,804

Tabela 6.18 Relação benefício/custo e razão crítica para os planos 1 e 2 no caso com incerteza nos custos das obras considerando o cenário de mercado 3

	Benefício/custo	Razão crítica	Decisão ótima
Plano 1	1,936	1,272	construir
Plano 2	0,804	1,295	adiar

As razões críticas obtidas para os planos 1 e 2 mostram que, em face das incertezas envolvidas nos custos de investimento destes planos, a melhor decisão é adiar a implementação do plano 2, optando-se no início do período de planejamento, pelo plano 1.

Capítulo 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Propõe-se, nesta tese, uma nova abordagem para o problema da expansão conjunta da geração e transmissão de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos de potência, em uma estrutura de planejamento descentralizada para o setor elétrico. O objetivo é se determinar a capacidade das usinas candidatas que entrarão no sistema, a data de entrada em operação das unidades geradoras, o seu nível de operação, as novas linhas de transmissão e seu nível de tensão, bem como os corredores para a sua instalação. Este é um problema misto: linear-inteiro complexo e de grande porte, cuja solução pelos métodos tradicionais de programação matemática é impraticável do ponto de vista computacional. Ele complica-se ainda mais quando se considera a estocasticidade de alguns dos parâmetros envolvidos. Para se evitar as simplificações grosseiras, hoje empregadas, dos balanços estático e dinâmico e reservatórios energeticamente equivalente a dezenas de reservatórios reais de bacias distantes e que não operam em paralelo, é imprescindível se passar a adotar no setor elétrico brasileiro uma estrutura de planejamento descentralizada, na qual a complexidade do problema em questão pode ser devidamente equacionada através desta nova abordagem.

A modelagem proposta torna o método de Benders atraente para a resolução do problema, pois a peculiaridade da formulação permite decompor o problema original em subproblemas menores e esses, por sua vez, em outros subproblemas menores ainda, desacoplados entre si. Isto é uma grande vantagem quando se aplica o modelo a sistemas reais de grande porte, pois obtém-se uma estrutura computacionalmente eficaz. Pode-se acrescentar, ainda, à vantagem mencionada, a possibilidade da inclusão da estocasticidade de parâmetros do modelo hidrotérmico estudado, como, por exemplo, as vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, e a modelagem de outras possíveis fontes de geração de energia elétrica, de características estocásticas, como as centrais solares e eólicas. Além destas vantagens, a técnica de Benders permite a obtenção de inúmeros planos factíveis para o problema da expansão, o que é bastante útil na prática, pois nos sistemas reais o ótimo matemático nem

sempre é o melhor plano real e planos factíveis sub-ótimos podem se constituir em alternativas de escolha interessantes.

A formulação conjunta do problema da expansão da geração e transmissão dos sistemas elétricos de potência permite obter-se um plano de expansão de custo menor do que aquele que se obteria tratando-se os dois problemas separadamente (Bajay,1981), sobretudo quando se tem a necessidade de se construir novas linhas de transmissão essencialmente justificadas por adensamento de cargas ou a instalação de um conjunto de usinas, situações estas em que o procedimento tradicionalmente empregado no setor elétrico brasileiro, de se associar o custo das novas linhas de transmissão às novas usinas, não pode ser executado com precisão aceitável.

Na modelagem desenvolvida neste trabalho incluiu-se, ainda, aquelas incertezas às quais não se pode associar probabilidades, como as incertezas sobre a evolução do mercado e as incertezas no custo das obras. A inclusão desses elementos possibilita a obtenção de estratégias de expansão flexíveis, que facilmente permitem correções de rumo, que não seriam possíveis caso se utilizasse uma abordagem conservadora como a determinística.

O modelo proposto pode facilmente ser estendido para considerar incertezas nos custos de combustível das centrais termoelétricas e nos prazos de construção das usinas candidatas, ou, mesmo, todos os tipos de incertezas simultaneamente. Recomenda-se, em futuras pesquisas, analisar a possibilidade da utilização de outras técnicas de decomposição, como o método de Dantzig-Wolfe, ou esse método conjuntamente com a técnica de Benders, na resolução do problema. Análises de confiabilidade e a otimização dos usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas também podem ser incorporadas a este exercício de planejamento integrado, sem aumentar muito a sua complexidade, graças à estrutura desagregada do modelo proposto.

Metodologias como a desenvolvida nesta tese para o planejamento da expansão dos sistemas elétricos deverão ser adotadas nos próximos anos pelo setor elétrico brasileiro, pois somente assim poder-se-á obter soluções mais baratas e confiáveis, do ponto de vista de garantia do suprimento, dadas as enormes incertezas que hoje permeiam o processo de planejamento neste setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSON, D. & TURVEY, R., *Electricity Economics*, The John Hopkins University Press (published for the World Bank), 1977.
- BAJAY, S. V., *Analysis of Regional Development Alternatives for Large Power Generating Systems - A Methodological Approach Concerning the Brazilian South Eastern Region*. Ph.D. thesis, Faculty of Engineering/University of Newcastle upon Tyne, G.B., 1981.
- _____, Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia. *Revista Brasileira de Energia*. v.1, nº1, f. 45-53, 1989.
- _____, Economic and social impacts from a power systems expansion program, *Science and Public Policy*, 179-85, August 1982.
- _____, COELHO, C A. & RICCIULLI, D. L. S., Planejamento da expansão da geração em grandes sistemas de potência elétrica, incluindo adições substanciais de pequenas centrais hidroelétricas. In: I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, *Anais*, AIPSE/FEM/UNICAMP, CAMPINAS, 1989.
- _____ & WALTER, A. C. S. Projeção de demanda energética do setor industrial através de um modelo abrangente de base econométrica. In: III Congresso Brasileiro de Energia, *Anais* v.3, COPPE/ UFRJ, Rio de Janeiro 1984, pp 1092-1101.
- _____, COELHO, C A. & RICCIULLI, D. L. S., Planejamento da expansão da geração em grandes sistemas de potência elétrica, incluindo adições substanciais de pequenas centrais hidroelétricas. In: I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, *Anais*, AIPSE/FEM/UNICAMP, CAMPINAS, 1989.
- _____, FERREIRA, A.L.&AGRA,D.A.-Demanda de energia, por Usos Finais, em Segmentos Industriais Energo-Intensivos: Análise e Projeção, no Contexto de Cenários, Relatório Final do Convênio ELETROBRAS/UNICAMP/FUNCAMP número ECV-610/91, NIPE/UNICAMP, outubro de 1993,266 pags.
- _____, LIMA, P. C. & RICCIULLI, D. L. S., Modelo linear de otimização para o planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência. In. XVII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, *Anais*, SOBRAPO, Rio de Janeiro, 1984, pp. 43-57.

- _____, POPPE, M.K. & MENANTEAU, P.- Planejamento de pequenas centrais hidrelétricas. In: Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 1. Campinas, 1989. *Anais*. v.4, UNICAMP, Campinas, p.61-78.
- _____, RICCIULLI, D. L. S. & FERNANDES, J. F. R., Expansion planning of hydrothermal power systems, optimizing the multiple uses of the water from hydroelectric power plant reservoirs, via conversational multi-objective algorithms. In: IFAC Symposium on Planning and Operation of Electric Energy Systems, *Proceedings*, IFAC/SBA, Rio de Janeiro, 1985, pp. 139-145.
- _____, SILVA, V.A. & RICCIULLI, D.L.S., Planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro: Mudanças institucionais, novas políticas e novos instrumentos de planejamento. In: Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1990. *Anais* v.3, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro p.883 - 900.
- _____ & WALTER, A.C.S.- Geração descentralizada de energia. In: Simpósio Brasileiro sobre Cogeração de Energia na Indústria, 1, Campinas, 1989. *Anais*, v.4, UNICAMP, Campinas, pp.19-42.
- B EGLARI, F & LAUGHTON, M. A., The combined costs method for optimal economic planning of an electrical power system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS - 94, n° 6, 1975, pp. 1935 - 1941.
- BELYAEV, L. S., Pay-off matrix technique. *Energy*, v. 15, n°7/8, 1990, pp 631 - 643.
- BELLMAN, R., *Dynamic Programming*, Princeton University Press, Princeton, New Jersey, 1957.
- BENDERS, J. F., Partitioning procedures for solving mixed variables programming problems, *Num. Math.* 4, 1962, pp.238-252.
- BLOOM., J.A., Solving an electricity generating capacity expansion planning problem by generalized Benders decomposition. *Operations Research*, v 31, n° 1, 1983, pp. 84 - 100.
- _____, Long range generation planning using decomposition and probabilistic simulation. *IEEE Trans. Power Apparatus and Syst.*, v. PAS-101, 1982, pp. 797-820.
- _____ & CHARNY, L., Long range generation planning with limited energy and storage plants. Part 1: Production costs. *IEEE Trans. Power Apparatus Syst.*, v. PAS-102, 1985, pp. 2861-2870.
- BRANDÃO, P. V., Metodologia de previsão do mercado de energia elétrica. *Revista do Serviço Público*, v. 144, n° especial, 1986, pp 86-89.

- BROUKE, A., KENDRICK, D., MEERAU, A., *GAMS: A user's guide*, Scientific Press, 1988.
- CAMARGO, C. C. B., *Transmissão de Energia Elétrica*, Editora da UFSC/ELETRÓBRÁS, Florianópolis, 1989.
- CAMPODÓNICO, M. N., CARMO, M. E. M & CARVALHO, M. A. P., *Modelo de Incerteza para o Planejamento da Expansão da Geração de Energia Elétrica - Metodologia e Experiência de Utilização*, Relatório Técnico, ELETRÓBRÁS, Rio de Janeiro, 1993.
- CEE/CONSELHO ESTADUAL DE ENERGIA, *Demanda de Energia no Ano 2000*, CEE-SP, São Paulo, 1986.
- CEPEL, *Modelo de Programação Dinâmica Estocástica para Operação de Sistemas Hidrotérmicos*, Relatório Técnico CEPEL nº.144/77, 1977.
- COTÉ, G., A generating planning model for hydro-thermal systems using a decomposition approach. Paper presented to the Generation System Planning & Operation Subsection of the Canadian Electrical Association, Vancouver, B. C., 1983, 18p.
- _____, & LAUGHTON, M. A. Decomposition techniques in power system planning: The Benders partitioning method, *Electrical Power & Energy and Systems*, v. 1, nº1, 1979, pp. 57-64, april.
- CROUSILLAY, E.O., *Incorporating Risk and Uncertainty in Power System Planning*. Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series Paper no. 17, The World Bank, 1989.
- DAHER, M. J., *Planejamento da Expansão da Geração com Incerteza de Mercado*, Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica / UNICAMP, 1989.
- DELSON, J. K. & SHAHIDEHPOUR, S. M., Linear programming application to power systems economics, planning and operations. *Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 7, no. 3, 1992.
- DEMANBORO, A. C., *Planejamento de adições graduais de pequenas centrais hidroelétricas ao parque gerador de empresas concessionárias de energia elétrica de grande porte*, Dissertação de mestrado, AIPSE / FEM / Universidade Estadual de Campinas, Campinas, S.P., 1990.
- ELETRÓBRÁS, *Avaliação Energética Estática*, Relatório Técnico, Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas - GCPS/CTEE/GTPS, 1982a.
- _____, *Avaliação Energética Dinâmica*, Relatório Técnico, Grupo Coordenador do Planejamento de Sistemas - GCPS/CTEE/GTPS, 1982b.

- ELETROBRAS/DENE, *Modelo de Simulação a Subsistemas Equivalentes - MSSSE*, Rio de Janeiro, 1977.
- _____, *Modelo de Ordenação de Usinas Hidro e Termoelétricas, Manual do Usuário*, Rio de Janeiro, 1982.
- ENTRIKEN, R. & INFANGER, G., Decomposition and importance sampling for stochastic linear models. *Energy*, v. 15, no. 7/8, 1990, pp. 645-659.
- FARRAG, M. A. & EL- METWALLY, M. M., New method for transmission planning using mixed-integer programming, *IEEE Proceedings*, v. 135, no. 14, julho 1988.
- GEOFFRION, A. M., Generalized Benders decomposition. *Journal of Optimization Theory and Applications*, v. 10, no. 4, 1987.
- GEROMEL, J.C & BELLONI, M. R., Nonlinear program with complicating variables: theoretical analysis and numerical experience. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics*, v. SMC-16, no. 2, 1986.
- LASDON, L.S., *Optimization Theory for Large Systems*, The McMillan Company, 1970.
- MURTAGH, B.A. & SAUNDERS, M.A., *MINOS: A Large Scale Nonlinear Programming Systems*, Systems Optimization Laboratory/Stanford University, Stanford, C.A., 1977.
- NOONAN, F. & GIGLIO, R.J., Planning electrical power generation: a non-linear mixed integer model employing Benders decomposition, *Management Science*, v. 23, no.9, 1977, pp. 946 - 956.
- OCDE, *Effet Sur l'Environnement de la Production d'Électricité*, Organisation for Economic Co-operation and Development, 1985.
- PEREIRA, M.V.F.; COSTA, J.P.; OLIVEIRA, G.C. & CAMPODÓNICO, N.M., *Metodologia para Planejamento da Expansão da Capacidade Geradora e Troncos de Interligação*, Relatório Técnico, DEGE/ELETROBRAS, 1987.
- PEREIRA, M. V. F.; MACEIRA, M. E. P.; OLIVEIRA, G. C. & PINTO, L. M. V. G., Combining Analytical Models and Monte-Carlo Techniques in Probabilistic Power System Analysis, *Transactions on Power and Systems*, v 7, no. 1, 1992.
- PEREIRA, M. V. F. & CUNHA, S. H. F., Modelos computacionais para planejamento e operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte, *Controle e Automação*, v. 1, nº. 1, 1986, pp. 31-41.
- PEREIRA, M.V.F. & TERRY, L.A., Modelos computacionais para planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. In: I Internacional Workshop on Energy Operating

Planning of The Brazilian Interconnected System, *Proceedings*, Centrecon/Itaipava, 1986.

RICCIULLI, D. L. S., *Planejamento da Expansão da Geração de Sistemas Hidrotérmicos de Potência, Otimizando os Usos Múltiplos da Água dos Reservatórios*, Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP, Campinas, 1990.

ROSENBLAT, J. & TRINKENREICH, J., *Avaliação da Economicidade de Usinas de Menores Prazos de Implantação Face a Restrições Financeiras e Incertezas*. Relatório Técnico, ELETROBRÁS, 1991.

SALKIN, H. M., *Integer Programming*, Addison Wesley, 1975

SJELVGREN, D.; BRÄNLUND, H. & DILLON, T. S., Large-scale non-linear programming applied to operations planning. *Electrical Power & Energy Systems*, v. 11, no. 3, 1989.

SULLIVAN, R. L., *Power System Planning*, MacGraw-Hill, 1977.

TRINKENREICH, J. & PINHEIRO, S., Determinação da expansão do setor elétrico a longo prazo - DESELP. In: Seminário Latino Americano de Planificação de Sistemas Elétricos, *Anais*, Rio de Janeiro, 1986.

Anexo A

DADOS PARA O ESTUDO DE CASO.

Tabela A.1 Dados técnicos das usinas hidroelétricas existentes

Usinas	Potência instalada (MW)	Volume do reservatório (km ³)	Disponib. com manut..	Disponib. sem manut.	Produtividade média (MW/m ³ /s)	Turbinagem máxima (m ³ /s)	Defluência mínima (m ³ /s)
Estreito	1.104	-	0,915	0,935	0,556	2.043	409
Peixoto	476	2,500	0,945	0,960	0,335	1.327	265
Furnas	1.280	17,217	0,915	0,935	0,760	1.722	344
Funil	216	0,606	0,915	0,935	0,565	398	80

Tabela A.2 Número de máquinas e sua capacidade unitária nas usinas existentes

Usinas	Número de máquinas	Potência/máquina
Estreito	6	184
Peixoto	2	38
	2	45
	6	52
Furnas	8	184
Funil	3	74

Tabela A.3 Dados técnicos das usinas hidroelétricas candidatas

Usina	Capac. máx. instalável (MW)	Vol. útil do reservatório (km ³)	Dispon. com manut.	Dispon. sem manut.	Produtivid. média (MW /m ³ /s)	Turbin. máxima (m ³ /s)	Defluênc. mínima. (m ³ /s)
Sapucaia	400	-	0,915	0,935	0,654	459	44
Itaocara	270	1,070	0,915	0,935	0,329	857	193

Tabela A.4 Número de máquinas, sua capacidade unitária e custos das usinas candidatas ao plano de expansão

Usinas	Nº de máquinas	Capacid. unitária das máqs. (MW)	Custo. unitário de instal. (US\$/kW)	Custo de operação e manutenção. US\$/kWano	Custos fixos em relação à motorização (10 ⁷ US\$)	Custo variável com a motorização (US\$/kW)
Sapucaia	4	100	1020	3,10	19,584	367,20
Itaocara	2	135	1037	3,35	16,799	414,80

Tabela A.5 Dados da usina nuclear

Usina	Capacid. instalada (MW)	Dispon. com manut.	Dispon. sem manut.	Fator de capacidade mínimo com manut.	Fator de capacidade mínimo sem manut.	Custo de combustível (US\$/MWh)	Custo de operação e manut. (US\$/kWano)
Angra 1	625	0,800	0,860	0,275	0,345	8,8	15,8

Tabela A.6 Dados da usina termoeétrica a óleo combustível

Usina	Capacidade instalada (MW)	Disponib. com manut.	Disponib. sem manut.	Custo de combust. (US\$/MWh)	Custo de operação e manutenção (US\$/kWano)
Sta. Cruz 1-2	168	0,840	0,910	50,7	10

Tabela A.7 Dados das linhas de transmissão

Classe de tensão (kV)	Condutor (MCM)	Custo/km (US\$ x 10 ³)	Capacidade máxima (MVA)	Capacidade média (MVA)
138 kV	1x 795.0	114.0	230	146
230 kV	2x994.0	175.60	384	243
345 kV	2x954.0	194.0	1280	766
500 kV	3x954.0	255.90	2460	1665

Tabela A.8 Demanda de potência elétrica, em MW, nos períodos de ponta e fora da ponta, por subestação

Subestação	Ponta (MW)	Fora de ponta (MW)
Pimenta	200 MW	80 MW
Barreiro	200 MW	100 MW
Itutinga	400 MW	200 MW
Adrianópolis	200 MW	120 MW
Magé	150 MW	70 MW
Jacarepaguá	100 MW	50 MW
Volta redonda	50 MW	40 MW
Cachoeira Paulista	50 MW	30 MW
Rocha Leão	150 MW	80 MW
Campos	100 MW	50 MW

Tabela A.9 Produtividade das usinas hidroelétricas no atendimento da ponta da carga

Usina	Produtividade no atendimento da ponta (MW/m ³ /s)
Furnas	0.755
Sapucaia	0.594
Itaocara	0.321

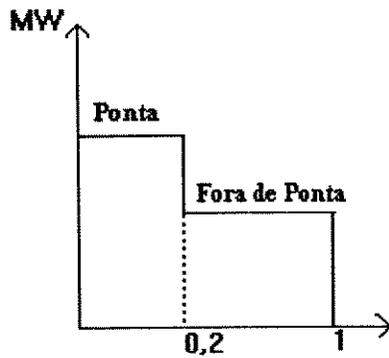


Figura A.1 Curva de permanência de carga discretizada em dois patamares

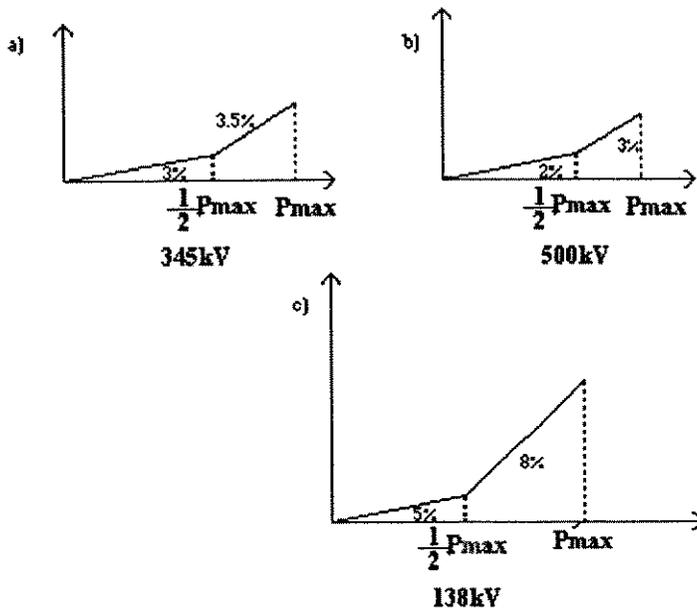


Figura A.2 Curvas de perdas das linhas de transmissão da tabela A.7

Anexo B

DADOS DE MERCADO PARA OS ESTUDOS DE CASO ENVOLVENDO INCERTEZAS E DADOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS SOBRE AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRO E TERMOELÉTRICAS TRATADAS DE UMA FORMA AGREGADA

Tabela B.1 Dados técnicos e econômicos das PCH's candidatas, modeladas de uma forma agregada no cenário tecnológico 3

Usina	Potência máxima instalável (MW)	Dispon. com manut.	Dispon. sem manut.	Produtivid. média (MW /m ³ /s)	Turbin. máxima (m ³ /s)	Custo de inv. fixo em rel. à motoriz. (10 ⁷ US\$)	Custo de inv. variáv. com a motoriz. (US\$/kW)
Agregado de PCH's	150	0,800	0,850	0,654	459	15,00	367,20

Tabela B.2 Dados técnicos e econômicos das PCT's candidatas, a óleo combustível, modeladas de uma forma agregada no cenário tecnológico 3

Usina	Potência instalada. (MW)	Disponibilid. com manutenção	Disponibilid. sem manutenção	Custo de operação e manutenção (US\$/kWano)	Custo unit. de invest. (US\$/kW)
Agregado de PCT's	100	0,600	0,650	6,50	130,00

Tabela B.3 Produtividade do agregado de usinas hidroelétricas no atendimento da ponta da carga

Usina	Produtividade no atendimento da ponta da carga (MW/m ³ /s)
Agregado de PCH's	0,300

Tabela B.4 Dados da demanda de potência elétrica, por subestação, nos períodos de ponta e fora da ponta, e taxas de crescimento dos diversos cenários de mercado

Subestação	Período de ponta (MW)	Período fora de ponta (MW)	Taxa de crescimento do cenário de mercado 1	Taxa de crescimento do cenário de mercado 2
Pimenta	200	80	0,10	0,06
Barreiro	200	100	0,10	0,06
Itutinga	400	200	0,07	0,05
Adrianópolis	200	120	0,07	0,08
Magé	150	70	0,10	0,10
Jacarepaguá	100	50	0,10	0,10
Volta Redonda	50	40	0,10	0,10
Cachoeira Paulista	50	30	0,10	0,10
Rocha Leão	150	80	0,08	0,08
Campos	100	50	0,12	0,08